





História da operação do sistema interligado nacional



História da operação do sistema interligado nacional

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS

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 de Transmissão: Roberto José R. Gomes da Silva

EDIÇÃO

Centro da Memória da Eletricidade no Brasil - MEMÓRIA DA ELETRICIDADE
© 2003
Presidente: Mario Penna Bhering
Diretora-Executiva: Marilza Elizardo Brito

Coordenadoria do Centro de Referência: Solange Balbi Cerveira Reis
Coordenadoria de Pesquisa: Ligia Maria Martins Cabral
Coordenadoria de Comunicação: Liliana Neves Cordeiro de Mello
Coordenadoria de Administração: Carlos Henrique da Silva

ELABORAÇÃO

Coordenadoria de Pesquisa

Coordenação: Paulo Brandi de Barros Cachapuz

Pesquisa e textos preliminares (capítulos 1, 2 e 3): Ligia Maria Martins Cabral
Paulo Brandi de Barros Cachapuz

Edição (capítulos 1, 2 e 3): Maria Helena Malta

Pesquisa e textos preliminares (capítulos 4, 5 e 6): Paulo Cesar Peiter
Luís Octávio Gomes de Souza

Pesquisa e textos finais (capítulos 1, 4, 5 e 6): Paulo Brandi de Barros Cachapuz

Copidesque (capítulos 4, 5 e 6): Maria Helena Malta

Índices: Bruxedo Produções Culturais e Educacionais Ltda. - ME
Leila Lobo de Mendonça

Referências bibliográficas: Edson *Sousa Silva*

Projeto gráfico do miolo: Liliana Neves Cordeiro de Mello

Editoração eletrônica: Liliana Neves Cordeiro de Mello
Leila Lobo de Mendonça

Reprodução fotográfica: André Lavaquial
Beto Felício

Supervisão ONS: Luiz Pereira Barroso

Concepção de capa*: ONS*

Centro da Memória da Eletricidade no Brasil
MEMÓRIA DA ELETRICIDADE

História da operação do sistema interligado nacional

Rio de Janeiro, 2003

MEMBROS INSTITUIDORES DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL
FURNAS Centrais Elétricas S.A.
LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL
Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica - ABCE
Associação de Empresas Distribuidoras de Eletricidade do Norte, Nordeste e Centro Oeste - AEDENNE

MEMBROS MANTENEDORES DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL
FURNAS Centrais Elétricas S.A.
LIGHT Serviços de Eletricidade S.A.
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. - ESCELSA
Companhia Energética de Brasília - CEB
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR
Companhia Energética do Piauí - CEPISA
Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL
Empresa Energética de Sergipe S.A. - ENERGIPE
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

H673 História da operação do sistema interligado nacional / Paulo Brandi de Barros Cachapuz - Rio de Janeiro : Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 2003.
416p. ; 26cm.

ISBN 85-85147-59-8.

1. Energia elétrica - Brasil - História. 2. Serviços de eletricidade - Brasil - História. I. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil.

CDD 621.31

Apresentação

Este livro pretende contribuir para o conhecimento mais amplo da história da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) e está sendo lançado no momento em que comemoramos cinco anos de existência do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Trata-se de um trabalho abrangente, que vai além da mera cronologia das ações empreendidas pelo ONS, desde sua constituição legal, em 26 de agosto de 1998, como entidade responsável pela operação do SIN e pela administração da rede básica de transmissão.

Na realidade, o ONS é parte integrante da verdadeira saga em que se constitui a concepção, implementação e exploração deste extraordinário e complexo sistema elétrico interligado, qualquer que seja a base de comparação em escala mundial.

Remontando às experiências pioneiras da operação interligada, o livro descreve o avanço do processo de integração eletroenergética do país a partir da década de 1960, focalizando, em especial, o trabalho desenvolvido pelos Comitês e Grupos Coordenadores que se conformaram como verdadeiros condomínios para a operação integrada dos sistemas elétricos, até a criação do ONS em 1999, no contexto das reformas do setor de energia elétrica, e sua trajetória até o início de 2003.

Para traçar um quadro completo, foram considerados, nesse resgate, os Comitês Coordenadores da Operação Interligada (CCOI), antecessores dos Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOI), e o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), depois denominado Comitê Coordenador de Operação Norte-Nordeste. Tem-se, assim, uma visão-síntese da trajetória dos antigos organismos colegiados da operação e do ONS, na conjuntura mais recente da história do setor e do país.

O projeto, a pesquisa e todos os passos necessários para a materialização do livro contaram com a colaboração inestimável do Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, entidade presidida pelo engenheiro Mario Penna Bhering, grande mestre e verdadeiro referencial para todos que fazem parte do setor elétrico brasileiro, a quem tenho a honra de considerar como amigo. O resultado dessa parceria inclui, também, um livro de depoimentos dos dirigentes do GCOI e do CCON, bem como dos companheiros integrantes desta primeira e atual diretoria do ONS.

A interligação de sistemas elétricos – especialmente em sistemas predominantemente hidrelétricos, como o brasileiro – tem um enorme efeito sinérgico e traz consigo um amplo potencial de benefícios econômicos e de melhoria da qualidade do serviço, como o aumento da disponibilidade de energia, a redução dos custos operativos e a maior confiabilidade do atendimento aos consumidores.

Enfim, a gestão operacional do sistema interligado, de forma coordenada, integrada e centralizada, como um forte condomínio, socializa o uso das nossas águas para geração hidrelétrica, traz confiabilidade e, sobretudo, persegue a modicidade tarifária para o consumidor de energia elétrica.

Voltada justamente para a consecução desses benefícios, a operação coordenada e integrada de sistemas interligados começou a ganhar destaque no Brasil há cerca de quarenta anos, em função dos grandes empreendimentos de geração e transmissão, realizados por empresas públicas federais e estaduais. A valorização de nosso potencial hidrelétrico, o uso da geração térmica complementar e a integração de diversos sistemas por intermédio de extensas linhas de transmissão modificaram profundamente a estrutura técnico-produtiva do setor.

No início da década de 1960, quando ingressei na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) como engenheiro recém-formado, os sistemas elétricos brasileiros eram, em sua maioria, de pequeno porte e isolados. Formavam um arquipélago de ilhas elétricas, com padrões técnicos bastante desiguais. A própria duplicidade de freqüências utilizadas no país impedia a integração regional dos serviços de eletricidade. É certo que, no Nordeste, as áreas de distribuição haviam sido convertidas de 50 Hz para 60 Hz, em decorrência da interligação com Paulo Afonso. Mas sistemas importantes, notadamente o da Light no Rio de Janeiro e o da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) no Rio Grande do Sul, ainda operavam em 50 Hz.

Ainda nos anos 60, entretanto, o elo de interligação constituído pelo sistema de transmissão de Furnas passou a abranger os sistemas de Minas Gerais, capital e interior de São Paulo, Norte do Paraná, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Sul de Goiás, representando cerca de 80% da carga elétrica nacional. Com o aumento do grau de interligação entre os sistemas elétricos, as principais empresas geradoras e distribui-

doras da Região Sudeste formaram, em 1969, o Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI). No ano seguinte, as empresas da Região Sul criaram um comitê análogo.

Em 1973, em conseqüência do tratado internacional entre o Brasil e o Paraguai para a construção de Itaipu, foram criados os GCOIs das regiões Sul e Sudeste, sob a coordenação da Eletrobrás. Os GCOIs começaram a funcionar em 1974, sob a liderança do engenheiro José Marcondes Brito de Carvalho. Durante 17 anos, o engenheiro Brito de Carvalho comandou o trabalho do GCOI com notável competência e espírito de isenção, colaborando, assim, para o êxito e o aprimoramento dos esquemas de coordenação da operação dos sistemas interligados no Brasil. Ele também foi o principal mentor da criação do CCON, em 1974. O Dr. Brito de Carvalho é, e sempre será, o patrono inconteste daqueles que fazem da operação do SIN um objetivo profissional de vida.

O contínuo crescimento das interligações dos sistemas elétricos no Brasil conduziu à formação do Sistema Interligado Nacional (SIN) como um único e grande sistema interligado, unindo todas as regiões do país e atendendo a aproximadamente 98% do mercado. Não fazem parte do SIN os sistemas isolados localizados na Região Amazônica.

Em última análise, ao fazer a operação integrada do SIN, nós o exploramos como se pertencesse a todos e a um só, na busca de ganhos sinérgicos que evitam a expansão excessiva e asseguram a operação ao menor custo, ao mesmo tempo em que garantem a integridade dos equipamentos e instalações do sistema, respeitando o direito das partes integrantes de sua estrutura de múltiplos proprietários. O ONS busca, incessantemente, o ótimo sistêmico resultante de uma gestão integrada e centralizada dos recursos, da compatibilidade entre as necessidades de suprimento com as restrições da inserção ambiental dos empreendimentos, do uso múltiplo das águas e da segurança elétrica, como condição básica para garantir a qualidade, a confiabilidade e a continuidade do atendimento.

Hoje, somos uma entidade reconhecida nacionalmente. Isto nos dá força para enfrentar os desafios do futuro, sinalizados pela continuidade de um sistema

com múltiplos proprietários atuando nos diversos segmentos, uma base hidrelétrica preponderante, uma expansão que agrega, cada vez mais, novas fontes de geração - como a eólica, a biomassa, as pequenas centrais hidrelétricas – e uma clara perspectiva de integração, cada vez maior, com os países vizinhos sul-americanos. Todos esses fatores reunidos tornam a operação centralizada cada vez mais importante para assegurar à sociedade brasileira energia elétrica mais confiável e com menores custos.



Mario Fernando de Melo Santos
Diretor-Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Sumário

Capítulo 1

11 A trajetória do setor de energia elétrica brasileiro até a criação da Eletrobrás e as experiências pioneiras de operação interligada

Racionamento de 1925: Light recorre à operação interligada para socorrer São Paulo 13
Rio da Cidade é a primeira interconexão com conversão de freqüência 15
Amforp une sistemas no interior paulista 16
Crise de energia durante a guerra exige conexões emergenciais 20
Os projetos da Eletrobrás e do Plano Nacional de Eletrificação 24
Paulo Afonso e a mudança de freqüência no Nordeste 28
Planos estaduais para eletrificação e interligação dos sistemas 29
Furnas: centro de gravidade da interligação de sistemas na Região Sudeste 33

Capítulo 2

37 O avanço da interligação de sistemas elétricos entre 1963 e 1973 e a atuação dos CCOIs

Desenvolvimento e operação do sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste 48
Expansão no período 1967-1968: Guanabara se integra ao sistema de 345 kV 57
Progresso em geração entre 1969 e 1973. CCOI é oficializado 59
Ampliação da transmissão 65
Estiagem leva comitê a coordenar novos intercâmbios 72
GCOI Sudeste incorpora novas atividades 77
Desenvolvimento e operação do sistema interligado Sul 80
Primeiras interligações no Sul do país 83
A expansão do sistema interligado Nordeste 89

Capítulo 3

94 O fortalecimento da Eletrobrás, a criação dos GCOIs e do CCON, e a operação dos sistemas interligados entre 1974 e 1984

Base legal e organização dos GCOIs e do CCON 100
Estrutura dos órgãos coligados da operação 104
O projeto Sinsc e as novas metodologias e critérios de planejamento e programação da operação 107
Novas metodologias de despacho hidrotérmico tornaram a operação mais econômica 109
Prevenção das cheias na ordem do dia 110
A operação do sistema interligado Sudeste e a atuação do GCOI 112
O Sudeste ganha com transmissão de Itaipu 118
GCOI foi fundamental na otimização dos recursos energéticos 125
Sistema Sudeste envia energia ao Sul, ameaçado por grande seca 133
A atuação do GCOI nas perturbações no sistema 136
A operação do sistema interligado da Região Sul e a atuação do GCOI 144
Energia do Sudeste evita racionamentos na Região Sul 148
Década de 1980: progresso e dificuldades 151
A operação na Região Nordeste, os primeiros anos do sistema Norte/Nordeste e o papel do GCOI e do CCON 152
CCON une Chesf às distribuidoras locais 155
1981: Norte e Nordeste são interligados 159

Capítulo 4

162 A operação dos sistemas elétricos interligados de 1985 a 1998

As crises de suprimento atingem a Nova República 175
1986: Racionamento no Sul e ameaça de corte no Sudeste 185
Seca e atraso de obras impõem racionamento no Norte e no Nordeste 196
A operação nos últimos anos do governo Sarney e a crise da CCC 202
A operação nos governos Collor e Itamar 205

Fernando Henrique estabiliza economia, mas risco de déficit de energia elétrica aumenta 206
O alerta de 1996 e os novos planos aprovados pelo Conselho Deliberativo do GCOI 225

Capítulo 5

236 A criação e a estruturação do ONS

A experiência internacional e os primeiros passos da reforma brasileira 239
Primeiro governo FH: as privatizações e o projeto RE-SEB 243
Base legal e estruturação do ONS 252

Capítulo 6

262 A trajetória do ONS e a operação do Sistema Interligado Nacional no período de 1999 a 2002

Blecaute em vários estados do país 264
Dificuldades da reforma e desafios da expansão da oferta de energia 268
O crescimento da capacidade geradora do Sistema Interligado Nacional (SIN) 277
Rede básica de transmissão se expande 289
No primeiro ano de operação, ONS define procedimentos 296
A operação em 2000 307
Racionamento de 2001: os alertas do ONS 315
A participação do Operador na gestão da crise 318
Troca de energia entre regiões é fundamental no enfrentamento da crise 329
A operação em 2002 334
O blecaute de janeiro de 2002 e a segurança do SIN 341

Apêndices

Conselhos de Administração do ONS (1998-2003) 350
Referências bibliográficas 253

Índices

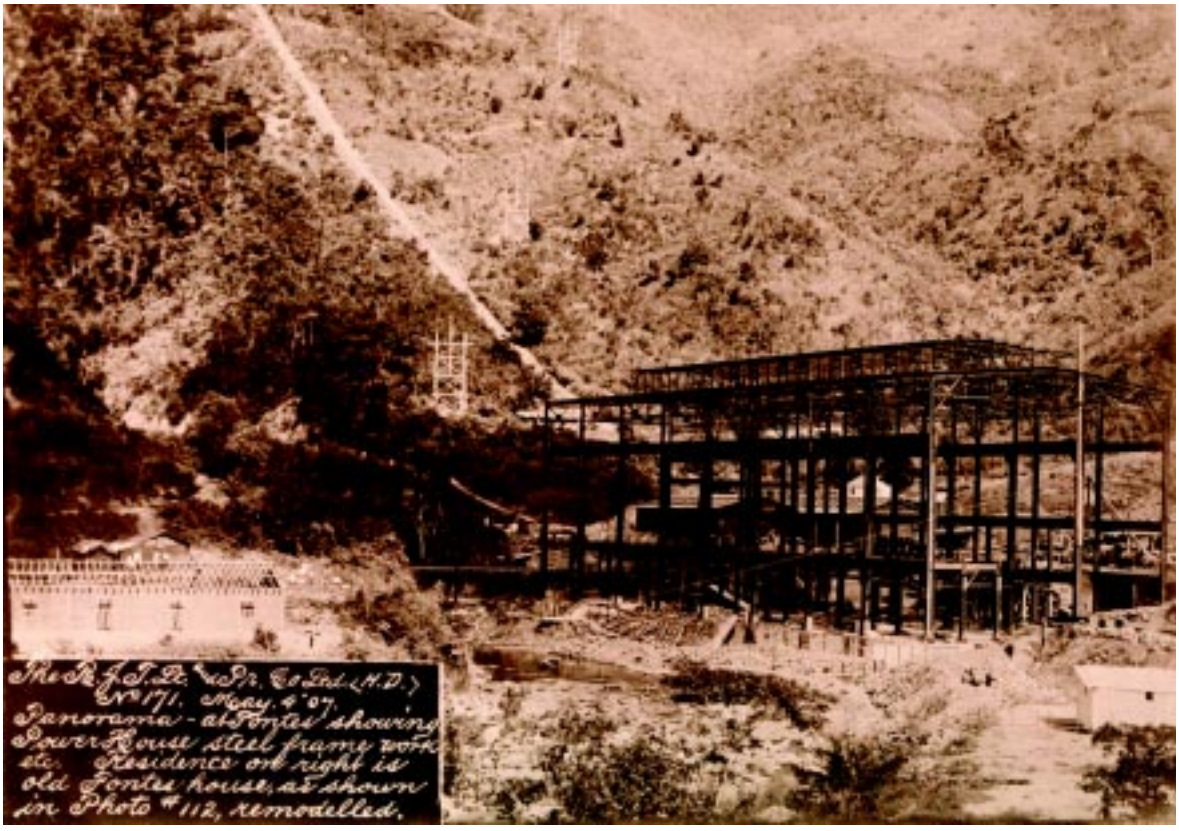
Onomástico 387
Intitulativo 392

Experiências pioneiras

A trajetória do setor de energia elétrica brasileiro até a criação da Eletrobrás e as experiências pioneiras de operação interligada

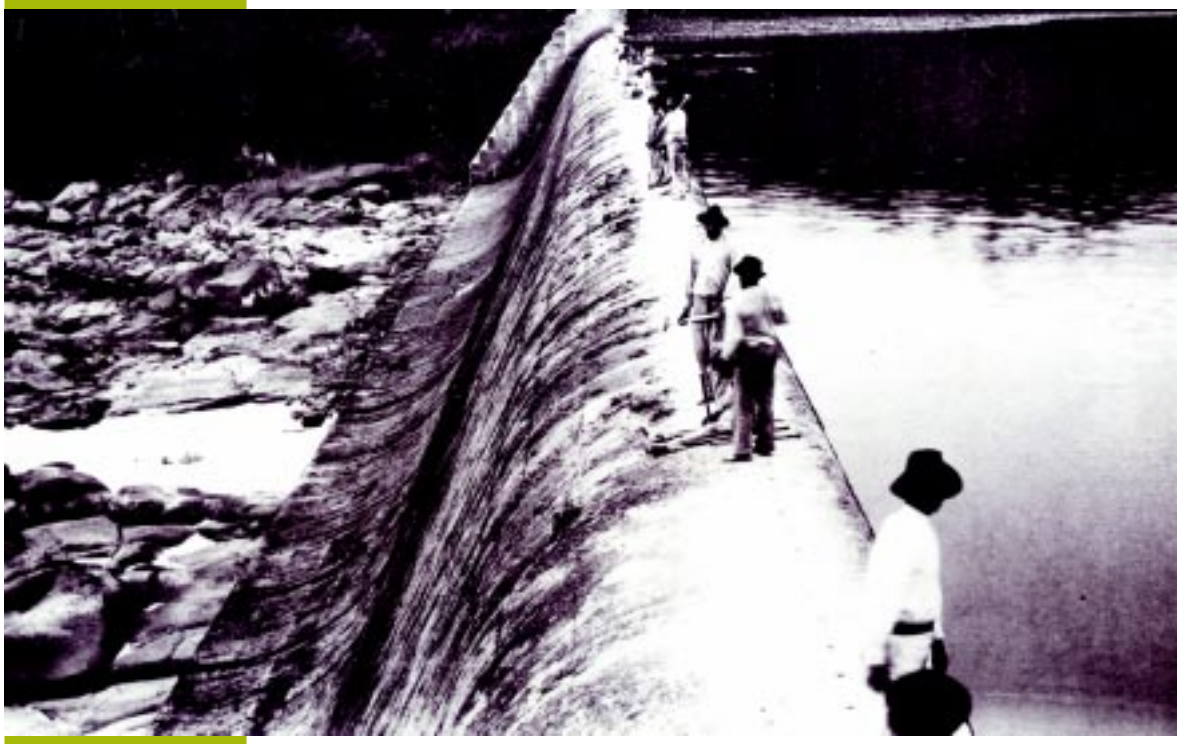
O desenvolvimento da indústria de eletricidade no Brasil contou com a participação predominante do capital privado até a década de 1950, quando um novo ciclo de expansão foi inaugurado por empresas públicas federais e estaduais. A intervenção do Estado, consolidada com a constituição da Eletrobrás em 1962, modificou a base produtiva e a estrutura de propriedade do setor.

Sob a égide do capital privado, os serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica foram organizados no país sob a forma de sistemas isolados e independentes, atendendo preferencialmente aos maiores centros urbanos. A escassez de reservas carboníferas de boa qualidade contribuiu para o forte predomínio da geração de origem hidráulica desde o início do século XX. A Região Sudeste, mais urbanizada e industrializada, foi particularmente beneficiada pela abundância de potenciais hidráulicos com baixo custo de aproveita-



Usina hidrelétrica Fontes Velha, em construção.
Piraí, RJ.
4 de maio de 1907
Acervo Light

Reservatório e vertedouro da usina hidrelétrica Parnaíba, em construção. Santana do Parnaíba, SP. 28 de agosto de 1908 Acervo FPHESP



mento, situados nas proximidades de suas principais cidades. Na Região Sul, o aproveitamento das fontes hidráulicas foi complementado por termelétricas abastecidas pelo carvão local, cabendo notar que no Rio Grande do Sul a termeletricidade constituiu a principal base de produção de energia até meados do século XX. Já as regiões Norte e Nordeste permaneceram precariamente servidas por termelétricas movidas a óleo. Apenas uma capital nordestina, Salvador, pôde contar com fornecimento de energia de origem hidráulica.

Durante a Primeira República, o desenvolvimento da indústria de energia elétrica brasileira chegou a contar com a participação relativamente expressiva de empresas privadas de capital nacional. Em São Paulo, numerosas concessionárias de âmbito municipal foram organizadas por comerciantes e fazendeiros locais com relativo êxito. O mesmo ocorreu em Minas Gerais com algumas concessionárias de capital nacional, como a Companhia Mineira de Eletricidade, fundada ainda ao tempo do Império por Bernardo Mascarenhas, e a Cataguazes-Leopoldina, criada no início do século passado pelo influente político José Monteiro Ribeiro

Junqueira. As atividades de produção e distribuição de energia elétrica também foram alvo de importantes investimentos dos empresários Cândido Gaffrée e Eduardo Guinle, proprietários da Companhia Docas de Santos.

Entretanto, os sistemas elétricos de maior porte foram implantados em torno das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo pelas empresas da *holding* Brazilian Traction, Light and Power, conhecida simplesmente como Light. Fundada no Canadá no fim do século XIX, a Light obteve o monopólio dos serviços de energia elétrica nas duas maiores cidades brasileiras, assumindo rapidamente a liderança do setor. Em 1920, as concessionárias do grupo Light somavam cerca de 290 MW de potência instalada, correspondentes a 37% do total nacional. Operando com freqüências diferentes em São Paulo (60 Hz) e no Rio de Janeiro (50 Hz), seus sistemas elétricos eram compatíveis com os existentes nos países desenvolvidos.

Racionamento de 1925: Light recorre à operação interligada para socorrer São Paulo

Em 1925, a Light enfrentou um grave problema no suprimento de energia elétrica em São Paulo, sendo compelida a realizar inédita experiência de interligação. A crise teve origem no incremento acentuado do consumo de energia decorrente do desenvolvimento industrial paulista, sendo consideravelmente agravada por uma severa estiagem no estado, que reduziu em cerca de 40% a vazão dos rios Tietê e Sorocaba, utilizados na produção de energia para a capital e áreas próximas.

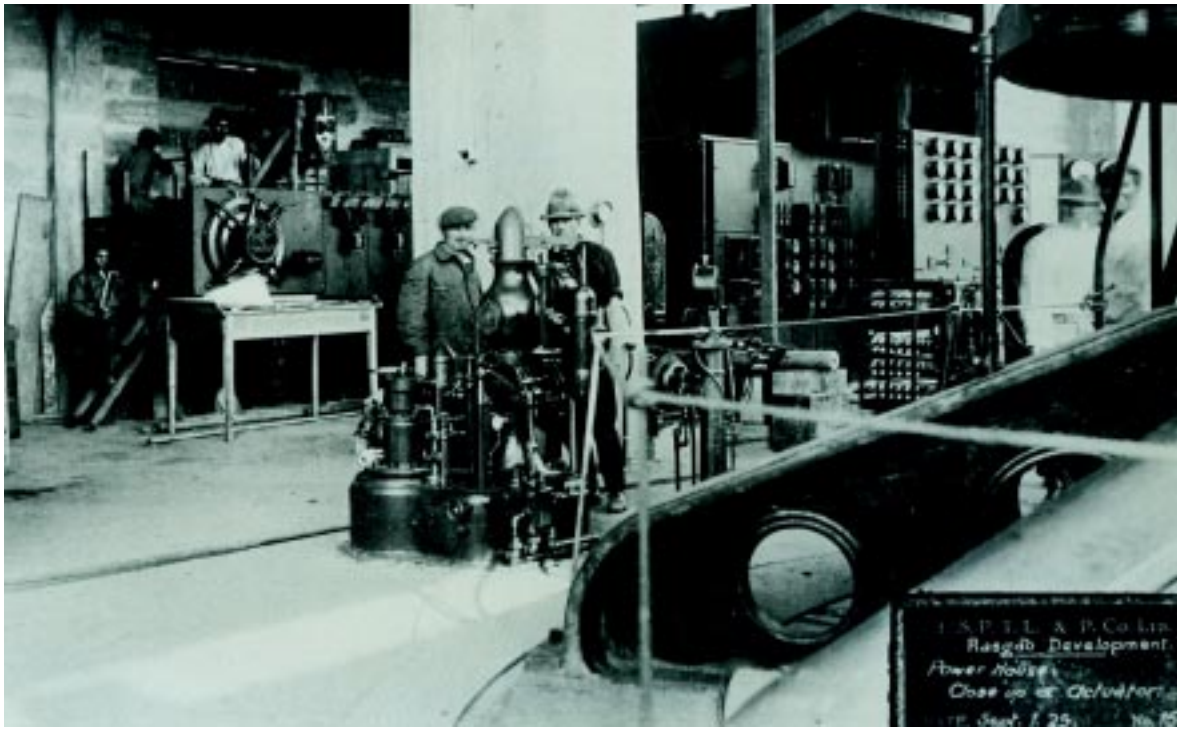
A prefeitura de São Paulo adotou medidas de racionamento em fevereiro de 1925 e, no mês seguinte, o governo estadual criou um órgão com plenos poderes para coordenar o racionamento e promover a "eqüitativa distribuição de energia elétrica" nas áreas de concessão da Light e de outras empresas, como a Companhia Docas de Santos, a Empresa Força e Luz de Jundiaí e a Companhia Campineira de Tração, Luz e Força.

De imediato, a São Paulo Light passou a receber energia da Campineira, através das linhas eletrificadas pela Companhia Paulista de Estradas de Ferro (CPEF), no trecho entre Jundiaí e Campinas. Além disso, a empresa providenciou a construção de uma linha de transmissão para o recebimento de sobras de energia da hidrelétrica Itatinga, situada em Bertioga, então distrito de Santos (SP), e pertencente à Docas de Santos. A linha entrou em operação

em junho de 1925, aliviando o serviço de distribuição de energia na capital. Dois meses depois, porém, a situação voltou a agravar-se em virtude da vazão ainda menor dos rios, especialmente o Itatinga, e de um acidente na represa de Salto Grande, situada no rio Atibaia, em Campinas, que reduziu a capacidade de produção da Campineira. O fornecimento à capital só foi normalizado em novembro, com as chuvas abundantes que tornaram satisfatórias as condições de vazão no Tietê, possibilitando o início da operação da usina Rasgão, em Pirapora do Bom Jesus (SP).

Ainda durante a crise, a São Paulo Light iniciou a construção da usina Cubatão (depois Henry Borden), na cidade de mesmo nome, e que seria sua primeira hidrelétrica com capacidade superior a 100 MW. Tratava-se de uma monumental obra de engenharia, com um sofisticado sistema de barragens e reservatórios para o aproveitamento das águas da bacia do rio Tietê e do grande desnível oferecido pela vertente oceânica da Serra do Mar. Com a inauguração da usina, em 1926, e sua progressiva motorização, a oferta ultrapassou a demanda na área da Light em São Paulo por um longo período.

Casa de força da usina hidrelétrica Rasgão. Pirapora do Bom Jesus, SP. 1º de setembro de 1925
Acervo FPHESP



Os últimos anos da chamada República Velha também foram marcados por um forte movimento de centralização e concentração de concessionárias de energia elétrica, empreendido pelo grupo Light e outra empresa estrangeira que desempenharia um papel relevante na história do setor: a American and Foreign Power Company (Amforp), do grupo norte-americano Electric Bond and Share Corporation (Ebasco).

A Light incorporou uma série de pequenas empresas nos municípios paulistas e fluminenses do Vale do Paraíba, ao passo que a Amforp adquiriu empresas atuantes nos principais centros urbanos fora do domínio do grupo canadense.

A Amforp iniciou suas atividades no Brasil em 1927. Para centralizar e supervisionar suas operações, criou a Empresas Elétricas Brasileiras (EEB), mais tarde transformada na Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (Caeeb). Os norte-americanos assumiram a concessão dos serviços de eletricidade de numerosas cidades do interior de São Paulo, das capitais de vários estados – como Porto Alegre, Curitiba, Belo Horizonte, Niterói, Vitória, Salvador, Maceió, Recife e Natal – e de outros municípios, como Pelotas (RS) e Petrópolis (RJ). Somente em São Paulo, foram adquiridas 22 concessionárias, como a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), a Companhia Campineira de Tração, Luz e Força, a Companhia Central de Eletricidade de Icém, a Empresa Elétrica de Araraquara, a Empresa Força e Luz de Jaú e outras cujo âmbito de ação restringia-se a um único município ou a poucos municípios vizinhos. Com isso, a Amforp garantiu o monopólio dos serviços em quase 80 mil quilômetros quadrados de extensão – quase um terço do território paulista –, abrangendo municípios de peso econômico, como Campinas, Piracicaba, Araraquara, Bauru e Ribeirão Preto.

Todas as áreas mais desenvolvidas do país e aquelas que apresentavam maiores possibilidades de desenvolvimento passaram a ter como concessionárias as duas grandes empresas estrangeiras.

Rio da Cidade é a primeira interconexão com conversão de freqüência

A primeira interligação com sistemas elétricos de freqüências diferentes no Brasil ocorreu em 1930, envolvendo a Rio Light e a Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), subsidiária da Amforp, responsável pelos serviços de eletricidade em Niterói, Petrópolis e outras cidades fluminenses. A Rio Light contava, na época, com ampla disponibilidade de energia

para o atendimento de seu mercado. Desde 1924, a empresa passara a dispor da produção da usina Ilha dos Pombos, construída no rio Paraíba do Sul, município de Carmo (RJ), além da geração de Fontes, pioneiro aproveitamento hidrelétrico do ribeirão das Lajes, em Piraí (RJ).

A interligação do sistema Rio Light em 50 Hz com o sistema CBEE em 60 Hz foi planejada com o objetivo de permitir a transferência de energia de Ilha dos Pombos para a subsidiária da Amforp, pelo prazo de oito anos, e exigiu a construção da subestação conversora de Rio da Cidade, em Petrópolis. A subestação foi equipada com duas unidades conversoras de 3 MW e as transferências de energia eram controladas à distância, por meio de sinais enviados por linha telefônica.

Rio da Cidade entrou em operação em outubro de 1930, durante a revolução que conduziu Getúlio Vargas ao poder. Diferentemente do programado, a subestação foi utilizada de imediato para socorrer a Light. A operação invertida foi conseqüência da tomada de Ilha dos Pombos pelos revolucionários que tentaram cortar a energia da capital. Abastecida apenas por Fontes, a cidade ficou parcialmente às escuras. Nessas circunstâncias, a subestação, prestes a ser inaugurada, foi posta em funcionamento, convertendo energia da CBEE para o atendimento da Rio Light.

Há registros de outras interligações entre sistemas elétricos, nos últimos anos da República Velha, sempre de caráter emergencial, não resultando necessariamente no estabelecimento de uma operação coordenada entre empresas.

Amforp une sistemas no interior paulista

Já na primeira metade da década de 1930, a Amforp empreendeu um trabalho pioneiro de interligação, envolvendo suas subsidiárias do interior paulista, em sua maioria com sistemas isolados e pouco eficientes, apresentando grandes variações de tensão e freqüência. O predomínio dos 50 Hz era quase absoluto: apenas a Campineira operava em 60 Hz. A energia provinha de 20 pequenas usinas com capacidade total inferior a 50 MW. As principais eram as hidrelétricas Jaguari (6,8 MW), instalada no rio de mesmo nome, em Pedreira, perto de Campinas; e Marimbondo (8 MW), no rio Grande, nos municípios de Icém (SP) e Fronteira (MG), que atendia consumidores de Barretos, São José do Rio Preto e outras cidades da área conhecida como Alta Paulista.

Além da desmontagem das usinas antieconômicas, a Amforp decidiu uniformizar a freqüência de todas as suas subsidiárias paulistas, adotando o padrão de 60 Hz. Os sistemas foram interligados por uma rede de transmissão com linhas de 66 kV, permitindo uma maior utilização de suas instalações, principalmente em virtude da melhoria no fator de carga e de uma mais conveniente repartição de cargas entre as diversas usinas.

A rede interligada da Amforp no interior paulista cobriu uma área superior à abrangida então pelo *grid* britânico, embora atendendo a uma carga consideravelmente menor. Pela primeira vez no Brasil, sistemas elétricos interligados funcionaram como uma unidade, com despacho de carga centralizado, permitindo o máximo aproveitamento da energia global.

Em 1945, o engenheiro John Cotrim descreveu os sistemas elétricos da Amforp em São Paulo, distinguindo quatro sistemas regionais. O chamado sistema Noroeste, o mais extenso, cobria quase todo o interior do Norte e do Oeste do estado, sendo constituído por 12 usinas, entre as quais a já citada Marimbondo; Gavião Peixoto, em Araraquara; e Dourados, no rio Sapucaí Mirim, em Nuporanga – todas elas interconectadas por uma rede de transmissão de 66 e 33 kV. O sistema Campineira, o segundo mais importante, era alimentado pelas usinas Jaguari e Salto Grande, servindo à região de Campinas, onde se localizava a segunda usina. Em seguida, destacava-se o sistema que atendia aos municípios de Piracicaba e Americana, formado pelas usinas de mesmo nome. Havia, finalmente, o pequeno sistema das cidades de Pinhal e Itapira, composto pelas hidrelétricas Pinhal Velha e Pinhal Nova, em Espírito Santo do Pinhal (SP).

O sistema Noroeste e os outros três sistemas estavam ligados, em caráter precário, por circuitos de transmissão de 88 kV da Companhia Paulista de Estradas de Ferro (CPEF), utilizados no abastecimento das subestações conversoras dessa empresa. Na época, a CPEF possuía cerca de 400 quilômetros de linhas eletrificadas, que atravessavam o Estado de São Paulo, praticamente de Sul a Norte. Após a Segunda Guerra Mundial, os norte-americanos decidiram promover a fusão das subsidiárias paulistas em torno da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Do ponto de vista técnico, o processo de fusão foi facilitado pelo fato de os serviços operados pelas diversas companhias do interior paulista se encontrarem interligados.

A atuação dos grupos Amforp e Light nos anos 1930 também foi pautada pelas mudanças no quadro institucional do setor de energia elétrica, promovidas pelo governo Getúlio Vargas. Em julho de 1934, Vargas promulgou o Código de Águas, assegurando à União o monopólio da concessão dos aproveitamentos hidrelétricos e a possibilidade de um controle mais rigoroso sobre as concessionárias. O código instituiu a fiscalização técnica, financeira e

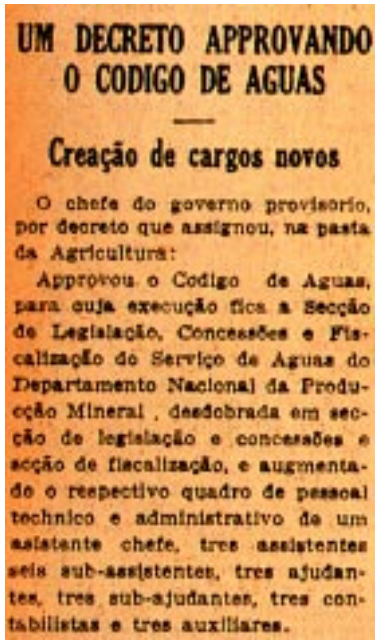


Usina hidrelétrica Salto Grande. Campinas, SP. S.d. Acervo CPFL

contábil das empresas, visando o tríplice objetivo de assegurar serviço adequado, fixar tarifas razoáveis e garantir a estabilidade das concessionárias. O artigo 179 atribuiu ao governo federal a competência para determinar as interconexões e as condições que deveriam reger a troca de serviços entre as empresas de energia elétrica. Em suas disposições transitórias, o código determinou que, enquanto não fossem procedidas as revisões dos contratos existentes, as empresas não poderiam fazer ampliações ou modificações em suas instalações, nem dilatar prazos ou firmar novos contratos.

Promulgado pouco antes da Constituição de 1934, o Código de Águas foi contestado por diversas personalidades jurídicas e políticas, chegando a sofrer a argüição de inconstitucionalidade. As principais críticas focalizaram o princípio do custo histórico para determinação do investimento remunerável das empresas e seu caráter centralizador. Já os defensores do código objetaram que o regime anterior era de base meramente contratual. Na Terceira Conferência Mundial de Energia, realizada em Washington em 1936, o engenheiro Antônio José Alves de Souza justificou o novo marco legal do setor, defendendo, por exemplo, a pertinência do artigo 179: "As interconexões não podem levar em consideração as fronteiras políticas traçadas pelo homem. Elas têm que atender à situação real, quer geográfica, quer econômica, dos sistemas em jogo, os quais podem estar situados em dois ou mais estados."

Durante o governo constitucional de Vargas (1934-1937), a aplicação do código permaneceu praticamente em suspenso, devido à controvérsia em torno de sua constitucionalidade (somente dirimida pelo Supremo Tribunal Federal em 1938), à resistência das concessionárias estrangeiras e às dificuldades da administração federal em aparelhar-se adequadamente para exercer a fiscalização das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A revisão dos contratos entrou em compasso de espera, entravando novas interligações.



UM DECRETO APPROVANDO O CODIGO DE AGUAS

Creação de cargos novos

O chefe do governo provisorio, por decreto que assignou, na pasta da Agricultura:

Approvou o Codigo de Aguas, para cuja execução fica a Secção de Legislação, Concessões e Fiscalização do Serviço de Aguas do Departamento Nacional da Producção Mineral, desdobrada em secção de legislação e concessões e secção de fiscalização, e augmentado o respectivo quadro de pessoal technico e administrativo de um assistente chefe, tres assistentes seis sub-assistentes, tres ajudantes, tres sub-ajudantes, tres contabilistas e tres auxiliares.

Notícia do jornal *Correio da Manhã* sobre à promulgação do Código de Águas.
Rio de Janeiro, RJ.
12 de julho de 1934
Acervo Biblioteca Nacional

Crise de energia durante a guerra exige conexões emergenciais

A partir de 1939, porém, a escassez de energia em vários pontos do país levou o governo federal a abrir mão das exigências legais que impediam não apenas a expansão do parque gerador, mas também a interligação de sistemas elétricos. Em paralelo, a intervenção do poder público na vida econômica do país começava a ganhar uma dimensão bem mais ampla, em função da mudança do regime político, em 1937, com a decretação do Estado Novo, e de circunstâncias externas advindas da Segunda Guerra Mundial.

Criado por Vargas em 1939, o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee) foi encarregado de tratar de todas as questões relativas à regulamentação e ao desenvolvimento do setor, como órgão diretamente subordinado à Presidência da República, a exemplo de outros organismos instituídos durante o Estado Novo. Em junho do mesmo ano, o governo promulgou o Decreto-Lei nº 1.345, definindo regras de interligação de sistemas elétricos e determinando o restabelecimento dos fornecimentos de energia entre empresas de eletricidade, independentemente da assinatura de novos contratos ou da revisão dos existentes. Em março de 1940, com a promulgação do Decreto-Lei nº 2.050, foram removidos os obstáculos legais para a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Com base nesses dois decretos, várias interligações de sistemas elétricos foram autorizadas e implementadas durante a Segunda Guerra Mundial, sob a coordenação do Cnaee.

A primeira aplicação do Decreto-Lei nº 1.345 ocorreu em julho de 1940, tendo em vista a regularização do abastecimento de energia a Campinas. Por recomendação do Cnaee, o governo determinou o suprimento temporário de energia elétrica pela São Paulo Light à Companhia Campineira. A interligação das duas empresas foi feita mais uma vez em caráter provisório, por intermédio de uma linha eletrificada da Companhia Paulista de Estradas de Ferro (CPEF), evitando um iminente colapso do abastecimento a Campinas. No ano seguinte, o governo valeu-se novamente dos serviços da CPEF para viabilizar o suprimento temporário de energia da Light a outras empresas paulistas, como a Central Elétrica de Rio Claro e a Empresa de Força e Luz de Carioba. Ainda em 1941, a Rio Light foi instada a restabelecer o suprimento de energia à CBEE, por intermédio da subestação conversora de Rio da Cidade, tendo em vista a normalização do abastecimento de Petrópolis. O suprimento havia sido suspenso em 1938, findo o prazo inicial do acordo entre as duas empresas, devido ao desinteresse da companhia canadense na transação.

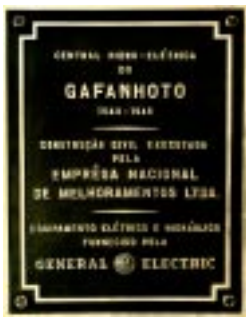
Apesar dos esforços desenvolvidos pelo Cnaee para promover as interligações, a crise de suprimento de energia em alguns pontos do país tornou-se cada vez mais preocupante, obrigando o governo a adotar medidas de racionamento em 1942 e a pensar em medidas mais efetivas de planejamento, incluindo a elaboração de um Plano Nacional de Eletrificação. Essa tarefa ficou a cargo de uma comissão formada por técnicos do Cnaee e da Divisão de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), sob a chefia do engenheiro Lauro Ferraz Sampaio. O relatório final da comissão, concluído em 1946, já no governo Eurico Gaspar Dutra, estabeleceu, a rigor, apenas as diretrizes gerais para a estruturação de um plano propriamente dito.



Charge do Barão de Itararé alusiva à instituição do cruzeiro, como nova moeda, pelo presidente da República Getúlio Vargas, durante o Estado Novo.
Rio de Janeiro, RJ.
1949
Acervo Memória da Eletricidade

Inspirando-se nos planos adotados pela Inglaterra, Suécia e outros países desenvolvidos, a comissão preconizou a elaboração de planos regionais, limitados às zonas de maior concentração de consumo, sugerindo a divisão do Brasil em regiões auto-suficientes em recursos energéticos, de acordo com as respectivas demandas de energia. O plano nacional deveria considerar, entre outras premissas, a centralização da produção de energia em cada região, e a interligação e coordenação de seus respectivos sistemas, o que permitiria a constituição de sistemas centralizados regionais para suprimento em grosso às empresas distribuidoras. A comissão conferiu papel importante à eletrificação ferroviária, que, além de permitir a redução da dependência externa do carvão, ajustava-se também ao propósito de interligação dos sistemas. Apontou, também, a necessidade de reajustamento da legislação setorial, julgando que o Código de Águas e algumas leis subseqüentes haviam contribuído para uma retração dos investimentos privados, admitindo "em caráter supletivo e coordenador" a intervenção direta do Estado na indústria de energia elétrica.

Na verdade, já estavam em curso no país algumas ações pioneiras do Estado no campo da produção de energia elétrica, visando o atendimento de áreas precariamente eletrificadas e a garantia de abastecimento energético para alguns projetos industriais. Em 1943, o governo do Rio Grande do Sul criou a Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE), com a



Placa da usina hidrelétrica Gafanhoto. S.I. 1946
Acervo General Electric

finalidade de planejar o aproveitamento do potencial hidráulico do estado, junto às reservas carboníferas. O plano estadual de eletrificação, aprovado pelo Cnaee em 1945, incluiu uma série de obras, entre as quais a hidrelétrica Passo do Inferno, no rio Santa Cruz, em São Francisco de Paula – a primeira da CEEE, inaugurada dois anos mais tarde. O governo de Minas Gerais empreendeu a construção da hidrelétrica Gafanhoto, no rio Pará, em Divinópolis, que seria acionada em 1946, com o objetivo de viabilizar a implantação da cidade industrial de Contagem, nas proximidades de Belo Horizonte.

Além das iniciativas estaduais, cumpre destacar o surgimento da primeira empresa de eletricidade do governo federal, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). Criada no fim do primeiro governo Vargas, em outubro de 1945, foi efetivamente constituída no governo Eurico Gaspar Dutra, em 1948, sob a presidência do engenheiro Antônio José Alves de Souza, com a missão de construir uma grande hidrelétrica que aproveitasse o potencial da cachoeira de Paulo Afonso, no rio São Francisco, entre Paulo Afonso (BA) e Água Branca (AL).

O notável crescimento industrial e urbano verificado no pós-guerra, na Região Sudeste, acarretou sérias dificuldades para os grupos Light e Amforp. Durante todo o primeiro governo Vargas, as concessionárias da Light tiveram condições de responder ao crescimento da demanda de eletricidade e mesmo de estimulá-la, devido à capacidade ociosa de suas usinas. Já em 1946, no entanto, a carga máxima da São Paulo Light alcançou, pela primeira vez, o nível da capacidade instalada. Novas unidades geradoras foram instaladas em Cubatão (SP), Fontes e

Vista noturna da cidade de São Paulo, SP. Década de 1950
Acervo Biblioteca Nacional







Rio de Janeiro, RJ.
16 de junho de 1950
Acervo Arquivo Nacional

Revista *Seleções*.
Rio de Janeiro, RJ.
Janeiro de 1952
Acervo Memória da Eletricidade

Ilha dos Pombos (RJ), elevando a potência das usinas do grupo Light, em 1950, para 980 MW, correspondentes a 52% do total nacional. No interior de São Paulo, a Amforp também empreendeu algumas obras de geração, embora de menor porte. De todo modo, o aumento da oferta de energia elétrica na região mais desenvolvida do país revelou-se inferior às elevadas taxas de crescimento industrial.

Além da expansão de seu parque gerador, a Light também promoveu a interligação das usinas Cubatão e Fontes, de forma a possibilitar o intercâmbio energético entre os sistemas de São Paulo e do Rio de Janeiro. As duas usinas foram ligadas por uma linha de transmissão em 230 kV, que entrou em serviço provisoriamente em 1947, após a adaptação de duas unidades de Cubatão para geração em 50 Hz.

A interligação entre os dois sistemas, em sentido pleno, foi efetivada em 1950, quando a linha de transmissão passou a operar com a subestação conversora de freqüência de Aparecida do Norte (SP). Ainda que a deficiência de suprimento fosse maior no Rio de Janeiro,

a subestação estava habilitada a operar nos dois sentidos, podendo ser utilizada de acordo com as necessidades que fossem surgindo. Tratava-se, porém, de uma solução paliativa para a questão da racionalização do sistema de geração de energia do grupo Light, uma vez que a capacidade de conversão da subestação era limitada a 50 MW.

Os projeto da Eletrobrás e do Plano Nacional de Eletrificação

Na verdade, o processo de urbanização e industrialização do país vinha impondo um ritmo de crescimento da demanda de energia elétrica, que rompia seus parâmetros históricos, forçando a realização de investimentos de maior porte. Em São Paulo e no Rio de Janeiro, não obstante a entrada em operação de novas usinas do grupo Light – como a hidrelétrica Nilo Peçanha, em Piraí (RJ), em 1952, e a termelétrica Piratininga, no bairro de Santo Amaro, na capital paulista, em 1954 –, o racionamento foi uma constante na primeira metade daquela década. O atendimento ao mercado de energia elétrica na região mais desenvolvida do país também foi consideravelmente prejudicado pela severa e prolongada estiagem verificada na época, nas bacias hidrográficas que alimentavam as usinas da Light.

Esse cenário favoreceu uma atuação mais incisiva do Estado no setor de energia elétrica e a notável ampliação dos investimentos públicos federais e estaduais em obras de geração e transmissão no decorrer da década de 1950.

No segundo governo (1951-1954), Getúlio Vargas buscou criar novas condições institucionais, políticas e econômicas para a aceleração do desenvolvimento industrial do país, conferindo papel estratégico às empresas estatais em setores básicos, como energia e transporte. Já em sua primeira mensagem de governo, Vargas defendeu a maciça participação do Estado na produção de energia elétrica, de modo que a oferta antecedesse e estimulasse a demanda. Reforçando a argumentação em favor da alternativa estatal, o presidente afirmou que o ingresso de capitais privados externos vinha-se revelando aquém das expectativas e que, nesse sentido, o mais aconselhável, seria procurar a cooperação técnica e financeira internacional.

Os projetos mais identificados com o ideário nacionalista de Vargas foram elaborados pela Assessoria Econômica da Presidência. De imediato, a assessoria formulou os proje-

tos do Plano do Carvão Nacional e da Petrobrás, encaminhados ao Congresso em 1951. Já os projetos mais comprometidos com a cooperação internacional – em especial, a norte-americana –, foram elaborados na órbita do Ministério da Fazenda pelos técnicos da Comissão Mista Brasil-Estados Unidos.

Os trabalhos da comissão mista começaram com a garantia de concessão de crédito do Banco Mundial e do Eximbank para a implantação de indústrias de base e a modernização da infra-estrutura do país. A exigência de contrapartida de recursos em moeda nacional levou à criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) em 1952. A comissão recomendou o financiamento de vários projetos de energia elétrica, programados por entidades e empresas públicas como a Chesf, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) do Rio Grande do Sul, a Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), fundada em 1952 pelo governador Juscelino Kubitschek, e a Usinas Elétricas do Paranapanema (Uselpa), criada pelo governo paulista em 1953.

A Assessoria Econômica cuidou efetivamente da formulação de uma política global para o setor de energia elétrica. O trabalho resultou na elaboração de quatro projetos de lei diferentes, mas inter-relacionados, encaminhados ao Congresso entre maio de 1953 e abril de 1954.

O primeiro projeto assegurava suporte financeiro para a expansão do setor, instituindo o Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e o Fundo Federal de Eletrificação (FFE). Foi aprovado em agosto de 1954, logo depois do suicídio do presidente. O segundo estabelecia critérios de rateio do imposto único entre os estados, os municípios e o Distrito Federal, sendo transformado em lei em novembro de 1956, já no governo Juscelino Kubitschek (1956-1961). O terceiro propunha o Plano Nacional de Eletrificação e jamais ultrapassou a fase inicial de discussão no Congresso. O quarto autorizava a constituição da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), como empresa pública de âmbito nacional, encarregada da execução dos empreendimentos do Plano Nacional de Eletrificação, sob a responsabilidade do governo federal. O projeto da Eletrobrás seria aprovado com emendas apenas em 1961.

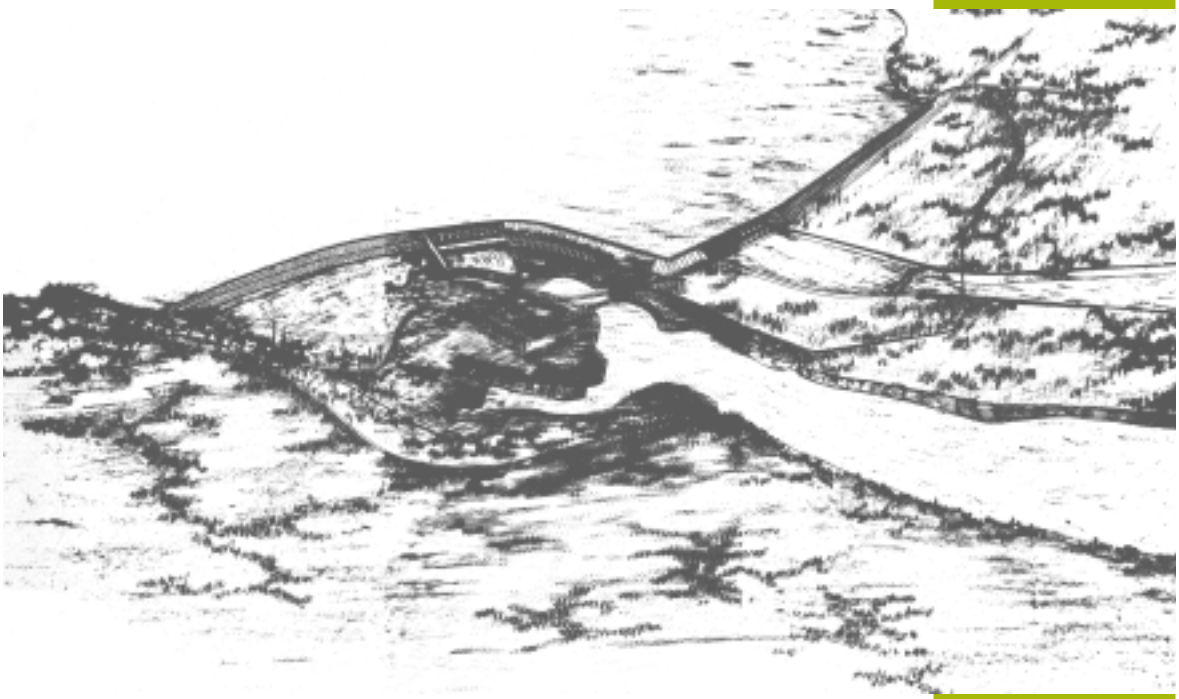
O Plano Nacional de Eletrificação foi concebido em articulação com os programas de expansão dos governos estaduais e das concessionárias privadas, propondo um amplo esforço no sentido de solucionar o problema do suprimento de energia elétrica. Preconizou medidas de interesse geral para a indústria de eletricidade pública e privada no Brasil – como a unificação de freqüência em 60 Hz, a padronização das tensões de transmissão e distribui-

ção e o desenvolvimento da indústria pesada nacional de material elétrico – e outras que interessavam diretamente à produção de energia, prevendo mais do que triplicar a capacidade instalada, num prazo de dez anos. O Estado, especialmente o governo federal, desempenharia papel proeminente como grande produtor de energia, quer através de suas próprias empresas, quer por associação, majoritária ou não, com a iniciativa privada, nacional e estrangeira, e com a iniciativa pública, regional e local.

O desenvolvimento dos sistemas interligados foi uma das principais preocupações do plano. Considerando o estágio de evolução das tecnologias de geração e transmissão de energia elétrica e fatores de ordem geral – como as condições geográficas, demográficas, energéticas e econômicas do país –, o plano distinguiu duas grandes áreas no território brasileiro: a área das grandes centrais elétricas, suscetível de suprimento por sistemas interligados, e a área das usinas isoladas não-interconectáveis. Segundo a Memória Justificativa do Plano Nacional de Eletrificação, apresentada por Jesus Soares Pereira, a interligação de sistemas elétricos representava uma "transição de importância verdadeiramente revolucionária para toda a economia das regiões onde fosse realizada". Daí a divisão do país em "área das grandes centrais" – as que tendiam a constituir ou já constituíam os pólos de sistemas regionais – e "área das usinas isoladas e serviços locais".

Os empreendimentos programados para a área das grandes centrais, incluindo obras sob a responsabilidade dos governos estaduais e das concessionárias privadas, visavam à ampliação da capacidade instalada de 2 mil MW para 8 mil MW em 1965 e à constituição de três sistemas interligados.

O primeiro sistema interligado teria por limites os estados do Espírito Santo e Minas Gerais, ao Norte, e Santa Catarina, ao Sul, onde o carvão-vapor representava fonte de energia a ser aproveitada em larga escala. O segundo sistema interligado abrangeria as áreas de concessão da Chesf e da Centrais Elétricas do Rio das Contas (Cerc), empresa de economia mista criada em 1954, estendendo-se da Paraíba e do Sul do Ceará ao Sul da Bahia. O terceiro seria constituído pelos sistemas hidro e termelétricos do Rio Grande do Sul. Na área das grandes centrais, apenas Cachoeira Dourada, correspondente ao Triângulo Mineiro e ao Sul de Goiás – que seriam servidos pela usina Cachoeira Dourada, situada no município de mesmo nome, no rio Parnaíba, em Goiás – permaneceria isolada dos três grandes sistemas interligados.



Perspectiva da usina hidrelétrica Cachoeira Dourada.
Cachoeira Dourada, GO.
[1953-1955]
Acervo Celg

No tocante à interligação de sistemas, o principal empreendimento seria a construção de uma linha de transmissão em 230 kV, atravessando os estados de Santa Catarina, Paraná e São Paulo. A linha tinha por finalidade suprir o mercado paulista com energia elétrica proveniente de uma termelétrica a carvão com 200 MW, a ser construída nas imediações de Tubarão (SC).

O Plano Nacional de Eletrificação sofreu críticas das concessionárias privadas e mesmo de dirigentes de empresas públicas estaduais, que temiam a excessiva centralização do poder na esfera federal. Embora tenha servido para balizar alguns empreendimentos públicos, sua tramitação no Congresso foi interrompida no início do governo Café Filho (1954-1955). Já as resistências ao projeto da Eletrobrás só seriam contornadas no fim do governo Juscelino Kubitschek.

Quando Kubitschek assumiu a presidência, em janeiro de 1956, a presença do poder público na geração de energia elétrica já alcançava uma certa expressão. Tomando-se por base o ano de 1952, o peso relativo do Estado na capacidade instalada de energia elétrica mais do que duplicara, atingindo o percentual de 17%, em decorrência dos empreendimentos levados a cabo principalmente pela Chesf, Cemig e CEEE.

Paulo Afonso
e a mudança de freqüência no Nordeste

Paulo Afonso foi inaugurada no início de 1955, com duas unidades de 60 MW, que praticamente duplicaram a disponibilidade de energia da Região Nordeste. No fim do ano, com a entrada em operação da termelétrica de Cotegipe, no Recôncavo Baiano, e da terceira unidade de Paulo Afonso, a Chesf atingiu a capacidade instalada de 200 MW. A barragem de Paulo Afonso foi projetada visando futuras ampliações, com a construção de mais duas tomadas d'água e respectivas casas de força, que seriam denominadas Paulo Afonso II e III.

O sistema primário de transmissão da Chesf compreendeu originalmente duas linhas de 220 kV, conhecidas como Linhas Sul e Norte, tendo em vista o transporte de energia de Paulo Afonso até as subestações terminais de Salvador e Recife. O sistema secundário foi composto por dois ramais de 66 kV para o atendimento de Aracaju e Maceió, a partir das subestações Itabaiana (SE) e Glicério (PE), localizadas em pontos intermediários das Linhas Sul e Norte, respectivamente.

Dada a sua importância para o fornecimento de energia ao Nordeste, Paulo Afonso tornou obrigatória uma resolução a respeito da questão da freqüência na região. A maioria dos sistemas elétricos nordestinos operava em 50 Hz, cabendo destacar como principal exceção o de 60 Hz que atendia Salvador e áreas vizinhas. Entretanto, o engenheiro Octavio Marcondes Ferraz, diretor-técnico da Chesf e autor do projeto básico de Paulo Afonso, apresentou argumentos definitivos em favor da opção por 60 Hz, como o menor custo dos equipamentos elétricos e a tendência predominante no Brasil para o uso dessa freqüência.

A mudança de 50 Hz para 60 Hz no sistema de distribuição da capital pernambucana foi a mais demorada, sendo concluída em meados de 1957. Vale ressaltar que a cidade pôde contar com energia de Paulo Afonso desde a entrada em operação da usina, graças à instalação de equipamentos conversores de freqüência na subestação de Recife, com capacidade suficiente para absorver as pontas de carga do sistema de 50 Hz da Pernambuco Tramways and Power, subsidiária da Amforp. Concluído o plano de conversão, a antiga termelétrica de Recife foi finalmente retirada do sistema.

Planos estaduais para eletrificação e interligação dos sistemas

A participação dos governos de Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo na expansão das atividades de energia elétrica antecedeu, de certo modo, a estratégia de ampliar o peso das empresas federais no setor, traçada no segundo governo Vargas.

A atuação do governo mineiro obedeceu às diretrizes do plano de eletrificação estadual, elaborado sob a coordenação do engenheiro Lucas Lopes. Concluído em 1950, o plano sugeriu a divisão do estado em sete zonas eletro-econômicas e a implantação, em cada uma, de sistemas regionais que depois seriam interligados. Além disso, recomendou a construção de usinas e linhas de transmissão por sociedades de economia mista, tendo em vista o suprimento de energia às áreas mais desenvolvidas, onde já existiam sistemas elétricos mantidos por empresas privadas. Em 1952, por iniciativa do governador Juscelino Kubitschek, foi fundada a já citada Cemig, que incorporou as ações do Estado de Minas Gerais, distribuídas em quatro empresas: a Companhia de Eletricidade do Alto Rio Doce, a Companhia de Eletricidade do Médio Rio Doce, a Companhia de Eletricidade do Alto Rio Grande e a Central Elétrica de Piau. De imediato, a Cemig assumiu o controle e a operação da usina Gafanhoto e de mais duas pequenas hidrelétricas estaduais, que somavam menos de 20 MW de potência instalada.

Em menos de dez anos, o parque gerador da Cemig atingiu a marca de 250 MW. Nessa fase pioneira, a empresa e suas subsidiárias colocaram em operação seis hidrelétricas: Itutinga (52 MW), no rio e município de Itutinga (MG); e Piau (18 MW), no município de mesmo nome, no rio Pinho, em 1955; Salto Grande (ou Américo Renné Giannetti, com 102 MW), no rio Santo Antônio, municípios de Guanhães e Braúnas (MG); e Tronqueiras (4 MW), no rio de mesmo nome, nas cidades de Coroaci e Sardoá (MG), em 1956; Cajuru (7 MW), no rio Pará, em Carmo do Cajuru e Divinópolis, em 1959; e Camargos (48 MW), no rio Grande, em Itutinga, em 1960.

A estatal mineira teve papel preponderante na interligação dos sistemas elétricos do estado. O predomínio da operação isolada era quase absoluto no momento da constituição da Cemig. As interconexões funcionavam em caráter precário, como a existente entre Gafanhoto e as pequenas usinas Peti, em São Gonçalo do Rio Abaixo, e Marzagão, em Sabará, da Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG), subsidiária da Amforp em Belo Horizonte. A CFLMG também recebia, eventualmente, sobras de energia

das usinas da Saint John Del Rey Mining, situadas em Nova Lima. A rigor, apenas a Companhia Sul Mineira de Eletricidade possuía um sistema interligado, abrangendo algumas de suas 16 usinas.

O processo de construção e interligação de usinas empreendido pela Cemig resultou na melhoria considerável dos serviços de energia elétrica em diversas áreas do estado – em particular, no Centro-Sul, região polarizada por Belo Horizonte. Ali, a empresa passou a comandar um sistema interligado com despacho de carga unificado, abrangendo usinas próprias, como Itutinga, Salto Grande, Gafanhoto e Cajuru; as usinas da CFLMG e importantes autoprodutores, como Sá Carvalho, pertencente à Aços Especiais Itabira (Acesita). Em 1956, a Cemig já garantia um terço do consumo de eletricidade de Belo Horizonte, atendia diretamente outros importantes municípios do Centro-Sul mineiro – como Barbacena e São João Del Rey – e outros do Norte do estado, operando os sistemas isolados de Montes Claros e Governador Valadares.



Usina hidrelétrica Itutinga, em construção. Itutinga, MG. [1953-54]
Acervo Memória da Eletricidade

Em São Paulo, a intervenção do governo no setor também ganhou dimensão efetiva na primeira metade da década de 1950. O governador Lucas Nogueira Garcez tomou várias decisões importantes, como a criação do Departamento de Águas e Energia Elétrica (Daee) em 1951 e a fundação da Usinas Elétricas do Paranapanema (Uselpa) em 1953. Além disso, foi responsável pela idéia de elaboração de um plano estadual de eletrificação, que seria concluído em 1956, já no governo paulista de Jânio Quadros.

Segundo o plano, o crescimento da oferta de energia elétrica dependeria da urgente intervenção do governo estadual que, ao lado da iniciativa privada, desenvolveria um programa baseado na construção de hidrelétricas de médio e grande portes, a cargo da Uselpa e de outra empresa estadual, a Companhia Hidro Elétrica do Rio Pardo (Cherp), criada em 1955. Algumas termelétricas seriam necessárias para complementar a produção de energia das hidrelétricas, nos períodos de estiagem. As linhas de transmissão destinadas ao transporte de energia das duas empresas públicas estaduais deveriam ser ligadas às redes da São Paulo Light e da CPFL.

A Uselpa recebeu a concessão de vários aproveitamentos hidrelétricos no Paranapanema, rio que divide os estados de São Paulo e Paraná. A empresa assumiu as obras da usina Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez), nos municípios de Salto Grande (SP) e Cambará (PR), 72 MW, iniciadas pela Estrada de Ferro Sorocabana, acionando suas primeiras máquinas em 1958. A Cherp cuidou da construção de Limoeiro (32 MW), nos municípios paulistas de São José do Rio Pardo e Mococa (SP) e Euclides da Cunha (108 MW), no rio Pardo, também em São José do Rio Pardo, inauguradas em 1958 e 1960, respectivamente. Já o Daee instalou unidades térmicas em Juquiá (Engenheiro Loiola), situada na cidade de Juquiá, Votuporanga (Marechal Rondon), no município de mesmo nome, e Flórida Paulista (Francisco Machado Campos), nas imediações da cidade de Flórida Paulista. Em conformidade com o plano de eletrificação estadual, a Uselpa e a Cherp iniciaram, ainda na década de 1950, outros empreendimentos hidrelétricos, como Jurumirim (Armando Avellanal Laydner), no rio Paranapanema, nas cidades de Piraju e Cerqueira César, e Graminha, no rio Pardo, nos municípios de Caconde e São José do Rio Pardo.

No Rio Grande do Sul, a CEEE, elevada à condição de autarquia em 1952, deu prosseguimento ao plano de eletrificação do estado, ampliando em termos significativos seu parque gerador e os serviços regulares de eletricidade no território gaúcho. Uma das principais realizações da empresa foi a montagem do chamado sistema Salto, constituído pela usina térmica São Jerônimo (22 MW), inaugurada em 1953 em São Jerônimo, e pelas hidrelétricas

Bugres (11 MW), situada em São Francisco de Paula e Canastra (42 MW), na cidade de Taquara, que entraram em operação em 1952 e 1956, respectivamente. Estas usinas, reforçadas por vários grupos diesel de serviços municipais encampados, passaram a responder pelo suprimento de dezenas de cidades do Nordeste do estado, inclusive Porto Alegre. A CEEE tornou-se a principal fornecedora de energia para a capital e o município vizinho de Canoas, situados na zona de concessão da Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense (Ceerg), subsidiária da Amforp que seria encampada pelo governo gaúcho em 1959. Fora de seu raio de ação direta, permaneceu apenas The Riograndense Light and Power Syndicate, concessionária também controlada pela Amforp, que atendia Pelotas. De todo modo, no fim da década de 1950, o estado ainda apresentava um quadro fragmentado de pequenos sistemas elétricos e usinas isoladas.



Exposição à televisão do presidente da República Juscelino Kubistchek, sobre os resultados dos primeiros três anos de seu governo.
Rio de Janeiro, RJ.
29 de janeiro de 1959
Acervo Arquivo Nacional

Uma grande parcela dos investimentos realizados pelos governos de Minas Gerais, São Paulo, Rio Grande do Sul e de outros estados nas atividades de energia elétrica foi assegurada pelas taxas estaduais de eletrificação, pelo Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e pelo Fundo Federal de Eletrificação, gerido pelo BNDE. O apoio do Banco Mundial e do Eximbank também foi importante para o financiamento da compra de equipamentos importados e a consecução de diversos empreendimentos.

Paralelamente à crescente afirmação das empresas estaduais, a presença do governo federal no setor foi bastante acentuada no governo Juscelino Kubitschek. Principal instrumento da política desenvolvimentista de JK, o Plano de Metas considerou prioritários os investimentos públicos nos setores de energia e transportes, tendo em vista a aceleração e o aprofundamento do processo de industrialização do país.

Além da ampliação de Paulo Afonso, o plano sugeriu a construção de duas usinas hidrelétricas de grande porte – Furnas, no rio Grande, nas cidades de Alpinópolis e São João Batista do Glória, e Três Marias (Bernardo Mascarenhas), em Três Marias e São Gonçalo do Abaeté –, ambas em Minas Gerais, e de novas centrais térmicas no Sul do país, visando o aproveitamento da produção excedente de carvão-vapor.

Furnas: centro de gravidade da interligação de sistemas na Região Sudeste

O projeto de aproveitamento do potencial hidrelétrico de Furnas, estudado inicialmente por técnicos da Cemig, foi apresentado a Juscelino como chave para a solução de longo prazo do problema energético do Sudeste. Em dez anos, a demanda de energia da região deveria chegar à casa dos 4.000 MW. Tratava-se de um montante impossível de ser atingido com base no programa de obras traçado pelas empresas estrangeiras e concessionárias estaduais. Os planos da Light resumiam-se à construção das hidrelétricas Cubatão II, em Cubatão (SP), e Ponte Coberta (Pereira Passos), em Piraí (RJ). A Amforp centrava todo o seu esforço na conclusão do aproveitamento de Peixoto (Mascarenhas de Moraes), em Ibiraci (MG), relativamente perto de Furnas. Os dois grupos estrangeiros alegavam que sua capacidade de investimento estava virtualmente comprometida pela política tarifária vigente.



Capa da publicação *O Observador Econômico e Financeiro* alusiva à usina hidrelétrica Furnas. [Rio de Janeiro, RJ]. Março de 1958
Acervo Memória da Eletricidade

A obra ficou a cargo da Central Elétrica de Furnas, sociedade de economia mista fundada em fevereiro de 1957, sob a presidência do engenheiro John Cotrim, também fundador da Cemig e responsável, com Lucas Lopes, pela área de energia elétrica do Plano de Metas. A empresa foi constituída sob o controle da União, representada pelo BNDE, e com a participação acionária da Cemig, do Daee de São Paulo, da São Paulo Light e CPFL. O governador mineiro José Francisco Bias Fortes chegou a condenar o projeto de Furnas, mas acabou avalizando a participação da Cemig, em troca de apoio do governo federal para a construção da barragem e da usina Três Marias, no rio São Francisco.

Furnas foi definida por JK como o centro de gravidade do programa de expansão dos sistemas elétricos do Sudeste e elemento-chave da interligação desses sistemas em um conjunto integrado. O projeto incluiu a instalação de 1.200 MW em duas etapas. A primeira compreendia todas as obras civis e hidráulicas da usina, a montagem de seis unidades geradoras com capacidade total de 900 MW e a implantação de linhas de transmissão até São Paulo e Belo Horizonte, na tensão de 345 kV, além de uma linha de menor tensão para alimentar o canteiro de obras com energia da usina Peixoto, inaugurada pela CPFL em 1957. A ligação com o Rio de Janeiro ficou para a segunda etapa, em virtude da dualidade de freqüências na Região Sudeste. A chegada da energia da usina aos consumidores cariocas estava condicionada à conversão do sistema Rio Light para 60 Hz.

As obras da usina começaram em meados de 1958. Devido ao drástico racionamento que atingiu Belo Horizonte em 1959, Furnas foi convocada a participar da implementação de um esquema de emergência para enviar energia de Peixoto à capital mineira. O suprimento seria efetuado por intermédio da ligação Peixoto-Belo Horizonte, via canteiro de obras de Furnas, o que implicou na construção antecipada da linha de 345 kV para a capital mineira. O esquema entrou em operação em 1960, resultando numa interligação precária da CPFL com a Cemig, que seria mantida durante sete anos. Nesse período, a linha entre Furnas e Belo Horizonte funcionou em 138 kV, abaixo de sua tensão nominal. Como assinalou o historiador Bernardo Mata Machado, a usina Peixoto sediaria, em fevereiro de 1962, a Primeira Conferência Operativa de Sistemas Interligados, reunindo as empresas participantes do esquema de operação interligada para o fornecimento de energia a Belo Horizonte.

Durante o mandato de Juscelino Kubitschek, foram organizadas mais duas empresas federais de energia elétrica. Em março de 1957, foi constituída a Sociedade Termoelétrica de Capivari (Sotelca), subordinada à Comissão do Plano do Carvão Nacional, tendo em vista a

construção e exploração de uma central térmica em Tubarão, no Estado de Santa Catarina. Prevista no Plano Nacional de Eletrificação, apresentado no segundo governo Vargas, a central entraria em operação oito anos mais tarde, ficando conhecida como usina Jorge Lacerda. Em setembro de 1960, a presença do governo federal no setor foi ampliada com a constituição da Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap), incumbida de promover o aproveitamento hidrelétrico de Funil, em Itatiaia, no Estado do Rio de Janeiro. Além disso, a União vinculou importantes recursos do Fundo Federal de Eletrificação para a construção de uma usina a carvão no município gaúcho de São Jerônimo, assumindo, por intermédio do BNDE, o controle da Termoelétrica de Charqueadas (Termochar).

Revista *O Cruzeiro*.
Rio de Janeiro, RJ.
7 de julho de 1962
Acervo Biblioteca Nacional

Revista *Manchete*
Rio de Janeiro, RJ.
7 de março de 1964
Acervo Biblioteca Nacional



APÊRTO DE MÃO FIRMA ELETROBRÁS

O apêrto de mão do Presidente e do "Pressier", que a fotografia registra, simboliza a consecução de um alvo há muito visado: a fundação da Eletrobrás, empresa de economia mista que regerá a política de energia elétrica no Brasil, tal como a Petrobrás quanto ao setor de petróleo e derivados. O momento proporcionou uma das últimas alegrias do Ministro das Minas e Energia, Dep. Gabriel Passos, falecido dias depois.

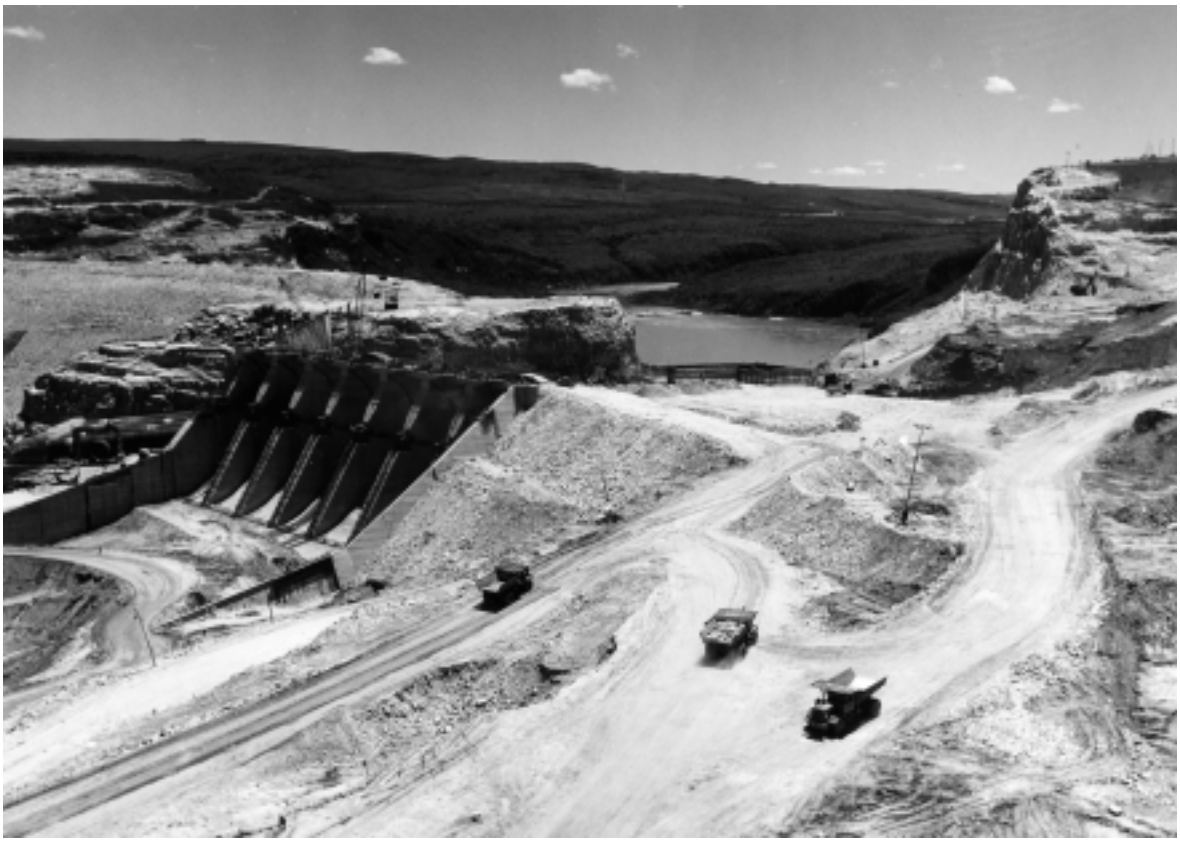


A crescente complexidade do conjunto de atividades desenvolvidas pelo Estado no setor energético contribuiu em muito para o amadurecimento da idéia de criação do Ministério das Minas e Energia (MME), efetivada em julho de 1960 por Kubitschek. Na mesma época, a discussão do projeto da Eletrobrás foi retomada e rapidamente concluída no Congresso. Em abril de 1961, o presidente Jânio Quadros promulgou a lei que autorizou a criação da empresa, com vetos parciais, notadamente à participação da estatal na fabricação de material elétrico pesado.

A Eletrobrás iniciou suas atividades em junho de 1962, já no governo João Goulart (1961-1964), assumindo as características de uma empresa *holding*, ancorada em quatro subsidiárias: Chesf, Furnas, Chevap e Termochar. Em pouco tempo, porém, a Eletrobrás passou a deter uma participação acionária nas chamadas empresas associadas, em decorrência de financiamentos concedidos via aporte de capital. Em fins de 1963, o quadro das associadas compreendia 10 concessionárias estaduais – entre elas, a Cemig, a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), sucessora da antiga autarquia gaúcha, e a Centrais Elétricas de Urubupungá (Celusa), fundada em 1961 pelo governo paulista com a missão de construir a usina de Jupiá, no rio Paraná. Também figuravam como associadas a Sotelca e a Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe), criada em 1963 e controlada pela Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (Sudene).

Os Comitês

O avanço da interligação de sistemas elétricos entre 1963 e 1973 e a atuação dos CCOIs



Usina hidrelétrica Furnas em construção. Alpinópolis/São João Batista do Glória, MG. 12 de novembro de 1962
Acervo Furnas
Fotógrafo J.R.Nonato

A primeira forte interligação elétrica do Brasil foi propiciada pela usina hidrelétrica Furnas, instalada no rio Grande, municípios de Alpinópolis e São João Batista do Glória (MG), e envolveu os maiores centros urbanos e industriais do país: São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. Construída pela empresa federal Central Elétrica de Furnas, a usina começou a gerar energia em setembro de 1963, dando um passo fundamental para a constituição do primeiro grande sistema interligado brasileiro – o chamado Sistema Interligado da Região Centro-Sul, como era designada a Região Sudeste.

O sistema de transmissão de Furnas possibilitou o início do processo de interligação dos principais sistemas elétricos de Minas Gerais e São Paulo. Os primeiros problemas de coordenação operacional foram de pequena monta. Entretanto, as novas conexões com os estados da Guanabara, Espírito Santo e Goiás, e a perspectiva de suprimento de energia em grosso de usinas



Sistema de transmissão de Furnas. Rio de Janeiro, RJ. 1960
Acervo Furnas

de grande porte – como Jupiá (Engenheiro Souza Dias), situada no rio Paraná, nos municípios de Castilho (SP) e Três Lagoas (MS); Estreito (Luís Carlos Barreto de Carvalho), no rio Grande, em Pedregulho (SP) e Sacramento (MG); e Ilha Solteira, no rio Paraná, em Pereira Barreto (SP) e Selvíria (MS) – levaram à necessidade de uma coordenação operacional mais efetiva entre as empresas do sistema. Foi nesse contexto que surgiu, no Sudeste, o Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI) da Região Centro-Sul, oficializado em janeiro de 1969 pelo Ministério das Minas e Energia (MME). Um comitê análogo surgiria na Região Sul em 1970, congregando as principais concessionárias do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Dez anos depois, os governos do Brasil e do Paraguai celebraram tratado para a construção da hidrelétrica Itaipu, no rio Paraná, entre Foz do Iguaçu (PR) e Ciudad Del Este, no Paraguai. Sua capacidade final seria de 12.600 MW, o que significava reunir numa só usina potência equivalente a 70% de todo o parque gerador do país em 1973.

Em vista de sua dimensão, Itaipu impôs novos rumos ao planejamento da expansão e da operação dos sistemas do Sudeste e do Sul. As principais mudanças vieram com a Lei nº 5.899 – a chamada Lei de Itaipu –, sancionada em 5 de julho de 1973, que instituiu, entre outros pontos, os Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOI) das regiões Sudeste e Sul, que substituíram os antigos CCOI.

A inauguração de Furnas e a aprovação da Lei de Itaipu inscrevem-se, assim, como marcos fundamentais da história da operação dos sistemas elétricos interligados no país, propiciando um avanço importante nas conexões e na operação coordenada, entre 1963 e 1973. O crescimento do parque brasileiro foi significativo. Naqueles dez anos, a capacidade geradora foi elevada de 6.355 MW para 16.698 MW, dos quais 12.577 MW já pertenciam a sistemas elétricos interligados.

Concepção artística da barragem da usina hidrelétrica Itaipu.
S.I. 1975
Acervo Itaipu





Capa e trecho do relatório *Estudos energéticos da região centro-sul do Brasil*, da Canambra Engineering Consultans Ltd. [Rio de Janeiro, RJ]. Dezembro de 1966
Acervo Memória da Eletricidade

O Estado – ora por meio da Eletrobrás, ora por intermédio das concessionárias públicas estaduais – havia se transformado, na prática, no principal agente do processo de ampliação das atividades de energia elétrica. Já em 1964, no início do regime militar, o peso do poder público no setor aumentou consideravelmente com a compra das empresas do grupo norte-americano Amforp, então transformadas em subsidiárias da *holding* federal, que passou a deter seu controle acionário.

Três anos depois, a Eletrobrás iniciou a transferência dessas companhias para as empresas dos governos estaduais onde estavam sediadas. A Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense (Ceerg), por exemplo, foi absorvida pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) do Rio Grande do Sul. No Espírito Santo, a Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (CCBFE) seria fundida à Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa), empresa do governo capixaba.

A essa altura, a presença do capital privado no setor resumia-se ao grupo Light, cujas maiores concessionárias eram a São Paulo Light e a Rio Light, que, entretanto, já haviam encerrado seus planos de expansão na área de geração. O último investimento importante fora a construção da usina Ponte Coberta (Pereira Passos, no ribeirão das Lajes, em Piraí (RJ), inaugurada em 1962.

No mesmo ano, enquanto a Eletrobrás se organizava, o governo brasileiro contratou o consórcio Canambra Engineering Consultants Limited, para estudar os potenciais hidrelétricos e o mercado do Sudeste, além de fazer sugestões para a expansão dos sistemas. Os trabalhos da Canambra – que logo se transformariam em verdadeira escola de planejamento para o setor – resultaram da união de esforços de duas firmas de consultoria canadenses e uma americana, sob a coordenação de engenheiros brasileiros. A pesquisa, que contava com o apoio financeiro da Organização das Nações Unidas (ONU) – foi iniciada sob a supervisão do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, criado para este fim em 1963, pelo Ministério das Minas e Energia. Deste comitê participavam especialistas do ministério, do Banco Mundial, de Furnas (representando a Eletrobrás) e dos governos da Guanabara, Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro.

Na conclusão dos primeiros estudos – que depois seriam realizados em outras regiões do país, como Sul, Nordeste e Amazônia –, os técnicos já apontavam caminhos e prioridades para a interligação dos sistemas elétricos no Brasil (Veja quadro na página 44). Finalizado em junho de 1963, o relatório recomendou, entre outras providências, a imediata conclusão das obras de Furnas e a construção da termelétrica Santa Cruz, no subúrbio carioca de mesmo nome, para atender à demanda até 1970.

O relatório da Canambra recomendou inicialmente a instalação, no Sudeste, de 1.815 MW de capacidade geradora, representada por seis novas hidrelétricas e duas ampliações de centrais já existentes, além de um programa de construção de linhas de transmissão, para a interconexão dos principais centros de carga. O segundo relatório, entregue em dezembro de 1966, apresentou as diretrizes para um programa de construções a longo prazo, o inventário de um potencial estimado em 38.000 MW e estudos adicionais do mercado de energia, agora incluindo Brasília e parte do Espírito Santo, Goiás e Mato Grosso na área de mercado específica da Região Sudeste. O programa básico para atender à projeção inferior da carga para 1980 previa a implantação de 10.084 MW de potência geradora. O programa referente à expansão da capacidade geradora exigiria a construção de cerca de 11.800 quilômetros de linhas de transmissão.

Em reunião do Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Centro-Sul com o Banco Mundial e a Canambra, decidiu-se adotar o nível de 345 kV para a transmissão das futuras usinas do rio Grande, na confluência com o rio Pardo, isto é, Peixoto (Mascarenhas de Moraes), em Ibiraci (MG); a já citada Estreito; Jaguara, em Sacramento (MG) e Rifaina (SP); Volta Grande, situada em Conceição das Alagoas (MG), Miguelópolis e Guaíra (SP); e Porto Colômbia, nos municípios de Miguelópolis (SP) e Planura (MG). Apesar disso, a transmissão de Ilha Solteira – a mais importante, localizada no rio Paraná, seria em 440 kV, integrada com a transmissão de Jupiá; e todas as outras transmissões em extra-alta tensão, que estivessem acima do limite econômico de 345 kV, seriam de 500 kV. A ampliação do parque gerador e a necessidade imperiosa de interligar os sistemas exigiriam também a unificação de freqüência em 60 Hz, adotada oficialmente em 6 de novembro de 1964, com a promulgação da Lei nº 4.454. (Veja quadro na página 46).

Em 1966, os trabalhos de planejamento do consórcio Canambra passaram a ter como alvo o Sul do Brasil, sob a supervisão do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Sul (Enersul). Ali, foi proposta a construção de quatro usinas – as hidrelétricas

Salto Osório, no rio Iguaçu, nas cidades de Quedas do Iguaçu e São Jorge d'Oeste (PR); Itaúba, no rio Jacuí, em Arroio do Tigre e Júlio de Castilhos (RS); e Salto Santiago, também no Iguaçu, ocupando os municípios de Laranjeiras do Sul e Chopinzinho (PR); e a termelétrica Candiota II (Presidente Médici, em Candiota, então distrito de Bagé (RS) – todas no período 1974-1980, o que significava um acréscimo de 1.500 MW, distribuídos entre 15 unidades geradoras e seus sistemas de transmissão.

Ainda no âmbito da Eletrobrás, merece destaque a constituição da Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul), em dezembro de 1968. Era a terceira subsidiária regional da *holding*, que já atuava no Nordeste, por meio da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), e no Sudeste, por intermédio de Furnas. A Eletrosul abrangeu inicialmente os estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Além de iniciativas de planejamento, intensificou-se o processo de organização de companhias controladas pelos governos estaduais, a partir dos anos 1950, fortalecendo ainda mais o poder público. No Sudeste, foram constituídas a Centrais Elétricas Fluminenses (Celf), em 1963, a Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), em 1966, e a Companhia de Eletricidade de Brasília (Ceb), em 1968, no Centro-Oeste. A Cesp resultou da fusão de 11 empresas, num total de 625 MW de potência, incluindo-se logo entre as três maiores do país. Além disso, a companhia seria responsável por mais de um quarto dos investimentos do setor entre 1967 e 1973, período em que acionou, entre outras, as usinas Jupiá e Ilha Solteira.

No Nordeste, o crescimento da capacidade instalada deveu-se, sobretudo, à ação de uma empresa, a já citada Chesf, cuja produção concentrava-se no complexo de Paulo Afonso, em Paulo Afonso (BA) e Água Branca (AL), alcançando, já em fins dos anos 1960, todas as capitais da região, além de cerca de 1.250 comunidades, por meio de um extenso sistema radial de transmissão.

Já na Região Norte, o predomínio da termeletricidade permaneceu absoluto. A presença do governo federal só se tornaria mais efetiva com a constituição da Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), em junho de 1973.

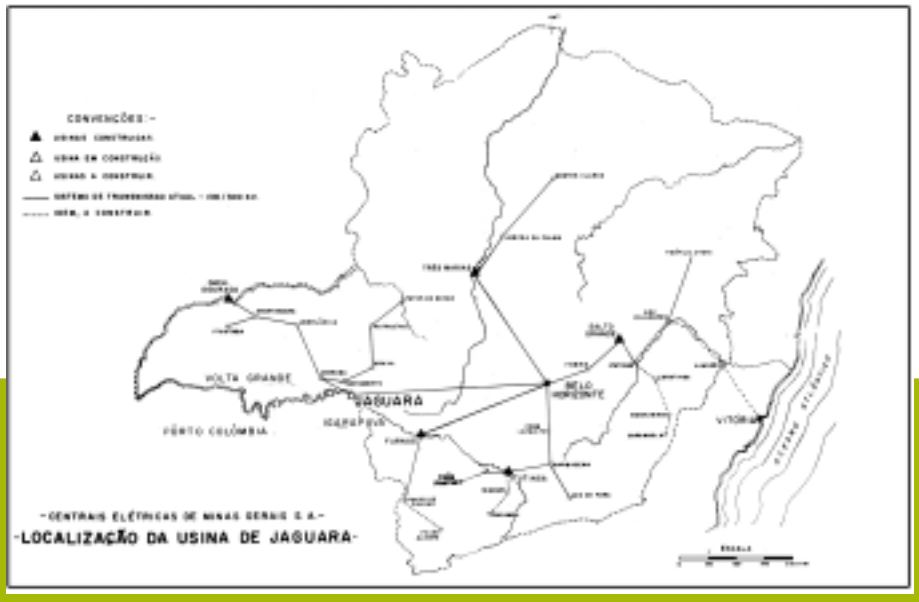


Usina hidrelétrica Paulo Afonso III, quando de sua construção.
Paulo Afonso, BA/Água Branca, AL .
[1967-69]
Acervo Chesf

A importância da operação interligada nos estudos da Canambra

Os dois relatórios do Consórcio Canambra sobre o Sudeste, criados em parceria com o Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, já apontavam para a necessidade da operação interligada dos sistemas elétricos e foram aprovados pelo Ministério das Minas e Energia, sendo incorporados pelo Programa de Ação Econômica do Governo (1964-1966) e pelo Programa Estratégico de Desenvolvimento (1968-1970). Os técnicos listavam os cinco benefícios básicos da operação interligada: o efeito da diversidade de carga, que proporciona a redução da demanda máxima dos sistemas componentes da interligação a um valor inferior à soma aritmética das demandas máximas individuais; a redução da capacidade de reserva para os desligamentos forçados e programados, bem como da reserva para imprevistos no crescimento de carga, à proporção que o sistema elétrico se amplia; a otimização no dimensionamento e na localização das usinas geradoras, possibilitada por um planejamento coordenado; o uso de uma combinação mais econômica de unidades, em qualquer tempo, para atender à demanda do sistema interligado (Despacho de Carga Coordenado), e, por último, a melhor utilização possível dos recursos hidrelétricos, através da operação integrada dos reservatórios de acumulação e da expansão coordenada da capacidade geradora.

Na Região Sudeste, ainda segundo o documento, o principal benefício seria a operação cooperativa dos reservatórios de acumulação. De acordo com o relatório, as usinas do alto rio Grande (isto é, de Camargos, situada em Itutinga, Minas, até Jaguara) proveriam 61% do valor energético dos reservatórios da região em 1971, mas apenas 27% da capacidade geradora regional. Além disso, a maior usina da região, Jupiá, operaria a fio d'agua, sem qualquer acumulação sob seu controle. Estudos adicionais haviam revelado que, para 1971, esta situação significaria uma perda de cerca de 9% na capacidade de geração primária da usina, caso as operações não fossem coordenadas para preservar a energia. Provavelmente, o maior prejudicado seria a própria Centrais Elétricas do Urubupungá (Celusa). Após a conclusão de Ilha Solteira, advertia, "esta perda subirá para 20% da capacidade geradora de energia primária nas duas usinas de Urubupungá, se a operação das mesmas não for integrada com as das usinas a montante providas de reservatórios de acumulação".



Mapa com a localização da Usina Hidrelétrica Jaguará.
S.I. S.d.
Acervo Cemig

Além disso, o estudo ressaltava a possibilidade das trocas inter-regionais de energia elétrica, aproveitando-se a diferença de regimes hidrológicos entre os rios das regiões Sudeste e Sul. O relatório lembrava que, ao Sul do Paranapanema, costuma chover ao longo de todo o ano, disso resultando dois períodos de descargas altas, a cada doze meses, enquanto que, ao norte do rio, o ano hidrológico "é dividido em uma estação molhada e uma estação seca". Além disso, segundo medições realizadas em 1930, a Canambra destacava que as descargas mais baixas nas bacias dos rios Grande, Paranaíba, Tietê, Paraná, São Francisco, Doce e Paraíba haviam ocorrido no período de seca, entre 1952 e 1956. Em contrapartida, nas bacias do Paranapanema, Iguaçu e Canoas, os anos de 1954 e 1955 haviam sido marcados por descargas acima da média, enquanto as fases mais secas tinham sido registradas entre 1933 e 1935 e entre 1944 e 1945. O relatório concluía que a interligação de aproveitamentos hidrelétricos de maior porte, situados no Paraná e em Santa Catarina, com os do Sudeste "permitiria ganhos ponderáveis em energia primária".

Os relatórios também teciam considerações de ordem elétrica sobre os sistemas interligados, ressaltando os problemas de regulação de freqüência e carga, sobretudo em São Paulo, devido à operação paralela de linhas de transmissão de 138 kV com linhas em extra-alta tensão de 345 e 440 kV.

Na análise da Região Sul, enfatizou-se a operação conjunta das maiores usinas como condição essencial para baratear o aproveitamento do rio Iguaçu e facilitar, no futuro, o do rio Uruguai. Além disso, sugeriu-se que cada empresa estadual tivesse seu próprio centro de controle, para efetuar o despacho de carga entre os sistemas, independentemente da existência de um centro de despacho comum para a coordenação e operação dos sistemas regionais. Este último poderia funcionar no rio Iguaçu (PR) – em Salto Osório, a primeira usina a ser construída; em Salto Santiago, ocupando posição estratégica na rede de transmissão –; ou então nas usinas Passo Fundo, no rio Erechim, nas cidades de São Valentim e Campinas do Sul, ou Passo Real, no rio Jacuí, em Espumoso, ambas no Rio Grande do Sul. Todavia, a melhor localização para um centro de despacho regional seria uma das grandes usinas do curso principal do rio Iguaçu.

O programa de conversão de freqüência

Na Guanabara, a conversão de freqüência para 60 Hz foi iniciada em 1965, na Zona Oeste, com energia proveniente de quatro turbo-geradores a gás do governo estadual, instalados em Marechal Hermes e Lameirão. O processo de conversão, entretanto, só ganhou impulso em 1967, quando o Ministério das Minas e Energia encarregou a Eletrobrás de coordenar o programa em todo o país. No mesmo ano, a empresa divulgou um Plano Guia para o trabalho da Rio Light, que seria o mais complexo da Região Sudeste, em função do volume de serviços envolvidos. Coube ao Escritório Técnico de Conversão de Freqüência (Cofre), órgão da Comissão Estadual de Energia, promover um recenseamento dos aparelhos sensíveis à mudança de freqüência e atuar junto aos consumidores residenciais e comerciais de baixa e alta tensão, e junto aos órgãos da administração estadual. A Light foi encarregada de orientar os consumidores industriais.

Em fins de 1969, cerca de 60% dos consumidores da Light na Guanabara e no Estado do Rio já eram abastecidos com energia a 60 Hz. Durante o ano, a demanda da área convertida de 50 para 60 Hz elevou-se de 274,5 MW para 537 MW – ou seja, 49,9% da demanda máxima registrada em 1969 no sistema Rio da Light. Em 1970, quase um ano antes do prazo estabelecido pelo Plano Guia da Eletrobrás, a Light praticamente concluíra a conversão de freqüência no Rio.

Na área de concessão da Centrais Elétricas Fluminenses (Celf), no entanto, o processo de conversão para 60 Hz, iniciado em Teresópolis em 1966, ficou paralisado por mais de um ano. Ainda no Estado do Rio, o único trecho da zona de concessão da Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) servido em 50 Hz – uma pequena área de Petrópolis, abastecida diretamente pela Light –, foi alvo de um plano precário de conversão, executado em 1967. Por conta de dificuldades de financiamento, a conversão de freqüência na área da Celf só avançaria em 1970, terminando em março de 1972.



Usina hidrelétrica Suíça.
Santa Leopoldina, ES.
7 de fevereiro de 1990
Acervo Escelsa

No Espírito Santo, o programa da Escelsa foi executado entre 1969 e 1970. Muito importante para sua definição foi a reforma da usina Suíça, localizada no município de Santa Leopoldina, para produção de energia em 60 Hz, pois permitiu que as duas unidades trabalhassem em 50 e 60 Hz durante todo o processo. Além disso, tornou-se possível atender à curva de carga do sistema Escelsa, sem a necessidade de comprar energia de Furnas em níveis elevados. Em fins de 1969, o programa de mudança de freqüência da empresa capixaba já estava quase concluído, especialmente na parte referente à região da Grande Vitória. Em julho de 1970, já atingira uma parte do Norte do estado e todo o sistema Sul.

Já na Região Sul do país, decidiu-se iniciar a conversão de freqüência pelo Nordeste do Rio Grande do Sul, em 1968, com a importação de energia em 60 Hz da Sociedade Termelétrica de Capivari (Sotelca), através de uma linha de transmissão projetada para interligar Tubarão (SC) a Farroupilha (RS), situadas nos municípios de mesmo nome. A conversão prosseguiu em direção ao Sul e, em 1970, chegou ao sistema Norte. No ano seguinte, começou a conversão da carga de Porto Alegre, tarefa que se prolongaria até 1977. No restante do estado, o processo de conversão só terminou em 1980.

Desenvolvimento e operação do sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste

Entre 1963 e 1973, a expansão das fontes de geração e da rede de transmissão de energia elétrica na Região Sudeste e áreas vizinhas do Centro-Oeste foi marcada pela progressiva interligação entre as principais empresas das duas regiões, resultando em um sistema interligado de grande porte, conhecido inicialmente como Sistema Interligado da Região Centro-Sul. Com a nova divisão regional do país, em 1969, relatórios e estudos setoriais passaram a designá-lo como Sistema Interligado Sudeste/Centro-Oeste ou, na forma abreviada, sistema interligado Sudeste.

No início de 1963, a potência instalada na Região Sudeste alcançava a marca de 4.000 MW, correspondentes a quase 70% do total nacional. Os maiores sistemas da região pertenciam às empresas do grupo Light, com pouco mais da metade da capacidade geradora regional. Em seguida, destacavam-se os sistemas comandados pela Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), Usinas Elétricas do Paranapanema (Uselpa) e Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (Cherp).

O sistema paulista da Light (1.400 MW) contava basicamente com as hidrelétricas Cubatão I e II (depois denominadas Henry Borden), situadas no município de mesmo nome, na Baixada Santista; a hidrelétrica Itupararanga, em Sorocaba, e a termelétrica Piratininga, no bairro paulistano de Santo Amaro. Havia duas linhas em 230 kV, interligando sistemas adjacentes: uma para o Leste, em direção ao sistema fluminense da Light; outra para Oeste, orientada para as usinas da Uselpa no rio Paranapanema: Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez), em Salto Grande (SP) e Cambará (PR); e Jurumirim (Armando Avellanal Laydner), nos municípios de Pirajú e Cerqueira César (SP).

O sistema fluminense da Light (850 MW) dispunha de quatro hidrelétricas: Fontes e Ponte Coberta (Pereira Passos), localizadas no município de Piraí e Nilo Peçanha, em Barra do Piraí – todas elas componentes do aproveitamento de ribeirão das Lajes –, e Ilha dos Pombos, no rio Paraíba do Sul, na cidade de Carmo. A usina flutuante Piraquê, ancorada na Baía de Guanabara, respondia pela pequena geração térmica do sistema. Todas as unidades geradoras operavam em 50 Hz e a tensão de transmissão estava padronizada em 138 kV.

Os dois sistemas da Light estavam interligados por uma linha de 230 kV entre Cubatão e Lajes. Em decorrência da diversidade de freqüências nas áreas Rio e São Paulo, o intercâmbio entre os dois sistemas era normalmente limitado a 50 MW, correspondentes à capacidade da estação conversora de Aparecida do Norte.



Linha de transmissão Salto Grande-Santa Luzia.
Campinas, SP/Santa Luzia, MG.
[1964-67]
Acervo CPFL

O sistema Cemig contava com a geração de sete hidrelétricas da própria empresa mineira (396 MW), suplementada por usinas interligadas pertencentes a outras concessionárias e autoprodutores (220 MW), como a Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG), a Aços Especiais Itabira (Acesita) e a Companhia de Mineração Morro Velho. A hidrelétrica Três Marias (Bernardo Mascarenhas), situada no rio São Francisco, em Três Marias e São Gonçalo do Abaeté (MG), destacava-se como a usina de maior porte da Cemig desde a entrada em operação de suas primeiras máquinas, em 1962. O sistema de transmissão da empresa era composto de numerosos circuitos de 138 kV, além de linhas de 300 kV e 161 kV, entre Três Marias e a usina Salto Grande (Américo Renné Giannetti), no rio Santo Antônio, em Guanhães e Braúnas (MG). A Cemig dispunha ainda de uma interligação em caráter precário com a CPFL, pelas linhas do trecho Peixoto-Furnas-Belo Horizonte.

Usina hidrelétrica Três Marias, em construção. São Gonçalo do Abaeté/ Três Marias, MG. [1958-60] Acervo Memória da Eletricidade





Usina termelétrica Carioba.
Americana, SP.
S.d.
Acervo CPFL

O sistema CPFL (312 MW) compreendia cinco hidrelétricas principais, das quais a já citada Peixoto, no rio Grande, destacava-se como a mais importante, além da termelétrica Carioba, localizada no município de Americana (SP). A empresa dispunha ainda de uma série de pequenas hidrelétricas, com capacidade média de 1 MW ou pouco mais. Seu sistema de transmissão operava em 138 kV entre as usinas e as principais subestações.

O sistema Uselpa (166 MW) era formado, basicamente, pelas já citadas Salto Grande e Jurumirim, ambas no Paranapanema, e pela usina térmica Flórida Paulista (Francisco Machado Campos), nas imediações do município de mesmo nome (SP). Além da Região Sudoeste e outras áreas de São Paulo, bem como boa parte do Norte do Paraná, a Uselpa supria parte apreciável da energia da São Paulo Light. O grosso da parcela destinada à capital paulista era transmitido em 230 kV, pela subestação de Botucatu, elo de ligação das duas empresas. A conexão em Botucatu também uniu Jurumirim à subestação Edgar de Souza, próxima da capital, permitindo que sobras de energia da Uselpa alimentassem o sistema São Paulo Light.



Chuva miúda não evita o racionamento

A chuvinha que vem caindo desde segunda-feira do pouco adiantou, até agora, para acabar com o racionamento, pois os mananciais, seguindo informou a Rio Light, dependem de chuvas torrenciais e ininterruptas, verdadeiros toró, para que se normalize o abastecimento de energia elétrica à Guanabara. (Página 13)

Jornal do Brasil.
Rio de Janeiro, RJ.
2 de outubro de 1963
Acervo Biblioteca Nacional

O sistema Cherp (61 MW) compreendia as hidrelétricas Euclides da Cunha, em São José do Rio Pardo (SP), e Limoeiro (Armando de Sales Oliveira), nos municípios de São José do Rio Pardo e Mococa (SP). Ambas estavam instaladas no rio Pardo e forneciam energia em grosso a várias empresas de pequeno porte no Nordeste de São Paulo e em alguns municípios de Minas Gerais.

O passo fundamental para a interligação dos sistemas elétricos da Região Sudeste ocorreu com a entrada em operação de Furnas. A usina foi inaugurada em meio a grave crise energética nos estados de São Paulo, Guanabara e Rio de Janeiro, provocada pela combinação de condições hidrológicas adversas nas bacias dos rios Tietê e Paraíba do Sul com o esgotamento da capacidade geradora disponível dos sistemas elétricos da Light e da CPFL. Um drástico racionamento – que iria de maio de 1963 até o fim de 1964 – foi iniciado na Guanabara e no Rio de Janeiro, atingindo São Paulo quatro meses depois.

Furnas não sustou o racionamento, mas impediu o colapso no fornecimento aos dois maiores centros urbanos e industriais do país. Na época, sua produção foi integralmente transmitida para a São Paulo Light, por intermédio do primeiro circuito da linha que ia da usina até a estação terminal de Guarulhos, via Poços de Caldas. A Guanabara e o Rio também foram beneficiados por Furnas, com a transferência de carga do sistema Light paulista para o



Reunião técnica quando do racionamento de 1963, com a presença do presidente da Comissão de Racionamento de Energia Elétrica do Cnaee, Miguel Magaldi (centro) e equipe da Rio Light. [Rio de Janeiro, RJ].
17 de outubro de 1963
Acervo Memória da Eletricidade



Concepção artística da usina hidrelétrica Funil. Rio de Janeiro, RJ. [1960/61]
Acervo Eletrobrás

fluminense, conforme esquema planejado em 1961, pelo Ministério das Minas e Energia. De acordo com o projeto, geradores das hidrelétricas de Cubatão e Nilo Peçanha foram aparelhados para operar em 50 ou 60 Hz, permitindo um aumento de 50 MW para 200 MW no fluxo de energia em qualquer direção, na linha entre as duas usinas.

O programa inicial de transmissão de Furnas foi virtualmente concluído em 1964, com a energização de três linhas de 230 kV. A linha entre Guarulhos e a subestação Anhangüera propiciou o fechamento do anel de 230 kV em torno da cidade de São Paulo. As outras estabeleceram a ligação Guarulhos-Mogi das Cruzes-São José dos Campos, garantindo o atendimento de áreas da Light no Vale do Paraíba paulista com energia de Furnas, e liberando a linha Cubatão-Lajes para o suprimento de Cubatão ao Rio de Janeiro.

Furnas completou a primeira etapa de seu programa de motorização em maio de 1965, ao atingir a potência instalada de 900 MW, contribuindo decisivamente para o restabeleci-

mento do equilíbrio oferta-demanda na Região Sudeste. No mesmo ano, o governo federal delegou novas responsabilidades à empresa, reforçando seu perfil de grande geradora. Além da concessão para o aproveitamento hidrelétrico de Estreito, Furnas foi encarregada de concluir a termelétrica Santa Cruz, no Rio de Janeiro (RJ) e a hidrelétrica Funil, em Itatiaia (RJ), cujas obras tinham sido iniciadas pela Companhia Hidroelétrica do Vale do Paraíba (Chevap).

Entre 1963 e 1966, as instalações de geração e transmissão inauguradas por outras empresas da região, embora de menor vulto, ajudaram a expandir o sistema interligado. O interior de São Paulo, por exemplo, passou a contar com novas instalações nos dois segmentos. Em 1963, a Cherp colocou em operação as duas primeiras unidades de 30 MW da hidrelétrica Barra Bonita, usina-chave do sistema do médio Tietê, construída junto a um reservatório regularizador com quase 3 bilhões de metros cúbicos de capacidade útil, nos municípios de Barra Bonita e Igaraçu do Tietê. Também foram energizadas três linhas de transmissão de 138 kV, ligando Barra Bonita ao canteiro de obras da hidrelétrica Bariri (Ministro Álvaro de Souza Lima), situada nas cidades de Bariri e Boracéia (SP), e às subestações Botucatu e São Carlos, nos municípios de mesmo nome. A linha para Botucatu assegurou a interligação da Cherp com a Uselpa, e a linha para São Carlos possibilitou a interconexão de Barra Bonita com as usinas do rio Pardo.

Usina hidrelétrica Bariri.
Bariri/Boracéia, SP.
S.d.
Acervo CGEET



Barra Bonita praticamente duplicou a energia gerada pela Cherp, aliviando indiretamente o consumo industrial da capital e áreas circunvizinhas. Esse reforço foi feito através da Uselpa, por uma linha de 230 kV entre Botucatu e a usina Parnaíba (Edgar de Souza), em Santana do Parnaíba (SP), da São Paulo Light. Na época, a Uselpa também complementava o suprimento da empresa canadense com energia de Jurumirim, que chegava à subestação

de Botucatu por uma linha de 230 kV. Por sua importância estratégica, esta subestação passou a ser considerada o "coração elétrico" do estado, funcionando como centro de despacho de carga da Uselpa.

Minas Gerais foi o único estado do Sudeste que atravessou sem crise os anos de 1963 e 1964. Por isso, a Cemig abriu mão de sua quota de 50% da energia de Furnas em favor da São Paulo Light, ao mesmo tempo em que mantinha com a CPFL e a CFLMG o acordo para a operação interligada de seus sistemas, firmado em 1961. Preocupada com o suprimento ao Triângulo Mineiro, a Cemig concluiu em 1963 um sistema de transmissão em 138 kV, de Uberlândia até a usina Peixoto. Pelo acordo, a estatal mineira dispunha da quota de energia de Peixoto reservada para a CFLMG, tendo em vista os fornecimentos a seu cargo no Triângulo e em outras áreas do estado. Em contrapartida, a Cemig assumira boa parte do suprimento à CFLMG, ou seja, à capital mineira.

A malha de transmissão implantada pela Cemig no Triângulo Mineiro foi de fundamental importância para a interligação Peixoto-Cachoeira Dourada (esta última, no município mineiro de mesmo nome, perto da cidade goiana de Itumbiara), que interessava particularmente à Centrais Elétricas de Goiás (Celg) e ao Departamento de Força e Luz (DFL) da



Usina hidrelétrica Peixoto, em construção. Ibiraci, MG. 12 de novembro de 1967
Acervo Memória da Eletricidade

capital da República, antecessor da Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB). Em agosto de 1963, após entendimentos patrocinados pelo Ministério das Minas e Energia, a empresa mineira assumiu a tarefa de construir uma linha de transmissão entre Uberlândia e Cachoeira Dourada, bem como de duplicar a existente entre aquela cidade e a usina Peixoto, com o objetivo de dotá-la de maior capacidade de transporte de energia. A linha Uberlândia-Cachoeira Dourada, de 138 kV, seria concluída no ano seguinte. Em fevereiro de 1965, a interligação de Peixoto com a usina da Celg passou a funcionar efetivamente, beneficiando Goiás e o Distrito Federal.

Em 1966, Furnas reiniciou os suprimentos à Cemig, continuando, porém, a destinar quase toda a sua produção ao mercado da São Paulo Light. No mesmo ano, uma das raras expansões da capacidade geradora do sistema interligado foi propiciada pela entrada em operação da hidrelétrica de Bariri, a segunda da Cherp no médio Tietê. Além disso, algumas interconexões levaram a energia de São Paulo até Campo Grande, em Mato Grosso. A Centrais Elétricas Matogrossenses (Cemat), por exemplo, foi beneficiada pela interligação da Cherp com a CPFL e com a Centrais Elétricas do Urubupungá (Celusa). Pelo sistema de transmissão da Cherp, a energia saía da subestação de São José do Rio Preto (SP), atingia a já citada hidrelétrica Jupiá e de lá seguia, pela linha da Celusa, até Campo Grande.



Usina hidrelétrica Jupiá. Castilho, SP/ Três Lagoas, MS. 1974
Acervo Memória da Eletricidade

Expansão no período 1967-1968: Guanabara se integra ao sistema de 345 kV

Os dois anos seguintes, 1967 e 1968, foram marcados por um avanço significativo, em função da expansão do sistema de transmissão de Furnas – com destaque para a linha de 345 kV entre a usina da empresa e a Guanabara – e da entrada em operação da termelétrica Santa Cruz, que passou a suprir diretamente o estado, na área de 60 Hz. Além disso, novas unidades geradoras foram adicionadas em Cachoeira Dourada, no município de mesmo nome, aumentando a disponibilidade de energia na região Goiás-Brasília, e também na usina Peixoto.

No início do período, Furnas concluiu a linha Furnas-Itutinga-Guanabara, de 345 kV, destinada à interligação com a Rio Light. O primeiro trecho foi energizado em abril, permitindo um suprimento de emergência à área já convertida da Guanabara para 60 Hz. O socorro, vindo da usina Itutinga no município de mesmo nome, em Minas Gerais, da Cemig, ocorreu num momento crítico, devido aos problemas enfrentados pela Rio Light com a inundação das usinas de Nilo Peçanha e Fontes, durante as pesadas enchentes do início de 1967. O suprimento improvisado da Cemig, em 132 kV, perdurou até agosto.

O Espírito Santo começou a receber energia de Furnas em 60 Hz em dezembro de 1967, graças à interligação da Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (CCBFE) ao sistema Cemig. De imediato, essa interligação beneficiou somente as instalações da Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), no porto de Tubarão, já que Vitória e os demais municípios atendidos pela CCBFE ainda utilizavam energia na freqüência de 50 Hz.

Além do sistema Cemig, as linhas de 138 kV Governador Valadares-Vitória e Carapina-Porto de Tubarão, construídas pela CCBFE com o apoio da Eletrobrás, beneficiaram os capixabas. Vale ressaltar, igualmente, a interligação de Governador Valadares ao sistema central da Cemig, pela linha Ipatinga-Valadares, projetada para 230 kV mas energizada em 69 kV, em agosto de 1967. Além das obras, foi firmado um contrato entre a CCBFE, a Cemig e Furnas, regulando um suprimento de até 90 MW a Vitória.

O avanço da interligação, em 1967, também permitiu a diversificação dos suprimentos de Furnas às empresas do Sudeste. Afinal, os despachos para a Cemig, da antiga Rio Light e da CCBFE ainda eram pequenos. Basta dizer que a área paulista da Light consumiu naquele ano quase 95% do total fornecido por Furnas. Do ponto de vista da antiga São Paulo Light, o suprimento de Furnas era fundamental, pois representava cerca de 44% do consumo total de energia em sua área de concessão.

Ainda em 1967, o problema da oferta de energia elétrica ao Distrito Federal levou o Ministério das Minas e Energia a estabelecer um programa conjunto de operação das instalações elétricas existentes no Triângulo Mineiro (Cemig), Goiás (Celg) e Distrito Federal (DFL), permitindo a transferência para Brasília de até 35 MW na hora de ponta. A inauguração das duas últimas unidades de 50 MW de Cachoeira Dourada, no ano seguinte, aumentaria a disponibilidade de energia elétrica na região Goiás-Brasília.

Em 1968, Furnas reforçou ainda mais seu sistema de geração e transmissão. Em janeiro, a usina Santa Cruz, inaugurada no ano anterior, ganhou mais uma unidade de 80 MW e, em março, a linha Furnas-Guanabara passou a operar em toda a sua extensão, permitindo a transmissão de grande quantidade de energia para a Rio Light. Finalmente, dois meses depois, a linha Furnas-Peixoto, de 345 kV, foi inaugurada. Além disso, com a assinatura de um contrato com a CPFL, Furnas garantiu para si parte da potência de Peixoto. Para viabilizar esse acordo, a CPFL acelerou a montagem das seis últimas unidades de Peixoto, quatro das quais efetivamente instaladas em 1968. Maior usina da CPFL, Peixoto atingiria a potência final de 475 MW em março de 1969.

Entre as novas concessionárias atendidas por Furnas, destaca-se a própria CPFL, pela linha de 138 kV entre Poços de Caldas e a termelétrica Carioba, construída pela Paulista. Em junho, a Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) também passou a receber energia de Furnas, pelas subestações de Rio da Cidade e Imbariê. Em outubro, a inauguração conjunta da subestação de Alcântara, em São Gonçalo, e da linha Imbariê-Alcântara, de 132 kV, permitiu a integração definitiva da CBEE ao sistema interligado.

No primeiro semestre de 1968, no âmbito da coordenação operativa dos sistemas interligados do Sudeste e nos termos do Decreto nº 57.297, de 1965, a Eletrobrás providenciou a assinatura de um protocolo, que estabeleceu as diretrizes de suprimento ao Estado de São Paulo até 1980. Firmado em julho de 1968, o acordo entre Eletrobrás, suas subsidiárias Furnas e CPFL, Cesp e Light definiu obrigações de Furnas e Cesp em relação aos mercados paulistas da Light e da CPFL. Caberia à Cesp a responsabilidade de atender à crescente demanda industrial de São Paulo, ficando Furnas com um suprimento máximo de 900 MW. Na área da CPFL, a segunda foi encarregada de atender 75% do crescimento da carga, enquanto a primeira cuidava do restante.

O protocolo de 1968 deu à Cesp o status de grande empresa supridora e assegurou uma fatia importante do mercado paulista a Furnas, harmonizando as duas empresas. O

texto levou em conta o projeto de expansão da Cesp, que previa a entrada em operação da usina de Jupiá, e sua linha de transmissão de 440 kV até a capital – a primeira a ser construída nesta tensão em todo o país.

Em outubro, a Light inaugurou o Centro de Operação do sistema John Grant Glassco, na capital paulista, com moderno equipamento para controle de carga e freqüência, capaz de monitorar a chegada dos blocos de energia de Furnas e Cesp. Na época, apenas Light e Furnas possuíam equipamento automático para este controle. Além disso, a Light acertou com Furnas a compra de linhas de transmissão, subestações abaixadoras e outras instalações da empresa federal, em São Paulo e no Rio de Janeiro.

Mas a operação do sistema interligado seria afetada, em 1968, pela prolongada estiagem, que praticamente esgotou os reservatórios de acumulação da Light (Billings e Ribeirão das Lajes) e da Cesp (Barra Bonita, Jurumirim e Graminha – este último nos municípios paulistas de Caconde e São José do Rio Pardo). Considerando a situação crítica do fornecimento no eixo Rio-São Paulo, inclusive no interior, Furnas foi solicitada a aumentar substancialmente, a partir de novembro, seu suprimento ao sistema Light. Para isso, acionou em plena carga o sistema gerador, reduzindo o volume armazenado no reservatório a uma quota menor do que a programada.

As principais empresas do Sudeste – Furnas, Light e Cemig – vinham se reunindo regularmente, desde 1967, para estudar e coordenar a operação interligada de seus sistemas. Com a adesão de outras três companhias e a interveniência da Eletrobrás, foi instituído em 1968 um Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI), que funcionou informalmente, com reuniões periódicas de seus chefes de Operação. Já eram seis as empresas participantes: Furnas, Light, Cemig, Cesp, CPFL e CBEE.

Progresso em geração entre 1969 e 1973. CCOI é oficializado

Entre 1969 e 1973, a potência geradora do Sudeste praticamente dobrou, com a ampliação e a inauguração de grandes e médias usinas, a expansão dos sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensão, e o aumento no número de interligações entre empresas. Além disso, nasceu oficialmente o chamado Comitê Coordenador da Operação Interligada da Região Centro-Sul (Sudeste).

Em 16 de janeiro de 1969, para formalizar o intercâmbio entre as companhias, o ministro das Minas e Energia, José Costa Cavalcanti, promulgou a Portaria nº 56 – o primeiro passo para a oficialização do CCOI-Sudeste. De acordo com a portaria, a coordenação operacional do sistema seria efetuada pelas concessionárias da região, em reuniões supervisionadas pelo Dnaee e orientadas, do ponto de vista técnico, pela Eletrobrás. Finalmente, em 25 de julho de 1969, nove empresas – Furnas, Celg, Cemig, Cesp, CBEE, CPFL, Light, Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel) e a Centrais Elétricas Fluminenses (Celf) – assinaram o *Acordo de Operação Interligada*, diante do então ministro Antonio Dias Leite e do presidente da Eletrobrás, Mario Bhering.

O acordo tinha como finalidade "promover condições mais favoráveis de confiabilidade e economicidade nas instalações de suprimento de energia das partes, através da coordenação dos programas de operação de suas instalações de produção e transmissão, bem como de obras e melhoramentos de transmissão e interligação, necessários ao bom funcionamento do conjunto interligado".

As normas básicas de funcionamento do CCOI também foram incluídas no texto. Caberia ao órgão estabelecer e atualizar os princípios e processos de coordenação das atividades de interesse da interligação, como os recursos de geração térmica e hidrelétrica; a capacidade mínima de reserva instalada e girante, a ser mantida pelas partes, em instalações próprias ou mediante contratos; os programas de manutenção de usinas e instalações de interligação; as medidas de emergência e os sistemas de comunicação.

As decisões do comitê coordenador só poderiam ser tomadas por unanimidade, nas chamadas reuniões de coordenação. O acordo também previu a organização de subcomitês para o estudo de assuntos especializados, como os três que já funcionavam: o de Operação, o de Estudos Elétricos e o de Comunicações. Na segunda reunião de coordenação, em 11 de agosto, os subcomitês de Operação e de Estudos Elétricos seriam formalizados.

Ao longo de 1970, alguns termos aditivos ao *Acordo da Operação Interligada* permitiriam o ingresso no comitê da empresa Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa), além da CEB e da CFLMG. Assim, o CCOI do Sudeste passaria a congregar 12 empresas, incluindo uma concessionária da Região Sul – a Copel – e duas do Centro-Oeste – a Celg e a CEB. O primeiro presidente do CCOI foi o engenheiro Luiz Carlos Barreto de Carvalho, diretor de Operação de Furnas, eleito por aclamação em 11 de agosto de 1969. Teve como vice Guy Maria Villela Paschoal, da Cemig.

Nos cinco anos de funcionamento do CCOI, a estrutura do sistema Sudeste/Centro-Oeste foi substancialmente desenvolvida. Entre 1969 e 1973, a potência geradora do sistema interligado praticamente dobrou, com a instalação de cerca de 5 mil MW. Parcela importante deste total foi garantida pelas hidrelétricas Estreito e Jupiá, inauguradas em 1969. Construída por Furnas no rio Grande, Estreito atingiu a potência final de 1.100 MW em 1972, enquanto Jupiá, no rio Paraná, despontava como a primeira usina da Cesp a superar a marca de 1.000 MW. O processo de motorização de Jupiá foi mais demorado, devido ao elevado número de unidades da usina, e só seria concluído em 1974, quando sua casa de força passou a comportar 1.400 MW de potência.

Outras obras consolidaram a posição de Furnas e Cesp como grandes empresas geradoras, contribuindo para a expansão do sistema interligado. No caso de Furnas, a entrada em operação de Estreito foi logo seguida pela inauguração de Funil (210 MW), no rio Paraíba do Sul, em dezembro de 1969. O ano de 1973 seria marcado pela inauguração da



Mapa do Estado de São Paulo, com a representação do sistema de transmissão da Cesp.
São Paulo, SP.
1970
Acervo Cesp



Usina hidrelétrica Ibitinga.
Ibitinga/Iacanga, SP.
20 de agosto de 1966
Acervo Memória da Eletricidade

usina Porto Colômbia (240 MW), no rio Grande, e pela instalação da sétima máquina de Furnas e das duas maiores unidades da termelétrica Santa Cruz, que assim atingiria a potência final de 600 MW. No mesmo ano, por decisão do governo federal, a usina Peixoto foi transferida da CPFL para Furnas. Levou-se em conta que Furnas, Peixoto e Estreito formavam um conjunto no rio Grande, com um só reservatório de regularização e acumulação (Furnas) e um mesmo sistema de escoamento de energia elétrica.

Além de Jupiá, a Cesp agregou novas hidrelétricas como Ibitinga, no rio Tietê, municípios de Ibitinga e Iacanga (SP); Xavantes, no rio Paranapanema, em Xavantes (SP) e Ribeirão Claro (PR) e Ilha Solteira. Localizada a jusante de Bariri, Ibitinga (130 MW) foi acionada em 1969, mesmo ano da instalação da última unidade da primeira. A meio caminho de Salto Grande e Jurumirim, Xavantes (414 MW) também começou a gerar energia em 1969, sendo concluída no ano seguinte. A primeira das 20 unidades de Ilha Solteira entrou em operação em 1973, marcando o início da motorização da maior usina da empresa paulista, com 3.230 MW. Ao lado de Jupiá, Ilha Solteira passou a integrar o complexo hidrelétrico de Urubupungá, um dos maiores do mundo.

A Cemig também reforçou, embora em menor escala, a capacidade de geração do sistema interligado. Em 1969, a empresa instalou mais uma máquina em Três Marias e, em 1971, acionou Jaguara, com potência de 424 MW, no rio Grande, a jusante de Estreito. A alimentação das cargas da Cemig no Triângulo Mineiro, antes assegurada por Furnas, passou então à responsabilidade da própria estatal mineira. A nova usina também permitiu a interligação do sistema de Furnas com o da Celg. No segundo semestre, o abastecimento da Região Central do estado foi reforçado pela entrada em serviço da subestação de Taquaril, situada em Nova Lima, e de duas linhas de 345 kV: Barreiro-Taquaril e Jaguará-Taquaril.



Usina hidrelétrica Xavantes. Xavantes/Ribeirão Claro, SP. S.d. Acervo Duke Energy



Usina hidrelétrica Mascarenhas. Baixo Guandu, Es/ Aimorés, MG. S.d. Acervo Escelsa

Escelsa e Celg foram responsáveis pelos demais acréscimos de potência no sistema interligado. Situada no rio Doce, Mascarenhas (103 MW) em Baixo Guandu (ES) e Aimorés (MG), foi inaugurada pela Escelsa em 1973 e concluída no ano seguinte, quando se tornou a maior usina da empresa capixaba. No ano anterior, a Celg instalara mais uma unidade em Cachoeira Dourada, completando a segunda etapa de construção de sua principal usina.

Ampliação da transmissão

O desenvolvimento da rede de transmissão do sistema interligado, entre 1969 e 1973, também foi marcado pela notável expansão das linhas de extra-alta tensão direcionadas para as áreas metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro, Belo Horizonte e, depois, Brasília. Essenciais para o transporte de grandes blocos de energia produzidos pelas usinas dos rios Grande e Paraná, tais linhas foram conectadas em diversos pontos a sistemas de alta tensão responsáveis pelo atendimento de centros de carga de menor expressão, constituindo um suporte fundamental à unificação do mercado elétrico regional.

A rede de transmissão do sistema interligado em extra-alta tensão passou a comportar não apenas novas linhas de 345 kV, construídas por Furnas e Cemig, como também as primeiras linhas de 440 kV da Cesp, planejadas para o escoamento da geração de Jupiá e Ilha Solteira até a região metropolitana de São Paulo. No período em questão, a Cesp implantou quase 2.500 quilômetros de linhas em 440 kV, que atravessaram o território paulista no sentido Noroeste-Sudeste. A empresa passou a contar com dois eixos básicos de transmissão em extra-alta tensão: a ligação Jupiá-Bauru-Cabreúva, conhecida como Linhão 1, e Ilha Solteira-Araraquara-Bauru-Cabreúva, conhecida como Linhão 2. A operação do sistema de 440 kV da empresa paulista começou em meados de 1969, com a energização do primeiro circuito do Linhão 1, no trecho Jupiá-Bauru.

No mesmo ano, Furnas ampliou seu sistema de 345 kV, não só para permitir o escoamento de sua capacidade adicional, mas também para alcançar suas novas áreas de responsabilidade. Em 1971, entrariam em operação as linhas Poços de Caldas-Mogi das Cruzes, de 345 kV, Cachoeira Dourada-Goiânia, de 230 kV, Adrianópolis-Imbariê e Santa Cruz-Jacuacanga, ambas de 138 KV. A primeira linha garantiu maior confiabilidade ao sistema de transmissão de Furnas em São Paulo, realçando a importância da subestação de Mogi das Cruzes. A segunda foi decorrência do convênio assinado em 1968, entre Furnas, Celg e CEB, que também estabelecia a responsabilidade da empresa federal pelo fornecimento de energia em grosso a Brasília, a partir de 1973. A terceira linha e a elevação da capacidade transformadora da subestação da Celf em Imbariê, Duque de Caxias, permitiram um reforço no suprimento de Furnas ao Estado do Rio, inclusive na área de concessão da CBEE. A quarta linha seria energizada ainda em 1971, devido aos problemas da Celf para concluir a subestação de Jacuacanga, em Angra dos Reis.



Usina hidrelétrica Furnas. Alpinópolis/São João Batista do Glória, MG. 20 de agosto de 1985 Acervo Furnas

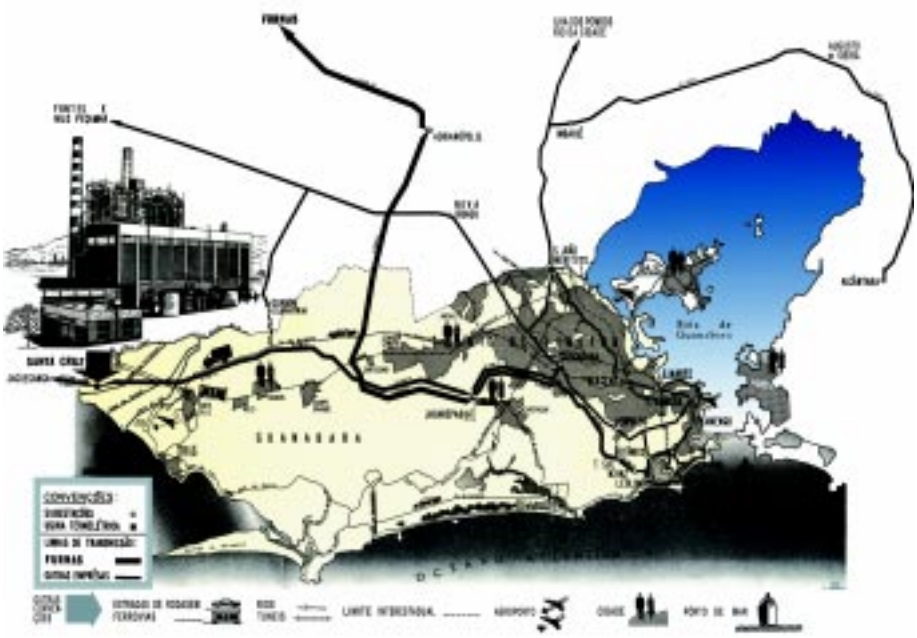
Além disso, Furnas passou a contar com um moderno sistema de comunicação por microondas, interligando suas usinas e principais subestações em operação ao Centro de Despacho de Carga, transferido em 1969 da usina de Furnas para o Escritório Central, no bairro carioca de Botafogo. Operando em regime de emergência desde o fim de 1968 e utilizando quase integralmente a energia armazenada em seu reservatório, Furnas, como foi ressaltado, ampliou substancialmente o fornecimento às empresas interligadas a seu sistema, notadamente a Light e a Cemig. Resta mencionar, ainda em 1969, uma pequena expansão de seu parque termelétrico: atendendo a uma recomendação da Eletrobrás, Furnas adquiriu e recolocou em serviço as unidades térmicas a gás de Marechal Hermes (22 MW) e Lameirão (11 MW), pertencentes à Comissão Estadual de Energia da Guanabara.

O leque de medidas permitiu que Furnas suportasse as necessidades adicionais do sistema Light, no Rio e em São Paulo. Basta dizer que a demanda da empresa canadense subiu de 1.000 MW para 1.240 MW, em função das baixas descargas nas bacias do Tietê e

do Paraíba, e dos altos níveis de consumo de eletricidade na região mais industrializada do país. Além disso, Furnas firmou um contrato com a Celg, com a interveniência da Cemig e da CPFL, para a compra de 30 MW da energia disponível de Cachoeira Dourada.

O ano de 1969 foi o mais seco da década na Região Sudeste e só a eficiente atuação do CCOI evitou o racionamento de energia em vários pontos do país, pela otimização da operação dos reservatórios (Veja quadro na página 62). Em relatório de fevereiro, o Subcomitê de Operação já previa um substancial déficit de eletricidade nas áreas da Light em São Paulo e no Rio, e a viabilidade de compensá-lo com energia proveniente de Furnas.

No mesmo relatório, a energia de Jupiá era apontada como fundamental para aumentar a margem de reserva do sistema interligado, assegurando o atendimento de ponta da Light paulista. A primeira de suas 14 unidades, com 100 MW, entrou em serviço em abril, mas o sistema de transmissão em 440 kV só pôde operar plenamente em novembro. Jupiá contribuiu decisivamente para o atendimento da própria Cesp, sobretudo no período crucial da seca, quando as demais usinas da empresa tiveram suas águas praticamente esgotadas e algumas chegaram a paralisar as atividades.



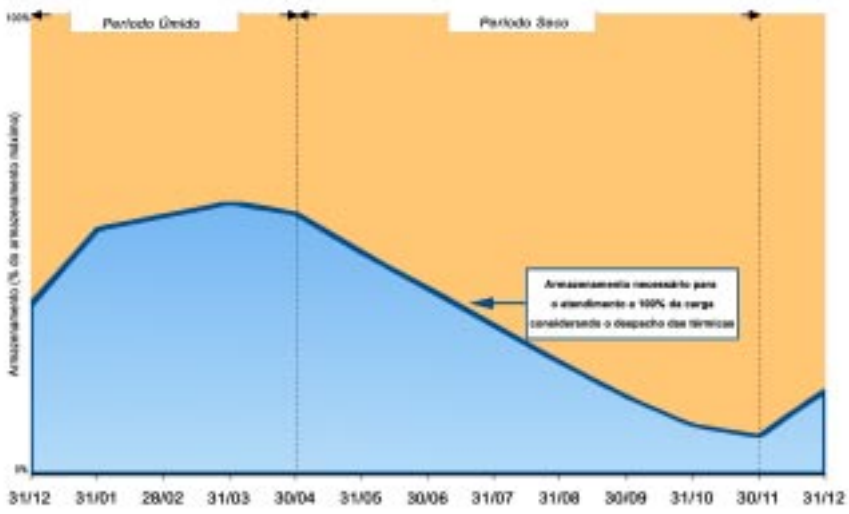
Mapa do antigo Estado da Guanabara com a localização da usina termelétrica Santa Cruz.
Rio de Janeiro, RJ.
1967
Acervo Furnas

O CCOI, a otimização dos recursos energéticos e o critério da curva-limite de armazenamento

A partir da criação do Comitê Coordenador para Operação Interligada (CCOI) da Região Sudeste, as principais empresas da região iniciaram de modo sistemático estudos conjuntos sobre a operação coordenada dos reservatórios, visando a otimização dos recursos energéticos de origem hidráulica e térmica.

Com a interveniência do CCOI, foram firmados os primeiros grandes acordos operacionais de armazenamento de energia sob a forma de água, com o objetivo de garantir o máximo rendimento da energia hídrica. Esses acordos permitiram que grandes reservatórios, como o de Furnas, por exemplo, fossem utilizados para a acumulação do excesso de energia temporariamente disponível de outras empresas, sem espaço de armazenamento em seus sistemas. Assim, uma empresa recebia energia elétrica de outra, que detinha sobras temporárias não armazenáveis em seu reservatório, para posterior devolução. Como havia interesse das duas partes, a energia transacionada era dividida meio a meio. Durante muito tempo, esse conceito de armazenamento meio a meio serviu de referência na operação interligada do sistema Sudeste.

Os estudos de planejamento da operação do CCOI adotaram um critério determinístico de garantia de suprimento de energia, que também seria aplicado aos estudos de planejamento da expansão da geração, elaborados pelo consórcio Canambra com o governo brasileiro. Com base nesse critério, as termelétricas eram consideradas com suas capacidades máximas de produção de energia. Já as hidrelétricas contribuíam com sua energia firme, calculada na hipótese de repetição do período crítico de afluências do sistema, registrado entre 1952 e 1956. O planejamento da operação procurava, assim, igualar o mercado à energia firme, contornando o caráter probabilístico das vazões, em vista do estágio inicial dos modelos estocásticos de afluências (que trabalham a partir de variáveis aleatórias) na literatura técnica internacional.



Curva-limite inferior de armazenamento.
S.l. S.d.
Acervo ONS

A parcela de energia de origem termelétrica foi definida nos estudos de planejamento operativo do CCOI pela metodologia da Curva-Limite Inferior de Armazenamento, obtida por uma técnica de agregação conhecida como "representação a sistema equivalente". Nessa representação, o conjunto de usinas e reservatórios do sistema era substituído por um reservatório equivalente e uma usina a fio d'água. A capacidade de armazenamento de energia do reservatório equivalente correspondia à energia que poderia ser produzida pelo total esvaziamento dos reservatórios para um dado conjunto inicial de volumes armazenados. A metodologia da Curva-Limite Inferior de Armazenamento indicava o nível mínimo de armazenamento necessário, no início de cada mês, para garantir sem déficits o atendimento do mercado até o fim do horizonte de planejamento. Se o nível do reservatório estivesse acima da curva-limite no início do mês, as térmicas eram operadas naquele mês em seus valores mínimos de geração. Caso contrário, operariam no máximo.

Esse modelo de planejamento da operação hidrotérmica foi desenvolvido originalmente por Furnas em 1968, com o objetivo de reduzir o consumo de combustível da termelétrica Santa Cruz ao mínimo compatível com a manutenção de um nível adequado de garantia de suprimento. Embora tenha sido bastante aperfeiçoado em 1970, revelando-se extremamente útil aos estudos de planejamento da expansão do sistema, tal modelo não demorou a ser considerado insatisfatório para o planejamento da operação, segundo o engenheiro Sérgio de Salvo Brito. Prova disso é que em 1971 as empresas da Região Sudeste reunidas no CCOI decidiram manter suas usinas térmicas na base, durante quase todo o ano, apesar de não ter sido atingida uma única vez a curva-limite do sistema.

A crise levou os técnicos da Cesp a trabalharem ativamente para acelerar a energização da linha Jupiá-Bauru-Cabreúva-São Paulo. Em junho, foi possível suprir o Sudeste com 150 MW de dois grupos de Jupiá, após a energização do trecho Jupiá-Bauru. A Cesp adotou, então, um esquema operativo para antecipar a transmissão de energia de Jupiá à capital paulista: usando parte de um circuito de 138 kV entre Botucatu e Piracicaba, cedido pela CPFL, a empresa estabeleceu mais uma via de transmissão entre as duas cidades, ao injetar energia de Jupiá no sistema Light pela linha Botucatu-Edgar de Souza. Em setembro, a Cesp aumentou para mais de 200 MW de ponta a energia enviada à Light. Dois meses depois, o trecho Bauru-Cabreúva (Linhão 1), em 440 kV, entrou finalmente em operação.

Em 1970, as condições hidrológicas do Sudeste foram bem mais favoráveis. Deixando de operar em regime de emergência, Furnas pôde voltar a encher o reservatório e passar Santa Cruz da base para a ponta do sistema, reduzindo substancialmente a geração térmica e a compra de energia de terceiros. Ao longo de vários meses, a empresa efetuou suprimentos de energia à Celg, na hora de ponta, devido ao acidente em uma das unidades de Cachoeira Dourada. Isso permitiu um reforço no fornecimento da concessionária goiana à CEB. Com a interveniência da Eletrobrás, as três empresas – Furnas, Celg e CEB – assinaram o *Acordo de Investimento de Compra e Venda de Energia Elétrica*, para o suprimento em grosso ao Distrito Federal, tendo em vista uma solução definitiva para o abastecimento de Brasília.

A expansão mais notável do sistema Furnas ocorreu nos setores de transformação e transmissão, com a entrada em serviço das subestações de Mogi das Cruzes e Adrianópolis e dos novos circuitos de 345 kV das linhas Estreito-Poços de Caldas, Itutinga-Guanabara e Furnas-Estreito. Em 1972, foram acionadas as instalações compreendidas na primeira etapa do plano de expansão do sistema de transmissão Cachoeira Dourada-Goiânia-Brasília. Em função do acordo de 1970 entre Furnas, Celg e CEB, foram energizadas as subestações de Anhangüera (Celg) e Bandeirantes (Furnas), situadas na área de Goiânia; a linha de transmissão Anhangüera-Bandeirantes-Brasília Sul-Brasília Geral, de 230 kV, e equipamentos de transformação e proteção de Cachoeira Dourada. Com a conclusão dessa etapa, as cidades de Goiânia e Brasília passaram a ser supridas por duas linhas de transmissão provenientes da última usina, o que representou uma melhoria substancial em termos de disponibilidade de energia e segurança operativa.

Na Guanabara, Furnas energizou dois novos circuitos de 138 kV entre a usina Santa Cruz e a subestação de Jacarepaguá, além de acelerar o trabalho de ampliação da termelétrica, concluindo a montagem de duas novas unidades geradoras de 218 MW.

A parte do sistema Furnas dirigido a São Paulo ganhou mais uma linha de 345 kV, ligando Poços de Caldas a Campinas. Na mesma cidade paulista, a CPFL concluiu a subestação de Tanquinho, que reforçou o suprimento da área. A aceleração do programa de Jupiá – que chegou a 900 MW de potência, com a instalação de mais quatro unidades –, a entrada em operação da usina de Xavantes, com 400 MW, e a energização do segundo circuito de 440 kV da linha Jupiá-Bauru-Cabreúva melhoraram muito as condições de suprimento em São Paulo e no Paraná. A empresa também concluiu a segunda etapa da subestação de Cabreúva, transferindo para lá o despacho de carga de Botucatu.

A Cesp, por sua vez, energizou duas linhas de 230 kV, que reforçaram o sistema de transmissão da usina Xavantes: a primeira, com destino a Botucatu, e a segunda, a Assis e à cidade paranaense de Apucarana. São Paulo também passou a contar com mais uma linha de 345 KV, pertencente a Furnas, ligando Campinas a Guarulhos.

A empresa federal prosseguiu na energização das instalações da primeira etapa do plano de expansão do sistema para Goiânia e Brasília, acionando as subestações de Itumbiara e Brasília-Sul e as linhas Estreito-Porto Colômbia-Itumbiara, de 345 KV, Itumbiara-Cachoeira Dourada e Itumbiara-Bandeirantes, ambas em 230 KV. Com isso, atingiu um nível bastante satisfatório de confiabilidade no suprimento à capital federal e à região Sul de Goiás, bem como a integração dos sistemas da Celg e da CEB ao grande sistema interligado.

Quanto às demais empresas, vale destacar a efetivação da interligação do sistema principal da Escelsa com o sistema interligado do Sudeste, via Cemig. Estabelecido em caráter provisório entre as subestações de Alto Lage e Carapina no início de 1972, essa interligação foi efetivada em julho, já na tensão de 138 kV, graças à conclusão do programa de conversão de freqüência da empresa capixaba. Além dos benefícios operacionais, a interligação evitou o racionamento durante reparos na usina Suíça, a mais importante do estado.

Estiagem leva comitê a coordenar novos intercâmbios

No âmbito do CCOI, merece registro a oficialização da estrutura básica do órgão. Preparado pelos coordenadores dos subcomitês de Operação e de Estudos Elétricos, José Marcondes Brito de Carvalho e Artur Cohen, respectivamente, o documento foi aprovado em 1º de abril de 1970, pormenorizando o *Acordo de Operação Interligada*, de 1969. Foi confirmado que o presidente e o vice-presidente do comitê seriam representantes de empresas, eleitos preferencialmente em caráter rotativo para um mandato anual, ficando proibida a reeleição em período sucessivo. No caso de impedimento definitivo do presidente, um novo nome seria escolhido. Além disso, foi mantido o cargo de secretário-executivo, subordinado ao presidente, para gerenciar as informações relativas ao desempenho do sistema. As reuniões de coordenação permaneceram trimestrais, podendo ser convocadas em caráter extraordinário, por iniciativa do presidente ou de, no mínimo, dois membros do órgão. Na prática, entretanto, as reuniões ocorreriam em intervalos menores. Em 1970, por exemplo, em vez das quatro previstas, o CCOI realizou oito.

Quanto aos subcomitês, foi definida a participação de, no máximo, dois representantes de cada empresa. Suas recomendações ao comitê coordenador dependiam da aprovação prévia de 2/3 dos membros. Além disso, esses subcomitês poderiam propor a formação de comissões e grupos de trabalho para estudo e execução de tarefas específicas.

Ao longo da existência do CCOI, algumas normas foram complementadas por regulamentos. Foi o caso de uma cláusula do acordo de 1969 sobre a exigência de unanimidade para a tomada de decisões. Em 14 de outubro de 1971, o CCOI decidiu que as abstenções, desde que em número menor que o de votos, não impediriam a aprovação ou rejeição de matérias. Quanto às eleições, uma regra informal acabou prevalecendo: a escolha do presidente contemplava, invariavelmente, o vice que encerrava seu mandato.

O ano de 1970 também foi marcado por divergências entre Furnas e Cesp, sobre a utilização de seus sistemas hidraúlicos. Em fevereiro, por exemplo, a Cesp declarou-se em condições de aproveitar melhor a água que afluía às suas usinas, em decorrência da paralisação da turbina nº 3 de Cachoeira Dourada, propondo o aproveitamento dessa energia a fio d'água pela Light, em substituição parcial ou total da energia servida por Furnas. A proposta provocou polêmica. Atendendo a um apelo do Ministério das Minas e Energia, Cesp e Furnas saíram em busca de soluções que respeitassem o *Acordo da Operação Interligada*. Mas a questão não voltou ao debate.

Em outras situações, as duas empresas conciliaram seus interesses. Em janeiro, a Cesp considerou inconveniente o aumento da geração térmica em Piratininga e Santa Cruz, prevendo a possibilidade de dispor de energia hidráulica acima de sua capacidade de armazenamento. No mês seguinte, informou ter efetuado com Furnas um acordo de troca de sua energia pela de Santa Cruz. Quanto a Piratininga, a Light reduziu sua operação, durante todo o ano, ao mínimo exigido pelo sistema paulista. Sua produção foi substituída principalmente pela energia hidráulica que vinha da Cesp.

A complementação termelétrica gerava controvérsias no CCOI e seria um dos temas do ministro Antonio Dias Leite, na última reunião de 1970. Segundo ele, o governo federal estava empenhado em planejar uma complementação termelétrica justa em termos regionais, incluindo a opção nuclear. Condenando interesses isolados de concessionárias, ele recomendou à Cesp que não levasse adiante seu projeto nuclear.



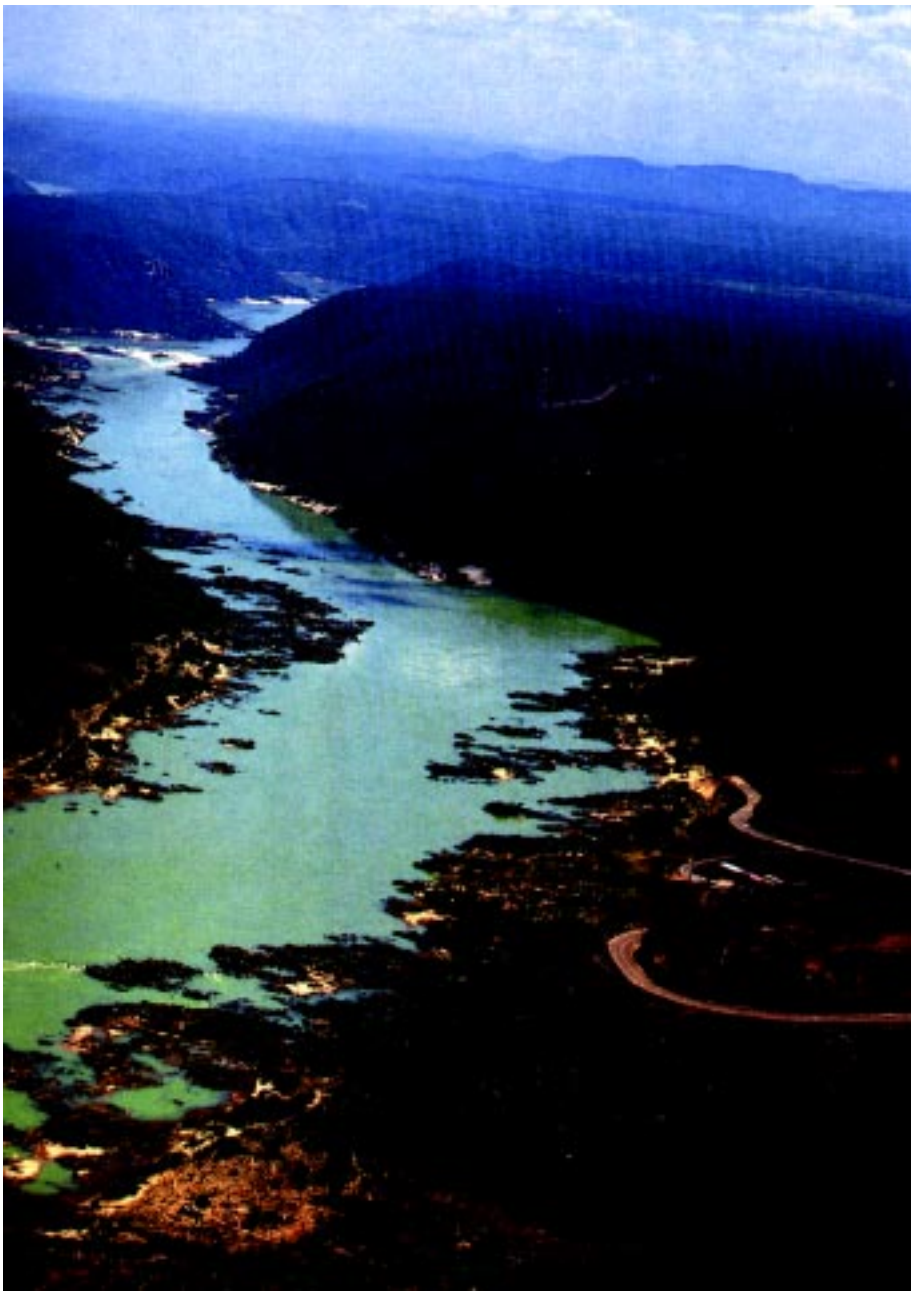
Usina termelétrica Piratininga.
São Paulo, SP.
1966
Acervo FPHESP

Já o ano de 1971 ocupa lugar de relevo na história do CCOI, em função da situação das bacias dos rios Grande, Paranaíba, São Francisco e Paraná, que foram afetadas pela seca mais severa em 40 anos, considerando-se isoladamente cada período de 12 meses. Em janeiro, o Grupo de Trabalho de Estudos Energéticos, vinculado ao Subcomitê de Operações, chegou a apresentar um relatório otimista sobre o biênio 1971-1972. O período não inspirava maiores cuidados, mesmo na ocorrência de vazões críticas, como as registradas entre 1952 e 1955, que serviam de parâmetro aos estudos do comitê. O relatório destacava a completa integração e interligação dos sistemas elétricos, sem limitações de transferência de energia, prevendo um atendimento confiável do mercado.

A realidade, porém, era outra. Se os reservatórios da Light e da Cesp haviam acumulado além do normal na estação chuvosa, os da Cemig e de Furnas, em sua maioria, haviam baixado. Em 1971, observou-se uma diferença radical entre as condições de vazão nos rios Paranapanema, Tietê e Paraíba, em relação aos rios São Francisco e Grande. Na área da Light, por exemplo, o reservatório Billings, situado na capital paulista, iniciara o ano com 44,5% de acumulação e atingiu 83,9% em maio. Na área da Cesp, o quadro também era favorável: os reservatórios Armando A. Laydner e Barra Bonita, que começaram o ano com 71,9% e 76,9%, respectivamente, chegaram a junho com 88% e 91,4%. Já o reservatório de Furnas, com 60,7% de acumulação em janeiro, baixou a 20,5% em novembro, enquanto o de Três Marias, com 56,7%, atingiu 22,6% em setembro.

Em março, configurada a situação desfavorável nas bacias do São Francisco e do Grande, o CCOI recomendou a utilização plena e imediata da complementação termelétrica do Sudeste. A medida abrangia as usinas de Carioba (CPFL), São Gonçalo (CBEE), no município fluminense de mesmo nome, e Piratininga (Light), pois a termelétrica de Santa Cruz (Furnas) já estava sendo utilizada em plena carga desde o início do mês. Outro ponto discutido foi a metodologia adotada pelo Grupo de Trabalho de Estudos Energéticos na revisão da curva-limite inferior de armazenamento para 1971, que levou o comitê a aprovar novos estudos.

Apesar da recomendação do CCOI, a geração térmica máxima só foi alcançada em agosto, devido à demora da Light em operar em plena carga a termelétrica de Piratininga. A geração da usina, de 162,6 MW médios em março, ficou abaixo dos 200 MW médios em abril, subiu para pouco mais de 300 MW médios em maio e para 369,4 MW médios em junho, caindo no mês seguinte para 365 MW médios e alcançando em agosto o seu ponto máximo: 413,3 MW médios.



Rio São Francisco, no local onde seria construída a usina hidrelétrica Xingó. [SE/AL].
S.d.
Acervo Chesf

Para atenuar os efeitos da estiagem, o CCOI coordenou alguns acertos operativos entre as empresas interligadas. Em abril, Cesp, Cemig, Light e Furnas assinaram acordo, visando a transferência de sobras da Cesp para a Cemig e a conseqüente redução no fornecimento de Furnas à Light. No fim do mês, foi firmado contrato entre Eletrobrás, Sociedade Termelétrica de Capivari (Sotelca), Furnas, Cesp e Copel, transferindo 60 MW da Região Sul para armazenamento em Furnas e Três Marias, e mantendo a transferência de sobras da Cesp para a Cemig.

Em junho de 1971, sob a supervisão do Dnaee e a orientação da Eletrobrás, Furnas, Cemig, Cesp, CPFL e Light firmaram acordo para a otimização operativa das usinas do médio rio Grande. Com isso, a água que afluía em excesso a Jaguara, da Cemig, foi armazenada no reservatório de Furnas até agosto, quando a terceira unidade da nova usina foi acionada, o que possibilitou um imenso ganho energético. Além disso, o acordo beneficiou o controle das vazões do São Francisco, por seus reflexos na utilização do reservatório de Três Marias, favorecendo a usina de Paulo Afonso.

Vale lembrar, a propósito, os problemas operativos da Chesf em 1971. A Cemig, depois de ter apostado na baixa probabilidade de secas prolongadas e de ter reduzido ao mínimo suas aquisições da energia de Furnas, elevou ao máximo a produção de sua usina Três Marias, no São Francisco, nos meses iniciais da estação das águas. Entretanto, não havia afluências e o reservatório baixava rapidamente. Por isso, a Cemig foi obrigada a reter ali toda a água possível, prejudicando a navegação e causando seríssimos problemas operativos na área da Chesf, com a falta de vazões mínimas em Paulo Afonso.

Ainda no início da década, houve acordos operativos entre Furnas, Light e Cemig, para o deslocamento de energia da segunda para a terceira em 1971 e sua devolução em 1972; além de um contrato envolvendo Furnas, Light e Cesp, para substituir a energia da termelétrica Santa Cruz por energia da estatal paulista, de origem hidráulica.

O CCOI criou várias comissões de estudos em 1971. No âmbito do Subcomitê de Operação, por exemplo, foram formadas a Comissão de Transferência de Energia, a Comissão de Terminologia de Operação, a Comissão de Manutenção e a Comissão de Implantação da Operação em *Tie Line Bias* (intercâmbio e freqüência constantes). No âmbito do Subcomitê de Estudos Elétricos, foram criadas a Comissão de Estudos de Estabilidade Transitória e a Comissão de Abastecimento de Brasília.

GCOI-Sudeste incorpora novas atividades

Em 1972, a operação interligada do Sudeste foi favorecida pela razoável distribuição de chuvas nas bacias alimentadoras das principais hidrelétricas do sistema. No primeiro quadrimestre, o armazenamento de energia cresceu, chegando praticamente ao volume máximo. O reservatório de Furnas, que iniciara o ano com 40% de seu volume útil, chegou a quase 100% em maio. Já o de Três Marias, que caíra para 22% em 1971, recuperou-se, atingindo 100% em abril. As térmicas operaram em regime de ponta.

Além disso, Furnas firmou com a Cemig, a CPFL, a Celg e a Cesp vários acordos para armazenar energia em seu reservatório. Os contratos com a Cemig e a CPFL visavam otimizar os recursos hidráulicos do rio Grande. Já os acordos com a Celg se referiam ao armazenamento da energia que seria vertida em Cachoeira Dourada.

Com a consolidação do sistema de comunicação por microondas, o Despacho de Carga Central, localizado na sede de Furnas, passou a comandar efetivamente todo o sistema, bem como a interligação com as principais empresas do Sudeste. Em São Paulo, a inauguração, em março de 1972, do Centro de Operação do Sistema da Cesp, em Cabreúva, permitiu uma grande evolução tecnológica da operação em tempo real da estatal paulista e de suas interligações com Furnas e Light.

No mesmo ano, o CCOI do Sudeste ampliou suas atividades. No âmbito do Subcomitê de Estudos Elétricos, foram criadas novas comissões, inclusive para estudos específicos sobre a questão do suprimento confiável ao Distrito Federal e sobre a proteção do sistema como um todo. Já no Subcomitê de Operação, formou-se uma comissão com a participação de Celg, CEB, Furnas e Cemig, para propor ações que tornassem mais eficientes as comunicações entre empresas na área de Brasília.

Em abril, um acordo entre as quatro empresas, com a interveniência da Eletrobrás e a supervisão do Dnaee, criou o Comitê Executivo para Suprimento a Brasília (Cesb). Coordenado por Luiz Carlos Barreto de Carvalho, o comitê tratou da implantação de serviços de manutenção e normas de operação nos sistemas da Celg e da CEB até dezembro de 1973. Com isso, as comissões do CCOI para o estudo do suprimento a Brasília passaram a se reportar ao Cesb.

O novo comitê contribuiu decisivamente para a implantação das novas instalações de transmissão e transformação no Distrito Federal. No tocante à estrutura do CCOI, entre-

tanto, a decisão de criar o Subcomitê de Manutenção foi a mais importante do ano. Os representantes da Light e da CFLMG questionaram a idéia, mas abriram mão do direito de veto em favor da maioria. O Subcomitê de Manutenção iniciaria suas atividades em janeiro de 1973, tendo como principais tarefas ampliar o intercâmbio de informações e implantar um planejamento mais eficiente para os períodos de manutenção das unidades do sistema. Além disso, foi criada a Comissão de Estudos de Rejeição e Restauração de Carga, no âmbito do Subcomitê de Operação.

A fusão dos CCOIs do Sul e do Sudeste/Centro-Oeste chegou a ser defendida em junho de 1972, pelo engenheiro José Marcondes Brito de Carvalho, vice-presidente do segundo. Segundo ele, a dupla participação do reservatório de Capivari, pertencente à Copel, desfigurava o balanço energético das duas regiões. Criticada pelos representantes de Furnas, da Light e da Eletrobrás, a proposta de fusão não foi levada adiante. Por sugestão da Eletrobrás, optou-se pela participação direta da Copel apenas nos estudos elétricos para o sistema interligado do Sudeste – entre eles, os de fluxos de potência, coordenação de proteção e estabilidade. Em contrapartida, a empresa paranaense deixaria de participar dos estudos energéticos relacionados com o estabelecimento de balanço energético e com a curva-limite de armazenamento da região.

Vale destacar uma decisão de novembro, sugerida pelo representante da Copel: a integração dos balanços energéticos e das curvas-limite das regiões Sul e Sudeste, condicionando-se o efetivo intercâmbio das disponibilidades entre as duas regiões ao estabelecimento de interligações mais expressivas. No tocante à Cesp, foi acertada a realização de reuniões de coordenação entre os presidentes de seu comitê e do comitê do Sudeste, para a discussão de assuntos de interesse comum.

Ao longo de 1972, entre os trabalhos aprovados pelo CCOI, merecem registro o primeiro *Relatório da Comissão para a Implantação de Terminologia Comum para a Operação do Sistema Interligado*; o primeiro *Relatório da Comissão para Fixação de Critérios para Transferência de Energia através de Sistema de Terceiros*, e o segundo *Relatório da Comissão de Reserva de Potência*.

O comitê chegou a apresentar ao Dnaee a minuta de uma portaria, regulando o intercâmbio de energia entre empresas e seu transporte por linhas de terceiros. A idéia era estabelecer critérios para o ressarcimento dos sistemas intermediários na operação de transferência de energia entre duas concessionárias, prevendo a cobrança de encargos e despe-

sas de operação e manutenção. Entretanto, segundo o Dnaee, a proposta resultaria numa dupla compensação financeira para a companhia transportadora. Não foi aprovada.

Ainda no CCOI-Sudeste, cumpre citar, em setembro de 1972, a realização em caráter experimental da operação em *Tie Line Bias* (intercâmbio e freqüência constantes) do sistema interligado da região, com o fim de obter dados indispensáveis ao estabelecimento de critérios operativos e comerciais, inerentes à implantação em caráter definitivo dessa modalidade de controle.

Em 1973, a operação do sistema interligado do Sudeste foi mais uma vez favorecida por boas condições hidrológicas. As afluências oscilaram em torno da média, proporcionando uma distribuição eqüitativa da energia armazenada pelos diversos reservatórios. Assim, as térmicas puderam operar em regime de ponta, reduzindo ao mínimo o consumo de combustível. Furnas passou a suprir diretamente o Norte do Estado do Rio e o Sul do Espírito Santo, após a energização da linha Adrianópolis-Rocha Leão-Campos-Cachoeiro do Itapemirim-Alto Lage, de 138 KV.

De acordo com as diretrizes do CCOI e os contratos de operação entre Furnas, CPFL e Cemig, usinas e reservatórios do rio Grande foram operados de modo a otimizar seus recursos hidráulicos, reduzindo-se ao mínimo possível a energia vertida. Entretanto, segundo relatório do Departamento de Coordenação de Sistemas da Eletrobrás, a passagem de energia foi bastante elevada em janeiro e fevereiro, prejudicando o armazenamento do sistema. Quanto às usinas e reservatórios do Paraíba do Sul, foram obedecidas as regras da Comissão do Plano de Regularização, atendendo a finalidades múltiplas, como a produção de energia, controle de enchentes, abastecimento de água, derivação para irrigação e descargas mínimas para o controle da poluição.

Além do acompanhamento permanente da situação do Sudeste/Centro-Oeste, o CCOI dedicou atenção especial aos problemas de suprimento de energia elétrica, que afetaram, sobretudo, a Grande São Paulo e o Distrito Federal. Em relação a este último, o comitê continuou a colaborar com o Cesb, sugerindo, entre outras medidas, a criação de um Despacho de Carga Regional na área de Brasília. De janeiro a julho de 1973, ocorreram 19 interrupções no suprimento à capital federal, quase sempre em função de erros na operação de proteção das novas linhas e equipamentos. Nos outros meses do ano, mesmo com os blecautes de agosto e outubro, o desempenho do sistema melhorou. A presença do Despacho para Suprimento de Brasília (Desb) garantiu uma integração maior dos setores de operação da Celg e da CEB com Furnas.

Entre 1º de junho e 31 de outubro, foi realizada uma experiência de utilização efetiva das reservas de potência do sistema interligado Sudeste/Centro-Sul. Uma segunda experiência de operação em *Tie Line Bias* (intercâmbio e freqüência constantes), desta vez mais demorada, foi de outubro a dezembro de 1973.

Durante o ano, a composição do CCOI sofreu duas alterações: em março, foi aprovada a admissão da Centrais Elétricas Matogrossenses (Cemat) e, em junho, o desligamento da CFLMG, que fora incorporada pela Cemig. Além disso, surgiram novas comissões em 1973, com destaque para a de Previsão de Afluências, criada no âmbito do Subcomitê de Operações.

Desenvolvimento e operação do sistema interligado Sul

Em 1963, os sistemas elétricos da Região Sul somavam 726 MW de potência, o correspondente a cerca de 11% do total nacional, de 6.355 MW. Mas apenas o Rio Grande do Sul possuía um expressivo parque gerador, que operava em 50 Hz, alcançando 379 MW, ou seja, mais da metade do total regional. A Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) era a concessionária mais importante do estado, com cerca de 309 MW de potência – isto é, mais de 80% da capacidade instalada no Rio Grande do Sul.

O principal sistema elétrico da companhia era o Norte, comandado pelas hidrelétricas Jacuí, situada em Salto do Jacuí, e Canastra, em Taquara, e pela termelétrica de São Jerônimo, no município de mesmo nome, que supriam Porto Alegre, área de concessão da Companhia de Energia Elétrica Riograndense (Ceerg), a região industrializada do Nordeste do estado e áreas agrícolas dos extremos Norte e Oeste.

Atendendo à área Sudeste, o sistema Sul da CEEE era formado pela termelétrica a carvão de Candiota e por instalações da empresa The Rio Grandense Light and Power Syndicate, de Pelotas, subsidiária da Amforp. Entre os sistemas Norte e Sul, havia uma extensa área, que ia do Oceano Atlântico à fronteira com a Argentina, servida por pequenas usinas isoladas. Além disso, um terceiro sistema formava-se em torno da termelétrica de Alegrete, em construção no extremo Oeste do estado pela CEEE. Mas os sistemas da estatal não operavam interligados.



Usina hidrelétrica
Canastra.
Taquara, RS.
S.d.
Acervo CEEE
Fotógrafo L. A. Ferreira



Turbina Alsthom, na
usina termelétrica
Candiota I.
Bagé, RS.
29 de abril de 1971
Acervo CGTEE

Fora da alçada estadual, havia a termelétrica de Charqueadas, em São Jerônimo, com cerca de 70 MW de potência, que fora concluída em 1962 pela Sociedade Termoelétrica Charqueadas (Termochar), subsidiária da Eletrobrás.

Em segundo lugar no Sul do Brasil, vinha o Paraná, com 213 MW – isto é, 30% da potência da região. Seu parque gerador, em 60 Hz, limitava-se a uma série de sistemas isolados, funcionando sem qualquer conexão. A concessionária mais importante era a Companhia Força e Luz do Paraná (CFLP), subsidiária da Amforp – responsável por Curitiba e arredores –, com duas hidrelétricas, Chaminé e Guaricana, ambas em São José dos Pinhais, num total de mais de 45 MW, além de algumas unidades a diesel. A autoprodutora Indústrias Klabin do Paraná de Celulose contribuía para o parque gerador com mais de 40 MW, provenientes da hidrelétrica Mauá, situada em Tibagi, e da termelétrica Harmonia, no município de Telêmaco Borba.

Já a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), formada pelo governo estadual em 1954, possuía 24 MW. Suas maiores usinas eram a termelétrica a diesel Capanema (10 MW) – instalada em Curitiba em 1963, para socorrer a capital de um racionamento de energia – e as hidrelétricas Mourão I, em Campo Mourão, e Chopim I, em Itapejara d'Oeste. Além disso, havia a Usina Termelétrica de Figueira (Utelfa), uma estatal com participação majoritária do governo federal, por intermédio da Comissão Executiva do Plano do Carvão Nacional (CPCAN). Sua usina, com 20 MW, ficava em Curiúva.

Outro autoprodutor importante era a empresa ferroviária Rede Viação Paraná-Santa Catarina (RVPSC), cuja hidrelétrica Marumbi, localizada em Piraquara, tinha cerca de 11 MW. Já a Empresa Elétrica de Londrina era privada e possuía uma hidrelétrica, Apucaraninha em Londrina (PR), com 10 MW, que atendia vários municípios do Norte do Paraná. Resta citar as pequenas concessionárias privadas, como a Companhia Hidro Elétrica Paranapanema, sediada em São Paulo mas atuante em mais de vinte municípios do Norte paranaense; a Companhia Prada de Eletricidade, fornecedora de Ponta Grossa, Castro e Piraí do Sul, no Centro do estado, e a Empresa de Eletricidade Alexandre Schlemm, que supria Lapa, Rio Negro e União da Vitória, no Sul do Paraná.

Já no Estado de Santa Catarina, ficava o menor parque gerador da região, em 60 Hz, com apenas 133 MW de capacidade – o correspondente, em 1963, a menos de 20% do total regional. Como nos outros estados, os pequenos sistemas operavam isolados.

A Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), empresa estadual criada em 1955, era responsável por cerca de 63 MW de potência, algo em torno de 50% do total catarinense. Ainda em 1963, a Celesc havia incorporado uma série de pequenas empresas, que atuavam como subsidiárias num parque gerador de 15 usinas. As mais importantes eram as hidrelétricas Palmeiras, em Rio dos Cedros, e Bracinho, no município de Schroeder, e a termelétrica Joinville (Wittich Freitaz), na cidade de mesmo nome. Além disso, havia a UTE - Serviços de Eletricidade, subsidiária da Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), que possuía uma termelétrica a carvão em Tubarão, com 27 MW, suprindo suas próprias necessidades e a área carbonífera do Sudeste do estado.

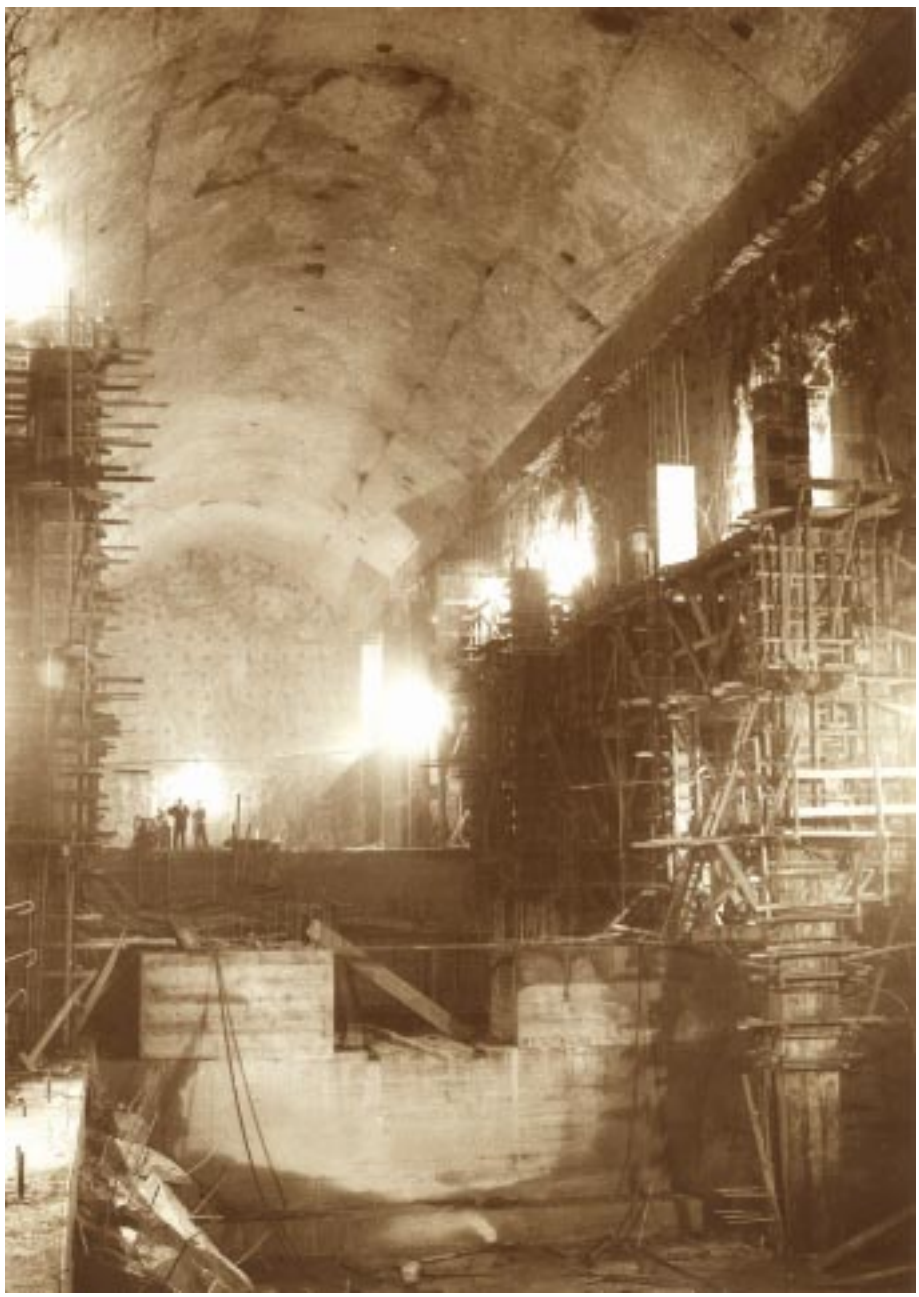
Em síntese: em 1963, os três estados do Sul operavam sem qualquer interligação entre seus sistemas elétricos, embora o Norte do Paraná tivesse uma interconexão com São Paulo. A linha de transmissão de 88 kV ia da hidrelétrica Salto Grande, da Uselpa, até os municípios de Cornélio Procópio e Londrina, no Paraná.

Primeiras interligações no Sul do país

Dois anos depois, no extremo Sul do Brasil, seriam efetuadas as primeiras conexões elétricas internacionais do país, ligando pontualmente as cidades brasileiras e uruguaias de Santa Vitória do Palmar e Chuí, Jaguarão e Rio Branco, Quaraí e Artigas e Santana do Livramento e Rivera. Essas interligações fronteiriças, embora de pequena monta, permitiram aos dois países uma melhor utilização de seus equipamentos e resultaram de acordos realizados no I Congresso de Integração Elétrica Regional, ocorrido em Montevidéu em 1964, com a participação, além de Uruguai e Brasil, da Argentina, Bolívia, Chile e Paraguai.

Em 1968, as cidades uruguaias de Artigas e Rivera passariam a receber energia da térmica Alegrete, localizada no município de mesmo nome, às margens do rio Ibirapuitã, Sudoeste do estado, com dois geradores de 33 MW e pertencente à Termelétrica de Alegrete, subsidiária da Eletrobrás.

A primeira interconexão de fato entre os sistemas do Sul só ocorreria em 1967, entre os estados do Paraná e Santa Catarina. O ponto de partida foi a assinatura, em 1965, de um convênio entre a Eletrobrás; a Sotelca, localizada em Santa Catarina e associada da *holding* federal; a Companhia Força e Luz do Paraná (CFLP), então subsidiária da Eletrobrás,

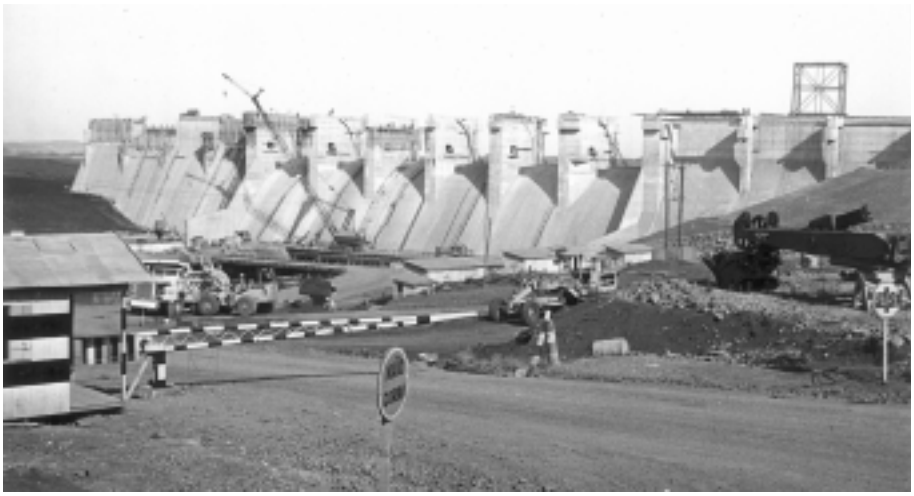


Sala de máquinas da usina hidrelétrica Capivari-Cachoeira, em construção. Antonina, PR. [1966-68] Acervo Eletrobrás

e a paranaense Copel. O documento previa uma série de obras para suprir Curitiba com a produção da termelétrica a carvão Jorge Lacerda, em Tubarão (SC), da Sotelca, empresa criada em 1957 pelo governo federal.

Ainda em julho de 1965, a Sotelca colocou em operação o primeiro gerador de 50 MW de sua usina térmica, situada em Tubarão, enquanto a subestação de Campo Comprido, da Copel, entrava em funcionamento. Além disso, a CFLP começou a construir, com recursos da Eletrobrás, uma linha de transmissão em 230 kV, entre Curitiba e Joinville (SC), onde seria feita a interligação com a termelétrica da Sotelca. Em julho de 1967, o Paraná começou a receber a energia produzida em Santa Catarina, o que só foi possível graças à linha de transmissão montada pela CFLP. Proveniente de Joinville, a energia alcançava a subestação de Campo Comprido e chegava à capital paranaense pela parte já em operação do Anel Elétrico de Curitiba. Ali, um trecho de linha unia as subestações de Campo Comprido, Barigui e Santa Quitéria, todas da Copel. Com isso, o sistema de Curitiba passou a dispor de mais 15 MW, fornecidos pela Sotelca.

No fim de 1968, este cenário começaria a ser modificado, com a criação da Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul), terceira subsidiária da Eletrobrás. Em 1969, quando começou a funcionar, a Eletrosul recebeu a tarefa de concluir a já citada hidrelétrica Passo Fundo e operar a termelétrica Charqueadas, além de construir a hidrelétrica Salto Osório, e participar da mudança de freqüência do Rio Grande do Sul.



Barragem e vertedouro da usina hidrelétrica Passo Fundo, em construção.
São Valentim/Campinas do Sul, RS.
[1970-73]
Acervo Eletrobrás

Ainda em 1969, uma nova conexão entre Paraná e São Paulo seria estabelecida, interligando os sistemas elétricos da Copel e da Cesp, para a realização de trocas de energia mais substantivas. A criação da Cesp, que reunira as concessionárias controladas pelo governo paulista em 1966, havia facilitado o entrosamento entre os governos de São Paulo e do Paraná quanto a planos inter-regionais de eletricidade. Ainda em 1966, os dois governos decidiram que boa parte da energia da hidrelétrica de Xavantes, que a Cesp construía no Paranapanema, seria destinada ao suprimento de extensas áreas do Paraná, chegando à subestação de Figueira, da Copel, na cidade de mesmo nome (PR), por uma linha de transmissão em 230 kV.

Vale destacar que, antes mesmo da conclusão de Xavantes, a linha da Copel receberia a energia de outras fontes da Cesp, como a hidrelétrica Jurumirim, em operação no Paranapanema. Em novembro de 1969, começou a funcionar, em caráter experimental, a linha de transmissão Figueira-Xavantes: recebia a energia elétrica produzida em Jurumirim e enviava para Xavantes, por outra linha também em 230 kV.

Em meados do ano seguinte, a Copel elevou a tensão do tronco principal de seu sistema elétrico, de 138 kV para 230 kV, após ampliações e melhorias nas subestações de Campo Comprido, Ponta Grossa e Figueira. Com isso, a Região Sul aumentou sua capacidade de transporte de energia, tornando mais eficaz a conexão com o Sudeste e com Santa Catarina, pelas linhas Figueira-Xavantes e Campo Comprido-Joinville.

Em fins de 1970, entrou em operação a hidrelétrica Capivari-Cachoeira (Gov. Parigot de Souza), em Antonina (PR), com 250 MW. Em meados de 1971, quando foi oficialmente inaugurada, a usina já era a maior do Sul do país e a principal da Copel.

No mesmo ano, a operação da linha de transmissão Londrina-Usina Lucas Nogueira Garcez (Salto Grande), no Norte do Paraná, em 88 kV, foi transferida da Cesp para a Copel. Além disso, foram concluídas as obras civis da subestação de Apucarana (75 MVA), destinada a receber e distribuir energia naquela área. No fim de 1971, a Copel – que desde 1970 já supria a Empresa Elétrica de Londrina, pela linha Apucarana-Aricanduva – assumiu a responsabilidade pelo fornecimento às distribuidoras do Norte paranaense.

Ao longo de 1971, a Copel recebera energia da Cesp e da Eletrosul, por meio da Sotelca, para o suprimento do Paraná. A empresa estadual paranaense, por sua vez, tratava do fornecimento à Cesp e à Eletrosul, visando atender a Região Sudeste e Santa Catarina. Também em 1971, houve um fornecimento da ordem de 130.000 MWh, em caráter extraordinário, da Copel a Furnas, através da Cesp, e da Sotelca para o Sudeste, via Copel.

A partir daquele ano, em função das crescentes trocas de energia entre empresas, a Região Sul passou a contar com uma entidade coordenadora da operação de seus sistemas elétricos: o Comitê Coordenador da Operação Interligada - Sul (CCOI-Sul), criado pela mesma portaria que implantou o CCOI-Sudeste, em 1969. Sua existência oficial data de 15 de dezembro de 1970, quando saiu o acordo de operação interligada entre as empresas estaduais da região – CEEE (RS), Copel (PR) e Celesc (SC) – com a Cesp, a Eletrosul, a CFLP (PR) e a Sotelca (SC). Em 1973, com a incorporação da Sotelca pela Eletrosul e da CFLP pela Copel, o número de empresas signatárias foi reduzido para cinco. Além disso, participavam do CCOI-Sul o Ministério das Minas e Energia, como observador, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), como supervisor, e a Eletrobrás, como orientadora técnica. O primeiro presidente do CCOI-Sul foi Milton Martins Carneiro (Copel), que teve como vice Carlos Alberto Reis Seabra (Celesc).

A segunda interligação entre estados da região, ainda em 1971, uniu o Rio Grande do Sul a Santa Catarina, por meio da conexão do principal sistema elétrico da CEEE ao da Sotelca. A integração tardia dos gaúchos deveu-se, em boa parte, à diferença de freqüência em relação aos outros sistemas – o que levara o estado, já em 1968, a iniciar o processo de conversão para 60 Hz, que só seria concluído em 1980. (Veja uadro na página 46).

Em 1971, algumas áreas já convertidas do Rio Grande do Sul passaram a receber energia em 60 Hz por uma linha de transmissão em 230 kV, entre a hidrelétrica Passo Fundo, em construção, e a subestação Farroupilha, no município de mesmo nome, cujo primeiro circuito fora energizado naquele ano. A linha era uma das duas do sistema de transmissão em circuito simples, construída pela Eletrosul em 1970, para interligar a hidrelétrica a Porto Alegre, com uma subestação abaixadora intermediária na cidade de Farroupilha. O trecho inicial fora utilizado antes da inauguração da hidrelétrica, para trazer energia de outras fontes em 60 Hz para áreas já convertidas do Rio Grande do Sul.

Em 1973, a Eletrosul concluiu a hidrelétrica Passo Fundo, com 220 MW. Era a primeira em 60 Hz em território gaúcho e começara a ser construída em 1966, pela CEEE e pelo Departamento Nacional de Obras e Saneamento (DNOS). Na subestação Farroupilha, instalou-se uma conexão entre a hidrelétrica e o sistema de transmissão vinculado à termelétrica Jorge Lacerda, em Tubarão (SC). Na capital gaúcha, foi criada uma interligação com a termelétrica Charqueadas, operada pela Eletrosul desde 1969.

Ainda em 1973, a térmica Jorge Lacerda ganhou mais um grupo gerador de 66 MW. Vinculada a esta ampliação, foi construída uma linha em 230 kV, entre Tubarão e Joinville, para reforçar a interligação com o Paraná. A essa altura, a conexão dos três estados, em 230 kV, estava bem avançada e logo permitiria amplos deslocamentos de carga em qualquer sentido, pelo litoral.

A assinatura, no segundo semestre, de um contrato de fornecimento em grosso do sistema Eletrosul às concessionárias estaduais Celesc, Copel e CEEE foi uma ação das mais importantes para a interligação. O acordo fixou em 215 MW a demanda a ser atendida entre 1974 e 1982. Com isso, a Celesc, a CEEE e a Copel ganhavam quase toda a capacidade instalada da Eletrosul, que, somada à potência das próprias empresas estaduais, permitiria uma operação racional de caráter efetivamente regional.

Cabe destacar, em novembro de 1973, a entrada em operação da segunda conexão internacional do país, desta feita com o Paraguai. A interligação dos sistemas brasileiros e paraguaios partia da hidrelétrica Acaray, no país vizinho, e possibilitou o suprimento ao Brasil de 23 MW de energia, pela linha de transmissão Foz do Iguaçu-Acaray, em 138 kV. A quatro quilômetros de Foz do Iguaçu, Acaray seria interligada ao sistema da paranaense Copel, por uma linha em 138 kV, alcançando as sedes dos municípios de Medianeira, Toledo, Umuarama, Cianorte e Maringá.

Um ano antes, fora assinado um contrato de fornecimento entre a Copel e a empresa paraguaia Administración Nacional de Electricidad (Ande). A interligação das duas empresas estava incluída na construção de um amplo sistema de transmissão e distribuição para a faixa ocidental do Paraná. Para executar a obra, a Copel contou com recursos do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), que foram complementados pela própria empresa e pela Eletrobrás.

Em 1971, foi concluída a linha Maringá-Cianorte-Umuarama (138 kV), trecho da conexão do sistema elétrico paranaense com a Acaray. Já em 1972, foi inaugurada a parte da transmissão em 138 kV entre Cascavel e Foz do Iguaçu. Com o trecho Cascavel-Umuarama, as linhas de transmissão finalmente estabeleceram, em 1973, a conexão dos sistemas do Paraná com o Paraguai. A conclusão da linha e das respectivas subestações no trecho Maringá-Cianorte-Umuarama-Cascavel-Foz do Iguaçu fechou o anel paranaense.

O ano de 1973 foi de expansão, não só pela entrada em operação de novas unidades de geração, mas também em função do progresso na conversão de freqüência gaúcha.

Além da interligação com o Paraguai, cerca de 450 MVA foram instalados ou remanejados e seis trechos da linha-tronco passaram a operar em 230 kV. Além disso, foi acionada a hidrelétrica Passo Real, da CEEE, com dois grupos de 62,5 MW, no rio Jacuí (RS).

Apesar da atenção dispensada a seu desempenho, a operação do sistema foi problemática durante o ano, que registrou mais de 700 oscilações em toda a linha-tronco ou em parte dela. Este número só foi menor do que o apresentado no ano anterior graças às medidas tomadas pelo CCOI-Sul e pelas empresas da região.

A expansão do sistema interligado Nordeste

Em 1963, a potência instalada de energia elétrica na Região Nordeste era de cerca de 600 MW, vindos em boa parte das usinas de Paulo Afonso I e Paulo Afonso II, da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). Sem as duas, o Nordeste somava apenas 15 termelétricas e seis hidrelétricas de potência superior a 2 MW, num total de 460 MW de capacidade, distribuídos de forma desigual. Alagoas, por exemplo, tinha 3,5 MW, enquanto Ceará e Pernambuco passavam pouco dos 30 MW. Em Sergipe, nenhuma usina atingia o patamar mínimo de 2 MW.

A partir de 1964, com a ampliação de sua área de concessão, a Chesf ficou responsável pelo suprimento de cerca de 1 milhão de quilômetros quadrados, abrangendo Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e boa parte do Ceará, Bahia e Piauí. A essa altura, a Eletrobrás já tinha uma segunda subsidiária na região: a Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe), que fora criada em 1963, com o fim de construir a usina Boa Esperança, no rio Parnaíba, e seu sistema de transmissão.

Ainda em 1964, a Eletrobrás assumiu o controle de três empresas da região, adquiridas do grupo norte-americano Amforp: a Pernambuco Tramways and Power Co. Limited, a Companhia Força e Luz do Nordeste e a Companhia de Energia Elétrica da Bahia (CEEB), depois absorvidas por empresas estaduais.

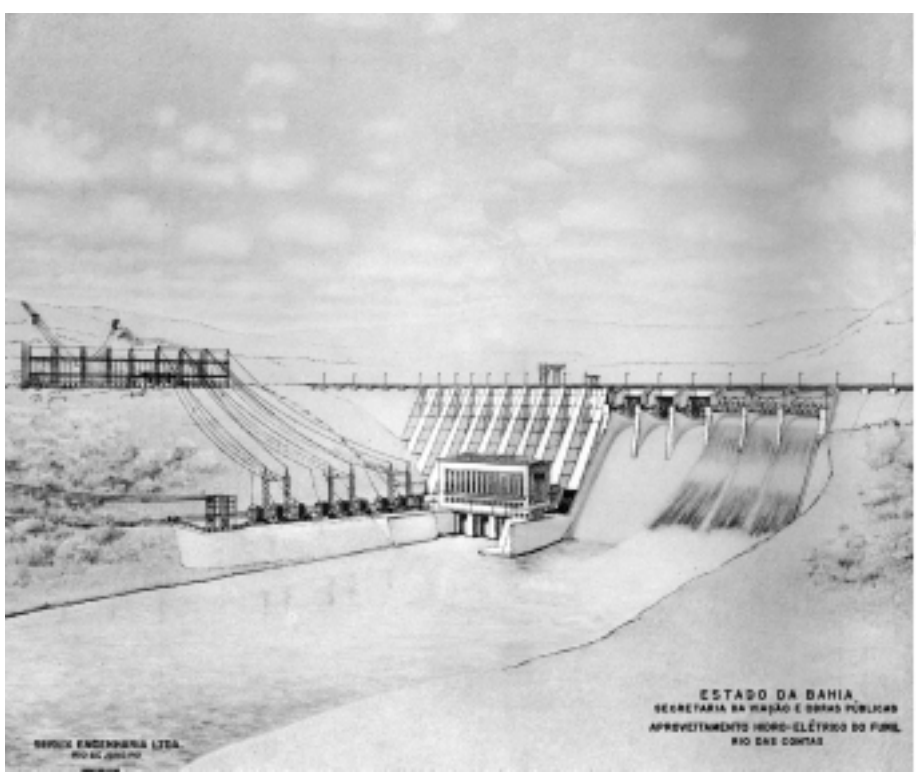
Entre 1963 e 1973, o peso da Chesf cresceu. No fim do período, suas usinas somavam 1.523 MW de potência instalada – ou seja, cerca de 94% do parque elétrico nordestino. No último ano, a empresa encampou a Cohebe, integrando a seu sistema a usina Boa Esperança (Pres. Castelo Branco), em Guadalupe (PI) e São João dos Patos (MA), com duas unidades de 54 MW, e a usina Funil, com 30 MW. Mas seu grande impulso resultou da expan-

são do próprio complexo de Paulo Afonso: em dez anos, sua potência instalada passou de 310 MW para 1.092 MW.

No segmento de transmissão, as linhas da Chesf passaram de 3.836 quilômetros de extensão, em 1962, para 10.967, em 1972. Cabe ressaltar, entretanto, que não havia qualquer intercâmbio relevante de energia.

Em 1963, eram seis os sistemas nordestinos, formados pelas linhas e subestações da Chesf: Sul, Leste, Rio Grande do Norte, Fortaleza, Oeste e Senhor do Bonfim. As linhas de Paulo Afonso em direção a Aracaju e Salvador, com prolongamento até a usina Funil, compunham o sistema Sul. No fim de 1967, quando concluiu a linha Paulo Afonso-Catu (esta última na cidade baiana de mesmo nome), isolada para 230 kV, a Chesf reforçou o suprimento à capital da Bahia. A partir da subestação de Catu, a empresa federal construiu um circuito de 220 kV em direção às usinas Bananeiras, em Conceição da Feira (BA), e Funil, atravessando a rica região cacaueira de Jequié.

Projeto da usina hidrelétrica Funil.
S.I.
1953
Acervo Eletrobrás



Em 1968, a linha Governador Mangabeira-Funil foi energizada em 69 kV, permitindo a interligação dos sistemas Chesf e Cerc. No Recôncavo Baiano, a Chesf construiu mais duas linhas de 230 kV: a primeira, entre a subestação de Catu e a termelétrica Cotegipe, no Recôncavo Baiano, foi energizada em 1970; a segunda, entre Cotegipe e as instalações da empresa Alumínio do Brasil (Alcan, situada em Aratu), entrou em serviço em fins de 1971.

Já o sistema Leste chegou a 1972 com 10 circuitos de 230 kV. O terceiro da linha Paulo Afonso-Recife foi energizado em 1966. Os demais foram instalados nas linhas Pau Ferro-Mirueira, em 1968; Campina Grande-Goianinha, em 1970; Goianinha-Recife e na derivação da Paulo Afonso-Recife para a subestação de Pirapama (ambas em circuito duplo), em 1972.

Em 1967, o sistema do Rio Grande do Norte passara a contar com o segundo circuito de 138 kV da linha Campina Grande-Santa Cruz, além de várias linhas de 138 kV, energizadas em 69 kV, que penetraram em direção a Currais Novos, Açu e Mossoró.

O sistema da capital do Ceará, o mais arrojado, começou a operar em 1965, com a conclusão da linha Paulo Afonso-Fortaleza. Era a mais longa do sistema radial da empresa, com duas subestações intermediárias em Milagres e Banabaiú. O primeiro trecho, Paulo Afonso-Milagres, funcionava desde 1962. O segundo cortou a região dos dois maiores açudes brasileiros – Orós, no município de mesmo nome, e Banabuiú, em Quixadá –, levando a energia de Paulo Afonso à capital cearense. Um dos resultados imediatos foi o aumento substancial da participação do estado no consumo de energia da Chesf, que passou de 1,2% (1964) para 5,2% (1965) e 9,2% (1966).

O sistema Oeste foi concebido para atender prioritariamente às cidades vizinhas de Juazeiro (BA) e Petrolina (PE). Começou a operar em 1964, com a energização dos três trechos que compunham a linha Paulo Afonso-Juazeiro, isolada para 132 kV: o primeiro terminava em Macurerê; o segundo, em Barro Vermelho, e o terceiro, em Juazeiro.

Já o sistema Senhor do Bonfim foi inaugurado em dezembro de 1966, com a entrada em operação da linha Barro Vermelho-Senhor do Bonfim, de 138 kV.

Em junho de 1969, a Chesf iniciou o fornecimento de eletricidade ao Piauí. Na ocasião, Parnaíba, a segunda maior cidade do estado, foi ligada à subestação de Sobral (CE), passando a receber energia de Paulo Afonso, gerada a mais de mil quilômetros de distância.

Em 1972, o sistema primário de transmissão da Chesf era composto por linhas de 230 kV e 138 kV, enquanto os sistemas secundários tinham 69 kV. A essa altura, a empresa

atendia 1.623 localidades do Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia, que compunham a Região Nordeste Oriental. A maior parte do território já estava ligada à rede principal de transmissão da Chesf, mas somente 40 a 50% da população eram efetivamente servidos pelas concessionárias.

No Nordeste Ocidental, que abrangia Maranhão e Piauí, a energia de Boa Esperança, gerada pela Cohebe, chegava a 74 cidades, incluindo São Luís e Teresina, por linhas-tronco de 230 kV. Mas o consumo era muito baixo, sobretudo no interior.

Em 1973, com a incorporação da Cohebe, a Chesf ampliou sua rede principal de transmissão, transferindo também, por orientação da Eletrobrás, suas linhas secundárias de distribuição às concessionárias públicas estaduais. No ano seguinte, com a energização do trecho Sobral-Fortaleza, da linha de 230 kV procedente de Piripiri (PI), os sistemas de Paulo Afonso e Boa Esperança seriam interligados. Apesar de sua limitada capacidade (50 MW), essa conexão representava uma alternativa de suprimento para Fortaleza e Sobral.

Aquele ano também ficaria marcado pela apresentação do relatório final do Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Nordeste (Enenorde), criado em 1969. Com representantes do Ministério das Minas e Energia, da Sudene, do Dnaee e da Eletrobrás, o Enenorde concluíra seu inventário em 1972, apontando um potencial de 8.100 MW, em cerca de 5.500 quilômetros de rios, com destaque para os 1.500 do curso principal do São Francisco. Os sete aproveitamentos daquele rio permitiriam agregar uma potência garantida de 7.247 MW, sem incluir as usinas de Paulo Afonso e Moxotó – esta última em construção desde 1971. O mais importante era o de Xingó – capaz de assegurar 3.980 MW, com baixo custo –, seguido por Sobradinho e Itaparica.

Em seu relatório final, o Enenorde recomendou três obras de geração no sistema Chesf: Paulo Afonso IV, Xingó e o reservatório de Sobradinho – fundamental para a regularização do São Francisco –, além de um maior aproveitamento das instalações de Paulo Afonso e Moxotó.

Quanto à ampliação do sistema de transmissão da Chesf, o comitê sugeriu a adoção de 500 kV nas linhas de extra-alta tensão, tal como fora proposto em 1973, pela Diretoria de Planejamento e Engenharia da Eletrobrás. Além de vantagens técnicas e econômicas, os 500 kV permitiriam a padronização das tensões em todo o país. O sistema recomendado para o Nordeste Oriental consistia em três troncos principais em 500 kV: o primeiro, na direção Sul, para atender à área de Salvador; o segundo, na direção Leste, com o centro principal de

carga em Recife; e o terceiro para o Norte, atendendo à área de Fortaleza. As primeiras linhas de 500 kV deveriam entrar em operação em 1976.

Em relação ao Nordeste Ocidental, os estudos do comitê mostraram que a usina Boa Esperança, com quatro unidades em operação, poderia atender o mercado da região até 1985, tornando dispensável a construção de uma nova. Além da instalação de suas unidades 3 e 4, o comitê sugeriu a implantação da linha Peritoró-São Luís, em 230 kV, para suprir a capital maranhense.

Sistema extravasor e descarregador de fundo da usina hidrelétrica Sobradinho.
S.d.
Acervo Eletrobrás



Os grupos coordenadores

O fortalecimento da Eletrobrás, a criação dos GCOIs e do CCON e a operação dos sistemas elétricos interligados entre 1974 e1984

A operação dos sistemas elétricos interligados no Brasil ganhou novo formato institucional com o surgimento dos Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOIs), em 1973, e do Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), em 1974. Sua criação veio no bojo de importantes alterações no arranjo institucional e financeiro do setor, que reforçaram significativamente as funções da Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) como agência coordenadora do planejamento da expansão e da operação dos sistemas elétricos. A partir de 1980, este trabalho ganharia o reforço do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS).

A criação dos GCOIs foi um desdobramento do tratado sobre o aproveitamento hidrelétrico de Itaipu, firmado em abril de 1973 pelos governos do Brasil e do Paraguai. As características peculiares do empreendimento binacional e seus reflexos sobre o *modus operandi* dos sistemas do Sudeste e do Sul levaram o governo a propor a substituição dos antigos Comitês Coordenadores da Operação Interligada (CCOIs) pelos GCOIs.



Concepção artística da usina hidrelétrica Itaipu.
S.l.1978
Acervo Itaipu

O período de crescimento econômico conhecido como “milagre brasileiro” (1968-1973) levara a Eletrobrás a consolidar-se como empresa estatal dominante do setor. A prioridade concedida ao aproveitamento dos recursos hidráulicos levou a *holding* a participar ativamente de todas as etapas do planejamento da geração, desde a fase de inventário das bacias hidrográficas até os planos de expansão que definiram o desenvolvimento dos sistemas elétricos.

O processo de estatização do setor elétrico, por outro lado, culminaria, em 1979, com a compra da Light Serviços de Eletricidade, cuja parte paulista seria transformada, em 1981, na empresa estadual Eletricidade de São Paulo (Eletropaulo).

Apesar de uma fase de graves dificuldades financeiras no setor elétrico – sobretudo no início dos anos 1980 –, a capacidade de geração dos sistemas interligados cresceu em todo o Brasil, entre janeiro de 1974 e dezembro de 1984, de 13.412 MW para 37.495 MW. Já as linhas de transmissão, cada vez mais complexas, foram ampliadas, no mesmo período, de 33.852 quilômetros para 80.405 quilômetros de extensão, conforme as Tabelas 1 e 2.

TABELA 1

Capacidade de geração dos sistemas interligados brasileiros (MW)

Região	Janeiro 1974	Dezembro 1984
Sudeste/Centro-Oeste	10.919	23.924
Sul	1.213	6.489
Nordeste	1.280	6.141
Norte	-	941
Total	13.412	37.495

Fontes

GCOI/Sudeste. SCEN. *Plano de operação para 1975*. Anexo 1 - Aproveitamentos existentes em 30.11.1974. Rio de Janeiro, setembro 1974;

GCOI/Sul. SCEN. *Plano de operação para 1975*. Anexo 1 - Aproveitamentos existentes em 31.12.1974;

Chesf. *Relatório da diretoria* 1974. Rio de Janeiro, 1975;

Eletrobrás. Diretoria de Operação de Sistemas. *Panorama do atendimento aos sistemas interligados do Brasil no triênio 1986/1987/1988.* Palestra apresentada pelo engenheiro José Marcondes Brito de Carvalho ao Exmº Sr. Ministro das Minas e Energia - Dr. Antônio Aureliano Chaves de Mendonça em 16.09.1985. p. 1.

TABELA 2

Extensão de linhas de transmissão dos sistemas interligados (km)

Tensão	Janeiro 1974	Dezembro 1984
138 kV	18.342	35.278
230 kV	9.477	20.951
345 kV	3.603	7.261
440 kV	2.430	5.522
500 kV	-	10.825
600 kV	-	-
750 kV	-	568
Total	33.852	80.405

Fontes

Eletrobrás. Siese. *Relatório estatístico do setor de energia elétrica*: 1970/1984. Rio de Janeiro, s.d. p. 6.1; GCOI. *Relatório anual* 1985. p. 13.

Para este expressivo crescimento, foi fundamental a implantação das redes de transmissão de longa distância e das conexões inter-regionais, que permitiram o aproveitamento da diversidade hidrológica do país. No início do período, os planos de novas instalações para o atendimento das regiões Sudeste e Sul, exigidos pela Lei de Itaipu, já previam a efetivação de uma forte interligação entre as duas regiões, que seria propiciada pelo sistema misto de transmissão associado à binacional, antes mesmo de sua inauguração, em 1984.

Itaipu – a maior usina do gênero no mundo, situada em Foz do Iguaçu (PR) e Ciudad del Este, no Paraguai – chegaria a 1991 com 12.600 MW. Em seu sofisticado sistema de transmissão, implantado por Furnas Centrais Elétricas, já em 1982, parte da energia – aquela produzida pelas máquinas de 60 Hz – seria transportada em corrente alternada na tensão de 750 kV, por 891 quilômetros; enquanto a outra parcela – gerada pelas máquinas de 50 Hz – seguiria em corrente contínua, na tensão de 600 kV, por 792 quilômetros.

O esforço de ampliação da capacidade geradora do país tinha o objetivo de cumprir as metas fixadas pelo governo Ernesto Geisel (1974-1979) no *II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND*). O choque do petróleo, entretanto, provocara, ainda em 1973, uma crise energética mundial, que obrigou os autores do *II PND*, concluído em 1974, a ajustarem a eco-

nomia brasileira à escassez do produto. Procurou-se reduzir a dependência externa do petróleo, aproveitando ao máximo os recursos hídricos disponíveis, além de fontes alternativas como a biomassa, a energia nuclear e o carvão mineral.

A interligação Norte-Nordeste só se tornou possível com a construção da hidrelétrica de Tucuruí, no município de mesmo nome, no rio Tocantins, e seu circuito de transmissão, em 500 kV, que uniu as capitais Belém (PA) e São Luís (MA) em 1981, três anos antes da inauguração da usina. O aproveitamento de Tucuruí – que em 1992 seria a maior hidrelétrica inteiramente nacional, com 4.200 MW de potência –, fora justificado pela previsão de um grande aumento na demanda de energia na Região Norte, em função da instalação de novas indústrias.

A previsão de um esgotamento hidrelétrico no Sudeste, ainda nos anos de 1970, levara o presidente Geisel a apressar um acordo com a Alemanha, a fim de implantar uma indústria nuclear integrada no Brasil. A *holding* Empresas Nucleares Brasileiras (Nuclebrás) nascera em 1974, prevendo a instalação de oito usinas nucleares em Angra dos Reis (RJ) – cada uma com 1.300 MW de potência – até 1990. Em 1975, porém, inúmeras dificuldades comprometeram o cronograma inicial.

Entre 1974 e 1979, o Produto Interno Bruto (PIB) teve um crescimento médio anual de 6,7%, contra uma expectativa de 10%. Os problemas econômicos, que afetaram a balança de pagamentos, levaram o governo, no entanto, a limitar os reajustes tarifários, a partir de 1977, com o objetivo de combater a inflação. Em conseqüência, as empresas do setor – sobretudo as que haviam realizado pesados investimentos em geração e transmissão – ficaram seriamente endividadas, em função de empréstimos externos. O consumo de energia elétrica, no entanto, continuava crescendo – chegou a mais de 10%, entre 1970 e 1980 – e justificando os investimentos em novas obras.

Apesar de tudo, vale registrar que, de 1974 a 1984, o investimento em obras de geração e transmissão elevou a capacidade geradora da Região Sudeste/Centro-Oeste em cerca de 24.000 MW e à implantação de cerca de 10 mil quilômetros de linhas de transmissão, sem contar as linhas que vinham de Itaipu. No Sul, o crescimento do sistema deveu-se à construção de grandes hidrelétricas nos rios Iguaçu e Jacuí, e à ampliação das termelétricas existentes. A partir de 1984, a expansão seria ditada por Itaipu e, mesmo sem contar com a binacional, a região contabilizava 6.489 MW de capacidade instalada, tornando-se menos dependente do envio de energia do Sudeste. Já o sistema da Região Nordeste teve





Usina hidrelétrica Tucuruí em construção. Tucuruí, PA. S.d. Acervo Memória da Eletricidade

seu crescimento - inclusive no tocante às linhas de transmissão - ligado à expansão do parque gerador da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf); enquanto o Norte operava de forma isolada, com pequenos centros de carga. Esta situação só seria modificada em 1981, com a interligação Norte-Nordeste. Em 1984, as duas regiões alcançaram 7.082 MW de potência.

No fim do governo Geisel, em 1979, o país sentia os efeitos de outra crise mundial, provocada pelo segundo choque do petróleo. A nova alta nos preços do produto e a conseqüente elevação das taxas de juros no mercado internacional levariam a inflação a níveis estratosféricos, com reflexos no setor elétrico. O endividamento das concessionárias intensificou-se no governo João Figueiredo (1979-1985), que foi obrigado a adotar medidas drásticas, como o congelamento das importações de petróleo. O GCOI, na época, implementou novas técnicas para a operação interligada e as empresas do Sudeste conseguiram reduzir a geração térmica a menos de 1% da carga própria do sistema, com impacto na redução do consumo de petróleo do país.

Enquanto isso, o processo de transição para a democracia dava passos mais largos, com a Lei de Anistia (1979), o surgimento de novos partidos e as primeiras eleições diretas para governadores (1982). O governo tentava conciliar o crescimento com a contenção da inflação e o controle do desequilíbrio externo. Em 1980, a economia chegou a registrar um crescimento de 9,1%, mas a balança de pagamentos e a inflação comprometeram o cenário brasileiro: as importações cresceram e a dívida externa chegou a US$ 54 bilhões.

O ano de 1981 foi de forte recessão. O PIB caiu para 3,1% negativos e a inflação alcançou 93%. Em fins de 1982, a dívida externa era avaliada em US$ 88 bilhões. A inflação chegara a 100% e o crescimento, a apenas 1% do PIB - uma situação que se agravaria ainda no ano seguinte, apesar da carta de intenções ao Fundo Monetário Internacional (FMI), que previa reduções nos investimentos públicos e encurtava os reajustes salariais, com vistas a reduzir a inflação. No fim de 1983, a inflação se aproximava dos 180% e o PIB, novamente de uma taxa negativa de 3%. Só no setor elétrico, a dívida externa beirava os US$ 15 bilhões, o que atrasou várias obras importantes, como Tucuruí.

A recessão do início da década também agravou os conflitos institucionais entre empresas estaduais e federais, dificultando a coordenação da operação interligada. Algumas decisões do GCOI-Sudeste, por exemplo, foram tomadas à revelia de outras empresas, com base no poder resolutivo atribuído à Eletrobrás.

Na área de operação, a otimização dos sistemas Sul e Sudeste já era da alçada dos GCOIs, criados em 1973, em função das necessidades de expansão do setor elétrico. Ao longo de 12 anos, os GCOIs tornaram mais confiável o suprimento de eletricidade, fazendo o melhor uso possível da exploração dos recursos energéticos: implantaram regras para o controle das cheias nas principais bacias hidrográficas; coordenaram a operação de enchimento do reservatório de Itaipu; participaram das ações de saneamento do reservatório paulista Billings, e ainda garantiram atendimentos de emergência em situações de crise, como a seca de 1976, no Nordeste, e a estiagem de 1978, na Região Sul. Os técnicos do GCOI coordenaram as vazões de rios como o São Francisco e, no caso do Sul do Brasil, promoveram o aumento progressivo da geração térmica a carvão e a transferência de grandes blocos de energia do Sudeste.

Em 1974, um ano após a criação dos GCOIs do Sudeste e do Sul, foi criado o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), unindo a Chesf às nove distribuidoras da região. O novo organismo tinha como objetivo principal promover as condições que favorecessem a otimização operacional do sistema elétrico regional.

Cumpre destacar ainda a importante contribuição dos GCOIs para o desenvolvimento do Projeto do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação (Sinsc). O projeto foi idealizado em 1979 com o objetivo de estender ao curto prazo – da semana ao tempo real – as atividades de coordenação da operação interligada mediante um sistema hierarquizado de supervisão automática, constituído por instalações de empresas participantes do GCOI e da própria Eletrobrás.

Base legal e organização dos GCOIs e do CCON

Os Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOIs) começaram a nascer em maio de 1973, quando o governo federal criou novos parâmetros para a coordenação operacional dos sistemas interligados Sul e Sudeste, ao encaminhar ao Congresso um projeto de lei, sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu Binacional. O projeto deu origem à Lei nº 5.899 – conhecida como Lei de Itaipu –, que foi sancionada em 5 de julho e instituiu oficialmente os GCOIs. Em 7 de novembro, o Decreto nº 73.102, deu plena configuração legal aos GCOI. Inspirado nos grupos coordenadores do Sudeste e do Sul, surgiria, no

ano seguinte, o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), por meio da Portaria nº 1.008, do Ministério das Minas e Energia, de 16 de setembro.

Segundo a *Exposição de Motivos* da nova lei, assinada pelo ministro das Minas e Energia, Antonio Dias Leite, a maioria das inovações propostas pelo Executivo "já se tornava oportuna, independentemente de Itaipu". Segundo ele, a experiência dos CCOIs mostrara "a possibilidade de conciliação entre o interesse de cada uma das empresas e o interesse regional ou nacional, com vistas ao máximo e melhor aproveitamento dos recursos naturais disponíveis".

Dentro desse espírito, a Eletrobrás ficou com a prerrogativa de organizar e dirigir, em cada região, um Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), que contaria com a participação das concessionárias que integravam os CCOIs, além do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), na função de observador. Em caso de divergência com a *holding*, as concessionárias podiam recorrer ao Dnaee, mas sem o direito a suspender os trabalhos. As concessionárias de âmbito estadual, que deveriam receber energia de Itaipu por intermédio de Furnas, ficaram no grupo responsável pela coordenação operacional do sistema interligado Sudeste, que reunia 12 empresas, incluindo a Eletrobrás. O grupo do sistema interligado Sul incluía, além da *holding* federal, a Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) e as três concessionárias estaduais que receberiam a energia de Itaipu destinada à região.

Mas só a Eletrobrás, por intermédio de suas subsidiárias, poderia promover a construção e operação de centrais elétricas de interesse supra-estadual e de sistemas de transmissão em alta e extra-alta tensões. Furnas, Eletrosul, Chesf e Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) foram consideradas subsidiárias regionais da *holding*, com áreas de atuação delimitadas. Vale lembrar que, naquela época, o sistema de transmissão da Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), por exemplo, ultrapassava os limites do estado de São Paulo, suprindo Campo Grande, em Mato Grosso, e parte do Norte do Paraná. No caso da Chesf, levou-se em conta a incorporação do Piauí e do Maranhão à sua área de atuação.

A lei também tornava compulsória a venda da energia de Itaipu às concessionárias, com o fim de garantir mercado para a usina binacional – providência essencial para a viabilidade econômica do projeto. Furnas e Eletrosul foram encarregadas de adquirir os serviços que cabiam ao Brasil e, em 1985, quando a usina entrou em operação comercial, assinaram uma Carta Compromisso e uma Carta Convênio com a binacional. De lá para cá, a compra vem sendo regida por sucessivos aditamentos às cartas daquele ano.

Lei nº 5.899, denominada Lei de Itaipu, em extrato do *Diário Oficial.* Brasília, DF. 5 de julho de 1973 Acervo Memória da Eletricidade



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL

DIÁRIO OFICIAL

SEÇÃO I – PARTE I

DECRETO Nº 48.237 — DE 10 DE JUNHO DE 1960

ATOS DO PODER LEGISLATIVO

As duas empresas também foram incumbidas da construção e operação dos sistemas de transmissão de energia de Itaipu até os pontos de entrega às concessionárias. Furnas atenderia Cesp, Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), Light, Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa), Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), Centrais Elétricas Fluminenses (Celf), Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB), Centrais Elétricas de Goiás (Celg) e Centrais Elétricas Mato-grossenses (Cemat) – ou seja, as demais empresas que integravam o sistema Sudeste. Já a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), a Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc) e a Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel) receberiam a energia transportada pela Eletrosul. Os contratos tinham 20 anos de vigência.

Cabia aos GCOIs fazer o rateio de ônus e vantagens decorrentes das condições hidrológicas e do consumo de combustíveis fósseis entre as concessionárias. Com relação aos últimos, optou-se pela Conta de Consumo de Combustíveis (CCC). Com a promulgação do Decreto nº 73.102 pelo presidente Emílio Garrastazu Médici (1970-1974), os GCOIs ganharam configuração legal e foi criada, oficialmente, a CCC. O decreto, de certa forma, dava novas atribuições aos GCOIs, ao fixar como um de seus objetivos a "economia dos combustíveis utilizados nas centrais termelétricas".

A idéia era reduzir o consumo dos derivados de petróleo (óleo combustível e diesel), em função da crise gerada pelo primeiro choque do produto. Em 1973, durante o conflito no Oriente Médio, os seis principais países produtores do Golfo Pérsico haviam aumentado o preço do óleo cru em 17%. No fim do ano, o petróleo não refinado da região já era quatro vezes mais caro e, aqui, as usinas a óleo combustível representavam mais da metade da

potência térmica das concessionárias. Tirando os autoprodutores, o parque térmico brasileiro totalizava 2.306 MW.

As Contas de Consumo de Combustível – as chamadas CCC-Sudeste e CCC-Sul –, foram reduzidas, ainda em outubro de 1974, a uma única CCC para as duas regiões. Administrada pela Eletrobrás e contando com recursos provenientes da contribuição mensal das empresas participantes dos GCOIs, a conta tinha o objetivo de reembolsá-las, em caso de despesa com a aquisição de carvão e derivados de petróleo para a geração térmica. A CCC era, portanto, uma espécie de compensação ou "seguro" contra a falta de chuvas e a necessidade de geração termelétrica.

A utilização da CCC garantiu o rateio, entre as empresas do sistema interligado, das despesas com o combustível para geração térmica, com base nos compromissos finais de cada concessionária. Desta maneira, a programação térmica passou a atender às necessidades do sistema como um todo e não mais às necessidades das empresas proprietárias das usinas térmicas.

Casa de força
da usina hidrelétrica
Itaipu.
Foz do Iguaçu, PR.
Outubro de 1985
Acervo Itaipu



Estrutura dos órgão coligados da operação

Ainda de acordo com o decreto, cada Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI-Sudeste ou GCOI-Sul – contaria com dois órgãos máximos de direção: o Conselho Deliberativo e o Comitê Executivo. O primeiro era um organismo de cúpula, integrado pelos presidentes das empresas participantes. Já o Comitê Executivo era o comandante da estrutura funcional dos GCOIs.

O Conselho Deliberativo tinha como presidente o próprio titular da Eletrobrás. Suas reuniões podiam ocorrer por convocação do mesmo, por solicitação da maioria de seus membros, ou a pedido do coordenador dos Comitês Executivos. Até o fim dos anos 1980, os Conselhos Deliberativos só se reuniram quatro vezes: em 1974, 1983, 1984 e 1986. Já o Comitê Executivo era integrado pelo diretor de Operação da Eletrobrás – com a função de coordenador – e diretores das empresas pertencentes ao GCOI. Representantes do Dnaee participavam dos dois comitês, na condição de observadores.

A partir daí, os serviços de geração e transmissão de cada empresa deveriam pautar-se por critérios, normas e metodologias aprovados pelos Comitês Executivos. Segundo o decreto de 1973, os princípios operativos a serem estabelecidos pelos Comitês Executivos abrangeriam seis itens fundamentais: a) produção das centrais geradoras; b) capacidade mínima de reserva girante e instalada a ser mantida pelas concessionárias; c) programas de manutenção das instalações geradoras e transmissoras; d) medidas de emergência; e) sistemas de comunicação e proteção necessários à operação dos sistemas interligados, e f) coleta e processamento de dados estatísticos relativos à produção por todas as centrais geradoras dos sistemas interligados.

Quanto ao planejamento da operação, o decreto previu a elaboração de dois estudos: o *Plano de operação* (para cada ano civil subseqüente) e o *Programa de operação* (para cada mês). O primeiro deveria definir os valores contratuais de suprimentos de energia e potência para o ano seguinte, com base no confronto entre recursos de oferta de energia estimados e requisitos previstos de cada empresa. O decreto estabeleceu que eventuais superávits de Furnas e Eletrosul seriam utilizados prioritariamente na cobertura de déficits das empresas do Sudeste e do Sul, respectivamente.

De acordo com o espírito centralizador que norteou a criação dos GCOIs, Furnas e Eletrosul ficaram com um papel-chave: a partir de novembro de 1973, somente os contratos assinados entre uma das duas empresas e as concessionárias do respectivo GCOI seriam aprovados pelo Dnaee. Descartavam-se, desta forma, os acordos entre empresas estaduais.

O primeiro passo para a estruturação dos Comitês Executivos foi dado em novembro de 1973, com a escolha do engenheiro Leo Amaral Penna, diretor de Planejamento e Engenharia da Eletrobrás, para o cargo de coordenador dos dois comitês. Penna exerceu o cargo durante todo o período de transição dos CCOI para os GCOI.

O primeiro organograma do GCOI fundia as antigas secretarias executivas na nova Secretaria de Supervisão e Coordenação (SSC) e ampliava o número de subcomitês. A SSC funcionaria nas dependências da Eletrobrás, sob a chefia de um profissional da *holding,* designado pelo coordenador dos comitês. Sua primeira tarefa foi montar um centro de informações capaz de receber dados diários da operação, fornecidos, obrigatoriamente, pelas empresas do Sudeste e do Sul. Mais adiante, cada GCOI teria seus subcomitês de Operação, Estudos Elétricos, Estudos Energéticos, Manutenção e Comunicações.

A primeira reunião do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste foi realizada em 27 de março de 1974, no Rio de Janeiro, sob o patrocínio da Eletrobrás. Já o Comitê Executivo do GCOI-Sul só se reuniu em 24 de abril, também no Rio, em função de problemas provocados pelas chuvas de março, que assolaram Santa Catarina.

Ainda em abril de 1974, ocorreu a mudança mais importante no quadro dirigente do GCOI: o engenheiro José Marcondes Brito de Carvalho foi alçado para o cargo de coordenador dos Comitês Executivos, no qual ficaria pelos próximos 16 anos. Transferindo-se da Cesp para a Eletrobrás, Brito de Carvalho, ex-presidente do CCOI do Sudeste, substituiu Léo Penna, tornando-se simultaneamente Diretor de Operação da *holding*.

Os cinco subcomitês do GCOI foram divididos em grupos de trabalho de caráter permanente, com representantes de todas as empresas do grupo coordenador, além de comissões provisórias, para dar conta de tarefas específicas.

No Nordeste, o CCON teve sua missão e estrutura definidas em novembro de 1974, com a assinatura do *Acordo de Coordenação Operacional*, firmado em sua primeira reunião ordinária, realizada em Fortaleza. O acordo foi firmado entre a Chesf e as nove empresas estaduais da Região Nordeste, com a interveniência do Dnaee e da Eletrobrás.



Almoço comemorativo, na 10ª reunião do GCOI. Da esquerda para a direita, José Marcondes Brito de Carvalho, Luiz Cláudio Magalhães, Leo Amaral Penna, Luiz Carlos Barreto de Carvalho e Mauro Moreira. Rio de Janeiro, RJ. 1º de outubro de 1975 Acervo Memória da Eletricidade

O CCON teve a peculiaridade de unir uma única empresa supridora de grande porte – a Chesf – às distribuidoras locais dos estados do Nordeste. A Secretaria Executiva do CCON foi sediada em Recife e passou a funcionar com o apoio administrativo da Companhia de Eletricidade de Pernambuco (Celpe). De início foram montados três subcomitês: de Distribuição, de Estudos Elétricos e de Operação.

O projeto Sinsc e as novas metodologias e critérios de planejamento e programação da operação

A história do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) foi marcada pelo contínuo aprimoramento das atividades de planejamento, programação e supervisão da operação energética e elétrica dos sistemas interligados. A notável expansão e a crescente complexidade destes sistemas, no período de 1974 a 1984, exigiram o desenvolvimento e a implementação de novas metodologias e critérios para otimizar a operação, do ponto de vista técnico e econômico, além de uma coordenação geral em tempo real. Em 1976, a Eletrobrás, junto às principais empresas geradoras do país, iniciou os estudos para a implantação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc), com o objetivo de viabilizar a coordenação da operação de curto e médio prazo dos sistemas interligados, por meio de um sistema hierarquizado de supervisão automática, constituído por centros de operação da própria *holding* e das empresas participantes do GCOI.

O advento de um organismo colegiado com as características do GCOI contribuiu em ampla medida para a busca de novas soluções técnicas, que ensejassem a utilização mais racional dos recursos hidráulicos e térmicos dos sistemas interligados. Parte integrante do sistema elétrico-energético brasileiro, o Sinsc encaixou-se com perfeição na concepção de conservação de energia, fixada pelo Ministério das Minas e Energia, na exposição de motivos da Lei nº 5.898, que criou o próprio GCOI. O atuação do novo organismo, afinal, refletia-se na redução dos investimentos em geração e transmissão, graças à melhor utilização do parque instalado; baixava o custo operacional das empresas e melhorava a qualidade do suprimento, diminuindo, inclusive, as interrupções no fornecimento.

Instituído oficialmente em 1979, o Sinsc incluía o Centro Nacional de Supervisão e Coordenação da Eletrobrás (CSC), com sede em Brasília, e um Centro de Operação do Sistema (COS), instalado em cada uma das empresas integrantes do GCOI – isto é, a CEEE, do Rio Grande do Sul, a Copel, a Cesp, a Cemig, a Eletropaulo, a Light, Furnas, a Eletrosul, a Eletronorte e a Chesf –, em convênio com a Eletrobrás.

Para sair do papel, entretanto, o projeto do Sinsc enfrentou dificuldades institucionais, gerenciais e tecnológicas, em função de seu alto custo, da complexidade de implantação e da dificuldade de agrupar 11 empresas com interesses comuns, mas prioridades bem diferentes. As companhias enfrentaram grandes obstáculos para obter recursos financeiros, so-



Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS. Brasília , DF. S.d. Acervo ONS

bretudo em razão da crise dos anos 1980, que restringiu os créditos externos. Cada empresa tratou de conduzir tarefas simultâneas, como o desenvolvimento de *software*; a coleta de dados; a elaboração de projetos, aquisição e instalação de estações remotas; e até a construção de uma sede para o centro de controle em tempo real.

No caso da Eletrobrás, além do próprio projeto, foi preciso coordenar as iniciativas das outras empresas, sem ferir a autonomia de cada uma. Além disso, coube à *holding* a coleta final de todos os dados, sua conferência e atualização, além da realização de concorrência internacional para o desenvolvimento de um sistema sob medida para o Brasil. Era preciso levar em conta a rápida evolução da informática, para evitar o despreparo diante de mudanças que certamente viriam, em meio à implantação do Sinsc.

Novas metodologias de despacho hidrotérmico tornaram a operação mais econômica

O encarecimento dos preços internacionais do petróleo e a crescente complexidade do parque gerador brasileiro haviam apontado para a necessidade de um modelo alternativo para a determinação da complementação térmica, que permitisse planejar a operação levando em conta, de forma preponderante, os custos operativos das usinas termelétricas.

O modelo de Programação Dinâmica Estocástica - PDE foi desenvolvido entre 1976 e 1977 por pesquisadores do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e técnicos da Eletrobrás, com a finalidade de definir, a cada mês, a proporção ótima de utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação dos sistemas, a partir da minimização dos custos de operação no horizonte do planejamento da operação e de uma análise probabilística do comportamento das afluências. Em 1985, esse trabalho seria premiado com o *Franz Edelman Award*, conferido em conjunto pelo Institute of Management Science e pela Operations Research Society of America Achievement.

A transferência do modelo de otimização para as empresas concessionárias começou em maio de 1977, por meio da própria estrutura do GCOI. Na época, um organismo foi criado com a finalidade específica de analisar o novo modelo e definir critérios para sua utilização, nos estudos de planejamento da operação. Com representantes das principais empresas do Sudeste e do Sul, o Subgrupo de Estudos de Modelo de Otimização da Geração Térmica

(SGEMOT) comprovou a superioridade da nova técnica, que tornou mais flexível o planejamento da operação energética, propiciando considerável redução da parcela de geração termelétrica nos sistemas interligados e a conseqüente diminuição dos custos de operação. Estima-se que sua utilização tenha proporcionado uma redução de 28% no custo da operação dos sistemas interligados entre 1979 e 1984 - isto é, uma economia total de US$ 260 milhões.

O ano de 1979 também marcou a implantação de uma metodologia para a programação e a contabilidade de intercâmbios de energia elétrica, baseada nos princípios da operação com controle automático de carga-freqüência (Tie Line Bias Load and Frequency Control). A nova metodologia foi elaborada pela Comissão de Estudos de Critérios para Programação de Intercâmbios e sua Contabilização (Cepic), criada no âmbito do Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN) do GCOI-Sudeste, em dezembro de 1977.

Prevenção das cheias na ordem do dia

O trabalho desenvolvido pelo SCEN também levou em conta o compromisso assumido com a prevenção e o controle de cheias nas principais bacias hidrográficas das regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Em 30 de março de 1977, logo após grandes enchentes dos rios Grande e Paraná, o GCOI-Sudeste criou a Comissão de Estudos para Controle de Cheias e Armazenamento (Cecca), coordenada pela Eletrobrás, com o fim de estudar e propor uma metodologia aplicável à operação de controle de cheias do sistema de reservatórios da bacia do rio Grande. No ano seguinte, a metodologia seria estendida aos rios Paranaíba e Paraná.

Em 1979, o GCOI decidiu dissolver a comissão, criando em seu lugar o Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEH), também coordenado pela Eletrobrás, a fim de contar com um suporte técnico mais amplo e de caráter permanente. O GTEH estendeu os estudos de controle de cheias e acompanhamento permanente dos reservatórios aos rios São Francisco, Paraíba do Sul e Iguaçu, dando uma maior abrangência aos estudos das séries hidrológicas.

Ainda no tocante ao planejamento da operação energética, merece destaque a atenção especial conferida aos estudos de mercado, a partir de março de 1977. Nessa

ocasião, foi aprovada a criação de uma comissão mista Sudeste/Sul, para analisar as previsões de carga própria do mercado das empresas concessionárias de energia elétrica. No exercício de suas funções, a comissão deveria levar em conta a metodologia para projeções de mercado, aprovada em julho de 1976, pelo Ministério das Minas e Energia. Peça básica dos estudos operativos e também dos processos de revisão tarifária, essas projeções vinham sendo preparadas pelas empresas segundo critérios diversos, o que criava problemas de análise e compatibilidade para o GCOI, o Dnaee e outras entidades do setor.

A comissão mista Sudeste/Sul funcionou durante um ano sob a coordenação da Eletrobrás, com a participação de Furnas, Cesp, Cemig, Eletrosul e Copel. Em abril de 1978, suas funções foram redefinidas, surgindo então a Comissão Mista para Análise de Mercado (Comam), também coordenada pela *holding* federal e composta pelo Dnaee e todas as empresas do GCOI.

Projeto do Centro de Operação do Sistema, da Cesp.
S.I. S.d.
Acervo Cesp



Operação do sistema interligado Sudeste e a atuação do GCOI

O sistema interligado das regiões Sudeste e Centro-Oeste – ou, simplesmente, sistema interligado Sudeste – cresceu em ritmo acelerado no período de 1974 a 1984, ganhando nova configuração com a entrada em operação de usinas hidrelétricas de médio e grande porte, além de extensas linhas de transmissão em diversos níveis de tensão. Vale destacar o sofisticado sistema misto de transmissão da binacional Itaipu – erguida na fronteira com o Paraguai –, que permitiria, já em 1982, o suprimento de energia para o Sudeste do país, a quase mil quilômetros de distância.

Em janeiro de 1974, o sistema Sudeste possuía cerca de 11.000 MW de potência instalada de energia elétrica, sendo 88% de origem hidráulica. A malha de transmissão em extra-alta tensão era composta basicamente por linhas de 440 kV da Cesp e de 345 kV de Furnas, ligando as usinas dos rios Paraná e Grande aos centros de carga de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte. Em pontos extremos do sistema – como Brasília, Vitória e Campo Grande, no Sul de Mato Grosso –, o suprimento de energia dependia de linhas de transmissão em tensões menos elevadas. Todo o Norte do território mato-grossense, incluindo a capital, Cuiabá, permanecia isolado.

O parque gerador compreendia 40 usinas com capacidade acima de 10 MW. As dez maiores concentravam cerca de dois terços da potência nominal do sistema. Liderando o primeiro grupo, Jupiá (Engenheiro Souza Dias), situada no rio Paraná, nos municípios de Castilho (SP) e Três Lagoas (MS); Furnas, no rio Grande, em Alpinópolis e São João Batista do Glória (MG); e Estreito (Luís Carlos Barreto de Carvalho), também no rio Grande, nas cidades de Pedregulho (SP) e Sacramento (MG), eram as únicas com potência superior a 1.000 MW. A relação das 10 maiores usinas incluía mais cinco hidrelétricas – Henry Borden (Cubatão), no município paulista de Cubatão; Ilha Solteira, em Pereira Barreto (SP) e Selvíria (MS); Mascarenhas de Moraes (Peixoto), em Ibiraci (MG); Jaguara, em Sacramento (MG) e Rifaina (SP); e Xavantes, em Ribeirão Claro (PR) e Xavantes (SP) – e as termelétricas Santa Cruz, no subúrbio carioca de mesmo nome, e Piratininga, em Santo Amaro, na capital paulista. Havia mais 13 usinas, todas hidrelétricas, com capacidade superior a 100 MW.

A rede de transmissão em extra-alta tensão compreendia cerca de 3.600 quilômetros de linhas em 345 kV, construídas em sua quase totalidade por Furnas, e 2.400 quilômetros de linhas em 440 kV, implantadas pela Cesp. As linhas de 230 kV e algumas

de 138 kV, de várias empresas, compunham o restante da rede de transmissão do sistema interligado.

O sistema Furnas abrangia sete unidades da federação. Sua rede de 345 kV, responsável pela interligação entre as usinas do rio Grande e os principais centros de carga da Região Sudeste, contava com 20 linhas de transmissão, somando 3.250 quilômetros, e seis subestações abaixadoras: Guarulhos, Campinas e Mogi das Cruzes (SP), Poços de Caldas (MG), Adrianópolis (RJ) e Jacarepaguá (GB).

Furnas operava cinco linhas em 230 kV, do sistema de suprimento ao Sul de Goiás e ao Distrito Federal. A empresa estava empenhada em levar até Brasília o seu sistema de 345 kV, partindo das usinas do rio Grande e englobando a de Itumbiara, a ser construída no rio Paranaíba, em Arapuã (MG) e Itumbiara (GO). Na época, a capital federal já contava com um suprimento mais confiável de energia elétrica, graças à ligação em 345 kV entre Porto Colômbia, situada em Miguelópolis (SP) e Planura (MG), e a subestação Itumbiara.

As linhas de 138 kV de Furnas atendiam principalmente áreas da Light, da CBEE e da Celf no antigo Estado do Rio, além da Escelsa, no Espírito Santo. Já estavam em andamento as obras que levariam o sistema de 345 kV até Vitória, a partir da subestação Adrianópolis, beneficiando também o Norte fluminense.



Usina hidrelétrica Estreito, quando de sua inauguração. Pedregulho, SP/ Sacramento, MG. 9 de julho de 1970
Acervo Furnas



Usina hidrelétrica Itumbiara. Arapuá, MG/ Itumbiara, GO. S.d. Acervo Furnas

A Cesp operava o único sistema em 440 kV do país, planejado para escoar a energia das usinas do rio Paraná até a capital paulista. No começo de 1974, a ligação Jupiá-Bauru-Cabreúva, conhecida como Linhão 1, representava a principal via de suprimento à cidade de São Paulo. A empresa também contava com uma rede de 230 kV associada às usinas da bacia do Paranapanema, interligada aos sistemas da Copel, no Norte do Paraná, e da Light, na região metropolitana de São Paulo. O sistema Cesp dispunha ainda de numerosas linhas de 138 kV, como a que transmitia a energia de Jupiá à Cemat, para abastecer o Sul de Mato Grosso.

A Cemig participava do sistema de transmissão em extra-alta tensão do Sudeste, operando algumas linhas de 345 kV, associadas ao complexo gerador da bacia do rio Grande e à usina de Três Marias (Bernardo Mascarenhas), no rio São Francisco, em São Gonçalo do Abaeté (MG).

Os sistemas Cemig e Furnas estavam interligados em vários pontos, como a subestação Pimenta, perto do reservatório de Furnas, e a subestação Barreiro, em Belo Horizonte. Ligada ao sistema de 345 kV da empresa federal, Barreiro desempenhava importante papel no suprimento da capital mineira, ao lado das subestações Taquaril e Neves. A alimentação das cargas industriais da região siderúrgica polarizada por Ipatinga era realizada por linhas em 230 kV. Entre as linhas de 138 kV da empresa, algumas integravam a malha principal do

sistema interligado, com destaque para a que ligava as usinas de Jaguara e Furnas, e aquelas associadas a Itutinga e Camargos, ambas no rio Grande, município mineiro de Itutinga.

O acentuado esforço de investimento em obras de geração e transmissão, realizado principalmente por Furnas, Cesp e Cemig, assegurou a notável expansão do sistema interligado Sudeste. A capacidade geradora da região chegou perto de 24.000 MW em dezembro de 1984, com um crescimento médio correspondente à entrada em operação de uma usina do porte de Furnas por ano.

Furnas logo dobrou sua capacidade de geração, atingindo 7.800 MW. Após a instalação das máquinas de Porto Colômbia e Furnas, a empresa federal inaugurou Marimbondo, sua terceira obra de grande porte no rio Grande, nos municípios de Icém (SP) e Fronteira (MG), em 1975. A usina atingiu sua capacidade final (1.440 MW) em 1977. Em 1980, Furnas inaugurou a hidrelétrica Itumbiara, que chegou, no ano seguinte, à capacidade final de 2.280 MW, tornando-se a maior da empresa. Vale registrar o início da operação em caráter experimental da usina nuclear Angra 1, em Angra dos Reis (RJ), em 1982. Seu funcionamento foi marcado por problemas técnicos e restrições de segurança, que só seriam superados no fim da década.



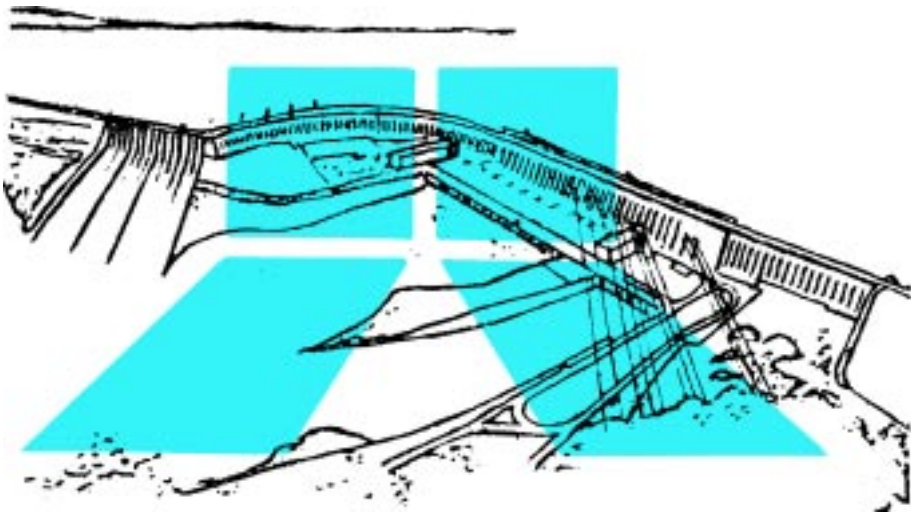
Usina termonuclear Angra 1em construção. Angra dos Reis, RJ. 19 de abril de 1974 Acervo Furnas

A Cesp tornou-se a maior empresa geradora do Sudeste, instalando cerca de 5.000 MW, que elevaram a potência nominal de seu sistema para 8.600 MW. Em grande parte, o aumento da capacidade da empresa paulista deveu-se à motorização de Ilha Solteira. Em 1978, cinco anos depois que a primeira de suas 20 máquinas foi acionada, a usina atingiu a capacidade final de 3.440 MW. Com Jupiá, concluída em 1974, Ilha Solteira formou um dos maiores complexos hidrelétricos do mundo em potência instalada.

Além das duas grandes usinas do Paraná, a Cesp construiu, em São Paulo, seis hidrelétricas de porte diferenciado. Entre 1975 e 1978, foram inauguradas as usinas Promissão (Mário Lopes Leão, com 264 MW), na cidade de Promissão, e Ibitinga (131 MW), em Ibitinga/Iacanga, ambas no rio Tietê; Jaguari (27 MW), no rio de mesmo nome, em Jacareí/São José dos Campos; Paraibuna (86 MW), no rio de mesmo nome, em Paraibuna; e Capivara (Escola de Engenharia Alexandre Mackenzie, com 640 MW), no rio Paranapanema, nas cidades de Taciba (SP) e Porecatu (PR). O ano de 1979 marcou a entrada em operação de Água Vermelha (Sen. José Ermírio de Moares), único aproveitamento da Cesp no rio Grande, em Indiaporã (SP) e Iturama (MG), 80 quilômetros a montante da confluência com o rio Paranaíba. Finalizada no ano seguinte, Água Vermelha (1.396 MW) tornou-se a terceira maior usina do sistema da empresa. Em 1982, a Cesp acionou mais uma no Tietê, ao ligar o primeiro grupo gerador de Nova Avanhandava, em Buritama e Coroados (SP). A hidrelétrica atingiria sua capacidade final (302 MW) três anos mais tarde.

Usina hidrelétrica São Simão.
Santa Vitória, MG/São Simão, GO.
15 de março de 1978
Acervo Cemig





Desenho utilizado no carimbo da Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos (EBCT), comemorativo à abertura do vertedouro da usina hidrelétrica Itaipu.
S.l.
31 de março de 1983
Acervo Memória da Eletricidade

A Cemig também se expandiu de forma notável, superando os 4.500 MW de potência. A empresa mineira construiu duas grandes usinas no rio Paranaíba: São Simão, situada em Santa Vitória (MG) e São Simão (GO); e Emborcação (Teodomiro Sampaio), em Cascalho Rico (MG) e Catalão (GO). São Simão começou a operar em 1978, completando no ano seguinte a capacidade prevista na primeira etapa do projeto (1.700 MW). Emborcação (1.192 MW) foi inaugurada em 1982 e concluída no ano seguinte. A Cemig ainda construiu mais duas usinas: Volta Grande (380 MW), no rio Grande, nas cidades de Conceição das Alagoas (MG), Miguelópolis e Guaíra (SP), que ficou pronta em 1975; e a termelétrica Igarapé (125 MW), no município de mesmo nome, perto de Belo Horizonte, inaugurada em 1979.

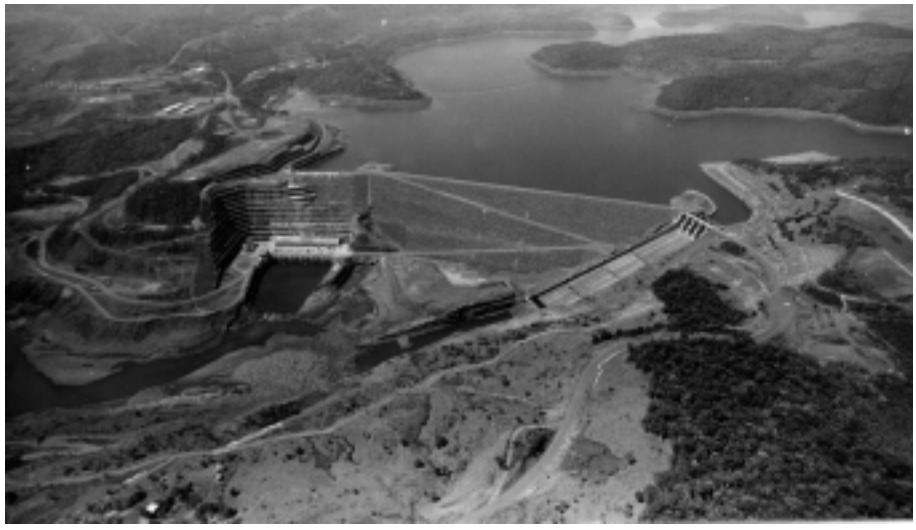
Os novos reservatórios de Cesp, Furnas e Cemig elevaram substancialmente a capacidade de armazenamento de energia do sistema interligado Sudeste. Os mais importantes foram os de Ilha Solteira, Emborcação e Itumbiara – com volume útil superior a 12 bilhões m^3 de água –, também merecendo destaque os de Capivara, São Simão, Água Vermelha e Marimbondo, com volume útil em torno de 5 bilhões m^3 de água.

A construção de Itumbiara regularizou a vazão do rio Paranaíba, viabilizando a ampliação da hidrelétrica Cachoeira Dourada, na cidade mineira de mesmo nome e pertencente à Celg. A usina recebeu mais três unidades entre 1975 e 1977, praticamente duplicando sua potência instalada (440 MW). A capacidade das demais empresas do sistema interligado ficou praticamente inalterada.

O Sudeste ganha com transmissão de Itaipu

O início da década seguinte seria crítico, em termos de recursos, o que provocou o atraso de várias obras de geração. Em outubro de 1984, no entanto, o Sudeste ganhou novo alento, ao receber a energia gerada pela binacional Itaipu, erguida na fronteira de Foz do Iguaçu (PR) com Ciudad del Este (Paraguai) e ainda com duas máquinas de 50 Hz, que operavam em caráter experimental. No dia 8 daquele mês, a usina – que em 1991 já teria 18 unidades geradoras, num total de 12.600 MW – foi interligada ao sistema brasileiro, com a energização da linha Foz do Iguaçu-São Roque (Ibiúna), de 792 quilômetros. Era a primeira linha bipolar do tronco de transmissão em corrente contínua, construída e operada por Furnas.

A empresa vencera o grande desafio em 1982, ao energizar a primeira linha de 750 kV do país. A operação experimental da ligação Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto, em setembro, teve pleno êxito. Seus 580 quilômetros integram o tronco de corrente alternada do sistema Itaipu e asseguram o escoamento de energia das usinas de Foz do Areia (Gove. Bento Munhoz da Rocha Neto), no rio Iguaçu, em Pinhão e Bitura (PR), e Salto Santiago, situada em Laranjeiras do Sul e Chopinzinho (PR). O sistema de 750 kV entrou em operação comercial em outubro, contribuindo decisivamente para a integração das regiões Sul e Sudeste. (Veja quadro na página 120).



Usina hidrelétrica Foz do Areia . Pinhão/ Bitura, PR. Junho de 1979 Acervo Eletrobrás

Mas Itaipu – considerada o maior empreendimento do gênero no mundo – não foi a única a exigir a ampliação do sistema interligado brasileiro no período 1974-1984. A construção de usinas nas regiões Sudeste e Centro-Oeste foi acompanhada, de maneira geral, pelo notável desenvolvimento da rede de transmissão. A extensão das linhas em tensão igual ou superior a 138 kV foi mais do que duplicada, atingindo 52 mil quilômetros. Desse total, cerca de 17 mil quilômetros compunham a rede de transmissão em extra-alta tensão que se tornou mais complexa com a expansão das linhas de 345 e 440 kV, em superposição com os esquemas de transmissão em 500 kV. Além disso, uma forte interligação com a Região Sul foi estabelecida, ainda em 1982, com a energização de um trecho do primeiro circuito de 750 kV do tronco de transmissão em corrente alternada, associado à Itaipu.

Cerca de 4 mil quilômetros de linhas em 500 kV foram implantados por Furnas e Cemig, interligando os grandes aproveitamentos do rio Paranaíba, como São Simão, Itumbiara e Emborcação, bem como a usina Marimbondo, no rio Grande, às áreas Rio de Janeiro, Belo Horizonte e Campinas. As primeiras linhas e subestações de 500 kV da empresa federal foram construídas para o escoamento da energia de Marimbondo. Entraram em operação em 1976, caracterizando a formação do segundo eixo de transmissão no Sudeste e incorporando importantes tecnologias para a construção e a futura operação do sistema de 750 kV de Itaipu.

De imediato, o sistema de 500 kV da empresa federal interligou Marimbondo com as subestações Araraquara (SP), Poços de Caldas (MG), Campinas (SP), Cachoeira Paulista (SP) e Adrianópolis (RJ). Em 1977, a ligação de Adrianópolis com a subestação de Grajaú (RJ), provisoriamente construída e operada pela Light, reforçou a alimentação em extra-alta tensão do centro do Rio de Janeiro, melhorando a subtransmissão em 138 kV.

A Cemig inaugurou seu sistema em 500 kV em 1978, colocando em operação as linhas São Simão-Jaguara e São Simão-Água Vermelha – que, desde então, funcionam como importante elo de ligação da empresa com a Cesp. Vale ressaltar que as novas linhas da empresa mineira integravam o plano básico de transmissão para a operação integrada das usinas São Simão, Água Vermelha, Itumbiara e Marimbondo, delineada no *Acordo do Paranaíba*, celebrado em 1973 por Furnas, Cemig e Cesp, com a interveniência da Eletrobrás. O acordo previa a construção de sete linhas de 500 kV para o escoamento da produção de São Simão e Itumbiara, e a instalação de dois autotransformadores em Araraquara e Água Vermelha, visando integrar as quatro usinas com os sistemas de transmissão da Cesp em 440 kV, e de Furnas e Cemig, em 500 kV.

Sistema misto de transmissão conduz energia até o Sudeste

A transmissão de grandes quantidades de energia a uma distância de quase mil quilômetros – da usina de Itaipu, na fronteira com o Paraguai, ao Sudeste do Brasil – exigiu a construção de um sofisticado sistema misto. A questão começara a ser discutida em 1977, quando foi decidido que a usina binacional contaria com nove geradores de 60 Hz para o sistema brasileiro, e outros nove de 50 Hz para o sistema paraguaio, em função da diversidade de freqüência entre os dois países.

No sistema misto de transmissão, que foi implantado por Furnas, parte da energia – aquela produzida pelas máquinas de 60 Hz – é transportada em corrente alternada na tensão de 750 kV, por 891 quilômetros; enquanto outra parte – gerada pelas máquinas de 50 Hz – segue em corrente contínua, na tensão de 600 kV, por 792 quilômetros. Ambos os sistemas partem da subestação de Foz do Iguaçu (PR), perto da usina, e conduzem a energia elétrica às subestações de São Paulo.

O sistema compreendia duas subestações de grande porte, Ivaiporã e Tijuco Preto, e a subestação seccionadora de Itaberá. A primeira, no Paraná, permitiu a ligação com as duas linhas de 500 kV da Eletrosul, procedentes das usinas Foz do Areia e Salto Santiago. Seu principal equipamento era um transformador de 750/500 kV com 1.650 MVA. A subestação Itaberá foi construída no Sudeste paulista, dispondo inicialmente de dois reatores de 330 MVA. Tijuco Preto, nas proximidades da capital, começou a operar com 3.150 MVA, tornando-se a maior subestação de Furnas. Dispunha de dois transformadores de grande porte: um de 1.650 MVA no setor de 500 kV, e outro de 1.500 MVA no setor de 345 kV, destinados a injetar potência nos sistemas Cesp e Eletropaulo, respectivamente.

A hidrelétrica de Itaipu operou inicialmente com unidades geradoras de 50 Hz. Na subestação conversora de Foz do Iguaçu, a energia gerada nesta freqüência em corrente alternada era transformada em corrente contínua. Na subestação de Ibiúna (antes São Roque), que funcionava como terminal receptor do sistema de corrente contínua, a energia recebida era invertida para corrente alternada de 345 kV, na freqüência de 60 Hz.



Subestação Foz do Iguaçu.
Foz do Iguaçu, PR.
S.d.
Acervo Memória da Eletricidade

A subestação de Foz do Iguaçu – cuja potência final chegaria a 7.536 MVA – foi projetada para converter a corrente alternada trifásica em corrente contínua. A de Ibiúna – que alcançaria a potência final de 9.650 MVA – teria equipamentos similares para a inversão da corrente contínua em corrente alternada. Vale destacar a alta tecnologia de construção das duas subestações.

A energia de Itaipu logo se tornou decisiva para o abastecimento das regiões Sul e Sudeste, até porque grande parte da quota de energia paraguaia foi colocada à disposição do Brasil, conforme o previsto no tratado assinado pelos dois países. As unidades geradoras de 60 Hz começaram a operar em 1987, em conexão com a primeira linha do tronco de transmissão em corrente alternada de 750 kV. Àquela altura, a entrada em operação antecipada de um longo trecho do primeiro circuito de 750 kV assegurava, desde 1982, a forte interligação elétrica das duas regiões. O tronco de transmissão em corrente alternada foi planejado para receber três circuitos entre as subestação de Foz do Iguaçu e Tijuco Preto (SP). A transmissão pelo segundo circuito foi iniciada em 1989.

Uma das principais responsáveis pelo aumento da potência instalada no período, a hidrelétrica de Itaipu revolucionou a programação de geração e transmissão do país. Seu sistema misto de transmissão, pioneiro no hemisfério, tornou possível a união elétrica de duas importantes regiões do Brasil, numa operação coordenada que aproveita a diversidade de regimes hidrológicos, permitindo um ganho de energia firme equivalente ao de uma usina de grande porte, isto é, de cerca de 1.500 MW médios.

O GCOI desempenhou um importante papel na integração das linhas e subestações responsáveis pelo escoamento da energia de Itaipu. A operação foi estudada e prevista nos planos de operação elétrica e seu funcionamento contou com um acompanhamento constante.

Em função do acordo, a Cemig acionou, em 1979, a linha Itumbiara-Jaguara, além de converter para 500 kV a linha entre Jaguara e a subestação Neves, situada em Ribeirão das Neves, perto da capital mineira. A conversão desta linha assegurou a ligação de São Simão, maior usina da estatal, com a região metropolitana de Belo Horizonte. No mesmo ano, Furnas inaugurou as linhas Itumbiara-São Simão e Marimbondo-Água Vermelha, também previstas no *Acordo do Paranaíba*, mas adiou a construção da linha Marimbondo-São Simão - o que traria dificuldades à operação das usinas do Paranaíba.

Enquanto eram instalados os sistemas de 500 kV de Furnas e Cemig, deu-se a notável expansão do sistema de 440 kV da Cesp. A extensão das linhas de 440 kV no Estado de São Paulo foi mais do que duplicada, superando 5.800 quilômetros. Em 1974, a empresa ligou Ilha Solteira à região metropolitana de São Paulo, acionando a linha entre Araraquara e a subestação Santo Ângelo, em Mogi das Cruzes. Além disso, uniu Santo Ângelo, em 440 kV, à subestação Cabreúva, considerada o coração de seu sistema elétrico.

A Cesp passou a dispor de dois eixos interligados de transmissão em extra-alta tensão: o Linhão 1 (Jupiá-Bauru-Cabreúva) e o Linhão 2 (Ilha Solteira-Araraquara-Santo Ângelo). Integrante do anel elétrico em torno da Grande São Paulo, a subestação Santo Ângelo propiciou ainda a interligação do sistema Cesp em 440 kV com o da Light em 345 kV, e com o sistema da estatal paulista em 138 kV.

A expansão da rede de 440 kV prosseguiu em 1976. A entrada em operação do chamado Linhão 3 no longo percurso entre Ilha Solteira, Bauru e a subestação Embu-Guaçu, perto da capital paulista, assegurou uma nova via de escoamento para a energia do complexo de Urubupungá ou Eng. Souza Lins (Jupiá e Ilha Solteira), no rio Paraná. Além disso, a Cesp inaugurou as primeiras instalações do sistema de 440 kV associado às usinas do Paranapanema, ligando a hidrelétrica Capivara às subestações de Assis e Bauru. Vale destacar a importância estratégica de Bauru, essencial para a integração das linhas de extra-alta tensão procedentes de Jupiá (Linhão 1), Ilha Solteira (Linhão 3) e Capivara.

A implantação do esquema básico de transmissão de Água Vermelha foi levada a cabo entre 1978 e 1980. Além da conexão com Ilha Solteira, mais de mil quilômetros de linhas em 440 kV foram construídas para o escoamento da energia da usina do rio Grande em direção à cidade de São Paulo e ao Vale do Paraíba, compondo dois novos eixos em extra-alta tensão no território paulista. O primeiro ligou Água Vermelha às subestações Araraquara, Santa Bárbara d'Oeste, Taubaté e Santo Ângelo. O segundo uniu Água Vermelha e Ribeirão Preto, prolongando-se até a subestação Santa Bárbara d'Oeste.



Usina hidrelétrica Capivara.
Taciba, SP/Porecatu, PR.
S.d.
Acervo Cesp

Furnas e Cemig praticamente concluíram a implantação de seus sistemas em 345 kV. Conforme decreto federal de 1973, que padronizou as tensões em todo o país, estabelecendo em 500 kV o nível de tensão seguinte ao de 230 kV, a construção de novas linhas de 345 kV das duas empresas visou basicamente a complementação das redes preexistentes, quando técnica e economicamente justificadas. Com base nessas diretrizes, Furnas acionou novas linhas e subestações de 345 kV, para suprir as áreas Rio/Espírito Santo e Goiás/Brasília – um sistema que seria expandido no fim da década de 1970.

A projeção de um aumento de carga em Vitória levou a empresa a energizar, em outubro de 1977, o primeiro circuito da linha Adrianópolis-Campos, com 269 quilômetros. Em novembro do ano seguinte, Furnas reforçou o sistema de suprimento ao Espírito Santo, energizando o primeiro circuito de 345 kV da linha Campos-Vitória, com 225 quilômetros. A subestação Vitória passou a alimentar o sistema Escelsa com um novo transformador de

225 MVA de potência, operando na relação 345-138 kV. Equipamento similar foi transferido da subestação Jacarepaguá para a subestação Campos, em função da entrada em operação do segundo circuito da ligação Adrianópolis-Campos-Vitória em 345 kV.

Em 1979, Furnas acrescentou mais 493 quilômetros a seu sistema de transmissão em 345 kV, acionando o segundo circuito da linha Adrianópolis-Campos e também o segundo da linha Campos-Vitória. No Centro-Oeste, a empresa reforçou o sistema de 345 kV, implantando o segundo circuito da ligação Itumbiara-Bandeirantes-Brasília Sul, provisoriamente energizado em 230 kV. Além disso, converteu o tronco Itumbiara-Bandeirantes-Brasília Sul para 345 kV, tornando mais confiável o envio de energia ao Distrito Federal e a Goiás. Com a conversão do sistema-tronco de suprimento a Goiás e Brasília para 345 kV, o Comitê Executivo do GCOI-Sudeste extinguiu, em abril, a Comissão de Abastecimento a Brasília (CAB).

Despontando como importante centro de carga industrial, a cidade de Barbacena foi ligada em 1977, pela Cemig, a uma nova linha de 345 kV, procedente da subestação Taquaril, em Nova Lima, perto da capital mineira. Em 1979, o sistema de 345 kV associado às usinas do rio Grande passou a operar em paralelo com o novo sistema de 500 kV da Cemig, com destaque para a subestação Jaguara, ponto estratégico de interligação dos dois sistemas de extra-alta tensão da empresa. O primeiro passo para a expansão do sistema de 345 kV em direção ao Norte de Minas foi dado em 1982, com a linha Três Marias-Várzea de Palma, mais tarde prolongada até Montes Claros.

Usina hidrelétrica Cachoeira Dourada.
Cachoeira Dourada, GO
S.d.
Acervo Celg



Na tensão de 138 kV, ainda em 1975, foram interligados os sistemas da Celg e da Centrais Elétricas Mato-grossenses (Cemat), permitindo a alimentação da capital de Mato Grosso por meio da linha Cachoeira Dourada-Cuiabá, construída por Furnas. Já a interligação Cemat-Celg exigiu uma série de adaptações na linha Cachoeira Dourada-Quirinópolis-Rio Verde, da Celg, e na subestação de Cuiabá, da Cemat. Coube a Furnas, porém, a execução da obra de maior vulto: a construção da linha Rio Verde-Rondonópolis-Cuiabá em 138 kV, com mais de 600 quilômetros.

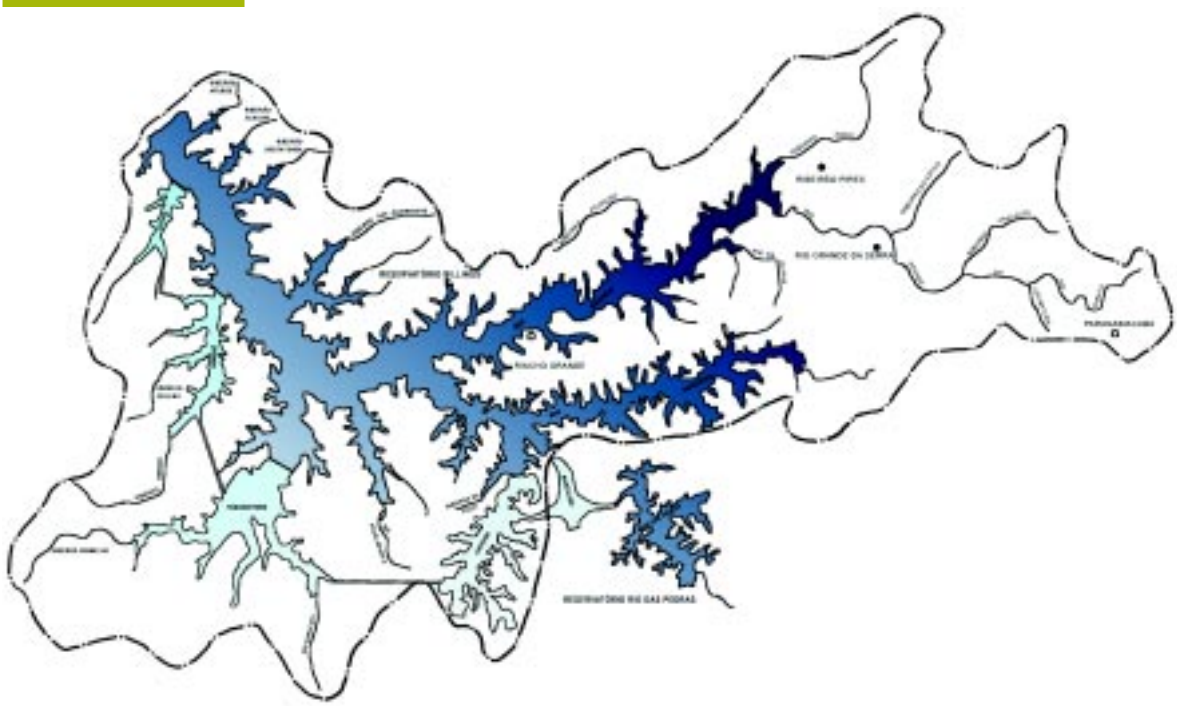
Em 1983, Furnas reforçou o sistema de suprimento a Mato Grosso, colocando em operação a linha Rio Verde-Couto Magalhães, energizada em novembro, na tensão provisória de 138 kV, ao mesmo tempo em que era acionada a subestação Couto Magalhães, construída pela Eletronorte, num ponto intermediário da linha Rio Verde-Rondonópolis. Em julho, Mato Grosso foi beneficiado pela conversão da linha Rio Verde-Couto Magalhães para 230 kV, após a instalação, na subestação Rio Verde (GO), de um banco transformador (230/138 kV) com 100 MVA.

GCOI foi fundamental na otimização dos recursos energéticos

Mas nada disso teria funcionado de forma otimizada sem a contribuição dos GCOIs, que nasceram em 1973, em função das necessidades de expansão do setor elétrico brasileiro. Ao longo de 12 anos de existência, os GCOIs tornaram mais confiável o suprimento de eletricidade, ao fazer o melhor uso possível da exploração dos recursos energéticos – uma questão vital para um sistema em que a hidreletricidade envolvia nada menos que 97% da geração do sistema Sudeste-Sul. Só assim foi possível minimizar a geração térmica a óleo combustível, substituindo-a pela geração hidráulica disponível nas empresas interligadas. A economia era fundamental, em função da crise provocada pelo primeiro choque do petróleo.

Além disso, o GCOI implantou regras para o controle das cheias nas principais bacias hidrográficas; participou das ações de saneamento do reservatório paulista Billings, e garantiu atendimentos de emergência em situações de crise. Foi o caso da seca de 1976, no Nordeste, e da estiagem de 1978, na Região Sul, onde sua eficiência livrou as populações do desconforto do racionamento. Para isso, os técnicos coordenaram as vazões de rios como o São Francisco, utilizaram descargas adicionais e, no caso do Sul do Brasil, promoveram o

Reservatório Billings.
S.I. S.d.
Acervo Eletrobrás



aumento progressivo da geração térmica a carvão e a transferência de grandes blocos de energia do Sudeste. Em 1982, a atuação do GCOI foi fundamental no planejamento criterioso das operações hidráulica, energética e elétrica que uniram as principais empresas do setor no enchimento do reservatório binacional de Itaipu (Veja quadro na página 128).

O GCOI-Sudeste havia assumido suas tarefas em 1974, quando estabeleceu uma reserva de geração única partilhada por todas as empresas participantes, racionalizando a operação do sistema.

Ainda em meados nos anos 1970, foram iniciados os estudos sobre a minimização do despacho de geração térmica a óleo combustível, já que o sistema de transmissão anteriormente planejado para as áreas metropolitanas de São Paulo e Rio levava em conta a plena disponibilidade das termelétricas de Piratininga e Santa Cruz. O GCOI enfrentou sérias dificuldades técnicas para reduzir a geração das duas principais térmicas da região, sem comprometer a confiabilidade do sistema. Mesmo assim, sua atuação otimizou o uso dos recursos hidráulicos do Sudeste, valendo-se, ainda em 1974, das condições hidrológicas favoráveis em quase toda a região.

Vale ressaltar a atenção especial dedicada pelo GCOI ao desempenho do sistema interligado no Rio de Janeiro e no Espírito Santo, para atenuar o quadro de dificuldades vislumbrado a médio prazo.

O Espírito Santo ainda era auto-suficiente em energia elétrica em 1974. As usinas da Escelsa somavam 150 MW de capacidade contra uma demanda máxima de 135 MW, o que permitia a exportação de excedentes para a Cemig, pela interligação Mascarenhas-Governador Valadares. O crescimento da demanda no estado, porém, indicava a necessidade de suprimentos pelas linhas de Furnas. Estas partiam de Adrianópolis, em circuito duplo de 138 kV, e passavam pelas subestações de Rocha Leão e Campos, ligadas ao sistema Celf, até chegar a Cachoeiro do Itapemirim.

Além disso, a implantação e a expansão de grandes plantas industriais no estado por diversas empresas – como a Companhia Vale do Rio Doce e a Aracruz Celulose – e a ampliação do porto de Vitória exigiam uma significativa ampliação do sistema capixaba de abastecimento.

Segundo a Comissão de Abastecimento do Espírito Santo (Caes), se fosse mantida a configuração prevista para 1975, a operação do sistema no ano seguinte seria impraticável no período de carga pesada, em virtude principalmente da sobrecarga no trecho Adrianópolis-Rocha Leão. Para eliminá-la, a comissão recomendava a interligação da usina de Ilha dos Pombos, da Light, com as subestações Palmas e Macabu, da Celf, e a interligação Rio da Cidade-Teresópolis, já existente, mas fora da operação.

A interligação Celf-Light em Rio da Cidade seria restabelecida em julho de 1977, quando a CBEE assumiu quase todos os serviços da área de concessão da Celf. O fechamento da linha e a conseqüente utilização do sistema de transmissão da Light, para o suprimento permanente à CBEE, permitiria a elevação do nível de tensão na área, bem como a distribuição dos fluxos de potência nos sistemas supridores da Escelsa e da CBEE.

O ano de 1975 foi marcado por grandes mudanças de operação nos reservatórios de Billings e Três Marias, pertencentes respectivamente à Light e à Cemig. O primeiro havia sido concebido na década de 1920, em função da produção da usina subterrânea de Cubatão (Henry Borden). Mas o crescimento da população levou à sua crescente utilização para o abastecimento de água das cidades do ABC paulista, além de fins recreativos. Para reduzir os índices de poluição das águas, o Ministério das Minas e Energia promoveu um convênio operativo entre Light, Furnas e Cesp, com a interveniência do Dnaee, da Eletrobrás e da Secretaria dos Serviços de Obras Públicas do Estado de São Paulo.

Enchimento do reservatório de Itaipu: uma epopéia coordenada pelo GCOI

São nada menos de 1.460 km^2, capazes de reter 29 milhões de m^3 de água. Não por acaso, o enchimento do reservatório de Itaipu, em outubro de 1982, foi uma complicada operação hidráulica, que envolveu bacias hidrográficas distintas e protocolos internacionais. O Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) fez um rigoroso planejamento da operação – que contaria com a participação das principais empresas do sistema interligado Sudeste –, baseado num esquema delineado por duas comissões criadas em 1980. A primeira ficou responsável pelos estudos energéticos, enquanto a segunda tratava da parte elétrica.

Além da coordenação nacional dos trabalhos, a Eletrobrás empreendeu, com a Comisión Mixta Argentino-Paraguaya Del Rio Paraná (Comip), estudos hidráulicos e hidrológicos dos trechos internacionais dos rios Iguaçu e Paraná, com o fim de controlar a descarga, em respeito ao acordo de 1979, firmado entre Brasil, Argentina e Paraguai. O governo brasileiro assumira o compromisso de manter a vazão mínima de 5 mil m^3/s na seção do rio Paraná, perto da cidade argentina de Posadas, durante toda a operação de enchimento do reservatório – o que exigiu uma operação atípica dos aproveitamentos da bacia do Iguaçu, uma vez que o Paraná foi literalmente fechado na seção de Itaipu.

O planejamento hidráulico impôs a implantação de uma rede fluviométrica em todo o rio Iguaçu, em seus principais afluentes, na bacia do rio Paraná – entre Jupiá e Guaíra – e no trecho internacional que vai até Posadas, para o controle das vazões durante todo o período da operação de enchimento. Além disso, a tarefa exigiu o desenvolvimento de modelos hidrodinâmicos dos rios Paraná e Iguaçu, e programas computacionais voltados para o otimização da operação. Em março de 1982, foram realizados os testes operativos no rio Iguaçu, que consistiram em estabilizar uma vazão de 4.800 m^3/s em Foz de Iguaçu, suficiente para assegurar a vazão mínima de 5 mil m^3/s em Posadas. A realização desses testes, mediante o uso de descarga dos reservatórios de Foz do Areia e Salto Santiago, foi fundamental para a calibração do modelo hidrodinâmico, bem como para verificar as ações necessárias para evitar danos aos ribeirinhos durante a operação de enchimento.

O planejamento energético incluiu estratégias para garantir o atendimento dos requisitos de carga dos sistemas Sul e Sudeste – antes, durante e após o enchimento do reservatório – e uma série de



Usina hidrelétrica Itaipu. Foz do Iguaçu, PR. 14 de novembro de 1982
Acervo Memória da Eletricidade

regras para programar e contabilizar os intercâmbios energéticos entre empresas controladoras de área, nas três etapas da operação.

O planejamento elétrico incluiu o ajuste da rede de transmissão e os despachos de geração, para atender às restrições hidráulicas e energéticas. A energização, em setembro de 1982, da linha 750 kV entre Ivaiporã e Tijuco Preto, e das linhas de 500 kV entre Ivaiporã e as usinas Foz do Areia e Salto Santiago, ambas no Paraná, garantiu maior segurança ao esquema de enchimento do reservatório.

Antes, porém, a operação dos sistemas Sul e Sudeste foi conduzida com o fim de atingir 95% do armazenamento máximo em Ilha Solteira, e 100% do armazenamento máximo em Foz do Areia, Salto Santiago e Capivara – esta última no rio Paranapanema. Para a etapa do enchimento propriamente dito, foram programados despachos típicos, ao nível horário, para o Sul e o Sudeste isoladamente, que permitiram o fornecimento maciço de energia da primeira para a segunda região, pelas novas linhas de 500 kV da Eletrosul e 750 kV de Furnas.

O enchimento do reservatório começou na manhã de 13 de outubro de 1982, com o fechamento das comportas do vertedouro. O represamento foi concluído 14 dias depois, em 27 de outubro, quando as águas, que subiram 100 metros, chegaram às comportas. Durante a operação, as contribuições dos afluentes do Paraná, entre Jupiá e Itaipu, exigiram a utilização dos volumes de espera de Ilha Solteira e Capivara. Na bacia do Iguaçu, foram utilizados 29,9% do volume útil de Foz do Areia e 26,6% do volume útil de Salto Santiago.

A alteração dos fluxos naturais do Paraná e do Iguaçu não causou danos às populações ribeirinhas, à exceção de alguns prejuízos em Puerto Iguazu, na Argentina. Equipes do setor ambiental da Itaipu Binacional percorreram em barcos e lanchas toda a área que seria alagada, salvando centenas de espécies animais, numa operação que foi batizada de *Mymba Kuera* – isto é, Pega-Bicho, em tupi-guarani.

A operação de sanemento do Billings restringiu o bombeamento nas estações elevatórias de Traição e Pedreira, evitando o lançamento no reservatório das águas poluídas do Alto Tietê, mas também reduziu a geração de Henry Borden, o que seria compensado pela energia turbinável excedente de hidrelétricas da Cesp e de Furnas. Em decorrência do convênio, foi criada a Comissão de Estudos de Regras de Operação do Reservatório Billings (Cerorb), coordenada pela Eletrobrás e com a participação de entidades do estado de São Paulo. A comissão foi encarregada de contabilizar a energia recebida pela Light, em substituição à geração de Henry Borden, bem como de calcular a parcela da mesma que, a cada instante, seria armazenada no Billings.

No primeiro ano de vigência do convênio, a redução da geração de Henry Borden chegou a 400 GWh, compensada com recebimentos da Cesp, sem ônus para a Light. A operação resultava em perda energética para o sistema interligado, uma vez que 1m³/s de água bombeada produzia 4,5 vezes mais energia do que aquela produzida pelas usinas do rio Tietê, a jusante da barragem de Pirapora. Em compensação, com a diminuição do lançamento de poluentes em Billings, observou-se, no fim do ano, uma tendência de retração da mancha anaeróbica.

Em setembro de 1975, em função de um acordo, Cemig e Furnas passaram a dar assistência à Chesf, suplementando as descargas defluentes de Três Marias. As eventuais perdas energéticas da Cemig seriam ressarcidas por intermédio de Furnas, que armazenaria a energia gerada a mais para atender a Chesf. O acordo exigiu a criação da Comissão de Contabilização de Energia do São Francisco (Cocesf), coordenada pela Eletrobrás e integrada por representantes das três empresas envolvidas na operação.

Ainda em 1975, a atuação do GCOI foi fundamental para a concretização da ligação Cachoeira Dourada-Quirinópolis-Rio Verde-Rondonópolis-Cuiabá, realizada por Furnas. A conexão melhorou substancialmente as condições de suprimento à capital mato-grossense, unindo os sistemas Cemat e Celg e incluindo o Norte de Mato Grosso ao sistema interligado.

Além disso, o GCOI continuou acompanhando o atendimento à região de Goiás e Brasília, por intermédio da Comissão de Abastecimento a Brasília (CAB), que desde 1974 desempenhava as funções do extinto Comitê Executivo de Suprimento a Brasília (Cesb). Devido à grande dependência da região ao sistema de transmissão de Furnas, as linhas Brasília Sul-Brasília Norte, de 138 kV, e Porto Colômbia-Itumbiara, de 345 kV, foram dotadas de um dispositivo de religação automático, capaz de evitar, em caso de emergência, cortes de carga de até 100 MW.

Em 1976, a operação do sistema foi beneficiada pela expansão da malha principal de transmissão, que ganhou maior flexibilidade operativa. Vale destacar a implantação do sistema de 500 kV e o aumento do limite de transmissão Cesp-Light, propiciado pela complementação da rede de 440 kV.

O acordo Chesf-Cemig-Furnas, firmado no ano anterior, foi essencial para o atendimento energético da Chesf, em função de condições hidrológicas desfavoráveis na bacia do rio São Francisco. As três empresas concordaram em manter o mais elevado possível o nível de armazenamento do reservatório de Três Marias, a fim de liberar a água necessária a Paulo Afonso durante a estação da seca. A acumulação foi possível com a redução de descarga turbinada em Três Marias e a transferência de sobras hidráulicas da Cesp para a Cemig, pelos sistemas elétricos de Furnas e Light em São Paulo.

Em maio, o reservatório de Três Marias atingiu 82% de seu volume útil. A Cemig tratou então de aumentar a geração da usina, de modo que a vazão defluente do reservatório complementasse as necessidades de Paulo Afonso. A operação durou cinco meses, transferindo um total de cerca de 994 milhões m^3 de água para o conjunto Moxotó-Paulo Afonso, sempre com a supervisão da comissão Cocesf do GCOI, que planejava a operação diária e contabilizava a energia. Dessa forma, eram evitados o vertimento desnecessário no sistema a fio d'água da Chesf e o racionamento de energia na Região Nordeste, além de ter-se minimizado a geração térmica nessa região, com expressiva economia com combustível.

Em 1977, intensas chuvas atingiram a região do rio Pardo, em São Paulo, paralisando as hidrelétricas de Euclides da Cunha, em São José do Rio Pardo, e Limoeiro (Armando de Sales Oliveira), em São José do Rio Pardo/Mococa, em função de rompimentos em suas barragens. Logo em seguida, uma grande enchente no rio Paraná causou inundações e danos a jusante de Jupiá.

Vale mencionar a criação, em março, da Comissão de Estudos para Controle de Cheias e Armazenamento (Cecca) e da Comissão de Estudos e Acompanhamento da Operação dos Reservatórios e Usinas da Bacia do Rio Paraíba (Cearp). Esta última surgiu em conseqüência de uma portaria do Dnaee, promulgada em fevereiro, transferindo ao GCOI-Sudeste a responsabilidade pelo acompanhamento permanente da operação do rio Paraíba. A Cearp era integrada por representantes de Furnas, Cesp, Light e Eletrobrás. Já a Cecca foi composta por representantes da Eletrobrás, Furnas, Cemig, Cesp, Light e Chesf, no momento em que as grandes cheias nos rios Pardo e Paraná haviam tornado evidente a necessidade de elevar o

nível de segurança contra enchentes nas bacias do sistema interligado. O trabalho dessa comissão visava à criação de novas metodologias e critérios para a operação de controle de cheias que deram origem aos volumes de espera e às regras operativas.

Ao longo do ano, foram implantados esquemas de alívio de carga em quatro importantes subestações interligadoras de Furnas – Jacarepaguá, Adrianópolis, Poços de Caldas e Campinas –, para evitar um colapso no suprimento a determinadas áreas, mediante a rejeição de cargas não prioritárias. Esses esquemas, também recomendados pelo GCOI, evitaram, sobretudo no Rio de Janeiro, alguns desligamentos globais.

Em outubro, foi aprovada a uniformização dos critérios para os sistemas Sudeste e Sul, tendo em vista uma reserva de potência integrada para os dois. Foram adotados os critérios em vigor na Região Sudeste desde 1975, cujos procedimentos de cálculo e utilização seriam homologados em abril do ano seguinte e implementados em janeiro de 1979.



Casa de máquinas e extravasores da usina hidrelétrica Sobradinho. Juazeiro/Casa Nova, BA. 1983
Acervo Chesf

Ainda em 1977, a operação coordenada do rio São Francisco contou com a participação mais efetiva do GCOI, em decorrência da admissão da Chesf como membro efetivo do grupo. Com a melhoria das condições hidrológicas do rio, o reservatório de Três Marias atendeu em menor escala às necessidades energéticas da Chesf. Cumpre notar que o enchimento do reservatório de Sobradinho, iniciado naquele ano, reduziria a importância estratégica de Três Marias para a regularização das descargas em Paulo Afonso. O GCOI passou então a coordenar a operação das usinas e reservatórios do São Francisco, com o objetivo de minimizar os vertimentos em Sobradinho.

Sistema Sudeste envia energia ao Sul, ameaçado por grande seca

Em 1978, a operação do sistema interligado Sudeste foi marcada por condições hidrológicas desfavoráveis – exceto em janeiro, junho e julho – e pela necessidade de transferência de grande blocos de energia para o Sul, atingido pela maior seca de sua história. As vazões naturais afluentes dos principais aproveitamentos hidrelétricos ficaram, em geral, abaixo dos valores da Média de Longo Termo.

Em fins de janeiro, a Secretaria de Supervisão e Coordenação do GCOI indicou Furnas e Cesp como participantes do atendimento à Eletrosul. Ficou acertado que a energia transferida para o Sul seria devolvida às duas empresas do Sudeste após a entrada em operação da usina Salto Santiago. Em maio, diante da ameaça de racionamento no Sul, o intercâmbio em regime de carga pesada foi aumentado para cerca de 610 MW, sendo 550 MW através do sistema-tronco de 230 kV, e o restante pela rede de 88 kV suprida pela usina Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez), em Salto Grande (SP)/Cambará (PR), da Cesp. A transferência de grandes blocos de energia colocou em risco a operação elétrica do sistema, mas foi até o fim do ano, evitando o racionamento nos três estados da região.

Embora tenham gerado apenas o necessário para atender os requisitos de confiabilidade, as termelétricas consumiram quantidades recordes de derivados de petróleo: cerca de 222 mil toneladas de óleo combustível e 7,6 milhões de litros de óleo diesel. Os fornecimentos ao Sul representaram 3,4% da energia gerada pelo sistema, num esforço coordenado pelo GCOI.

No mesmo ano, foi aprovada a adoção de esquemas automáticos para os transformadores das subestações Cabreúva e Campinas, ambas da Cesp, em função de uma grave perturbação ocorrida em junho e provocada por uma sucessão de incidentes em instalações da Cesp e de Furnas. Primeiro, houve um incêndio na subestação Embu-Guaçu. Horas depois, a linha de transmissão Itutinga-Furnas foi desligada por um vendaval que derrubou nove torres. Em seguida, um curto-circuito na linha Bauru-Cabreúva desencadeou uma seqüência de desligamentos nos sistemas Cesp, Light/São Paulo, CPFL, Furnas, Cemig, Light/Rio, CBEE, Cemat e Escelsa.

A interligação pesada Furnas-Escelsa em 345 kV, bem como a conversão da interligação Governador Valadares-Mascarenhas para 230 kV, seriam essenciais para o abastecimento do Espírito Santo, durante as enchentes que assolaram o estado nos três primeiros meses de 1979, provocando inclusive a paralisação da usina Mascarenhas, situada em Baixo Guandu (ES) e Aimorés (MG), a uma hora de Vitória.

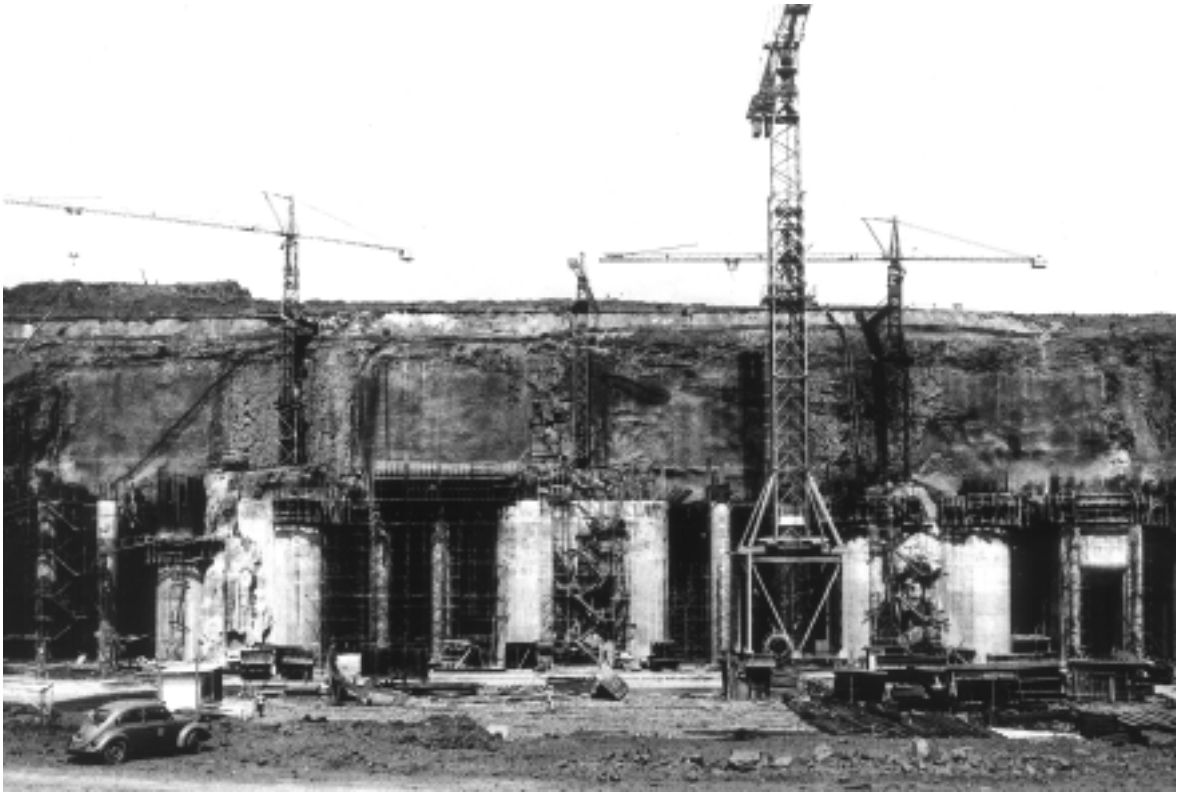
Concepção artística da usina hidrelétrica Salto Santiago. S.l.1977
Acervo Eletrosul



Em 1979, o segundo choque do petróleo causou sérios reflexos na balança de pagamentos e obrigaria o governo de João Figueiredo (1979-1985) a adotar medidas drásticas, como o congelamento das importações do produto. Além de impor a redução no consumo em todo o país, O GCOI implementou novas técnicas e procedimentos para a operação dos sistemas interligados. As empresas do Sudeste conseguiram manter a geração térmica num patamar inferior a 1% da carga própria do sistema.

A única perturbação grave ocorreu em outubro, em virtude de problemas no sistema de transmissão de Furnas. O desligamento das três linhas de 500 kV entre Cachoeira Paulista e as subestações de Adrianópolis, Campinas e Álvaro Alberto provocou a interrupção do fornecimento a consumidores da Light, CBEE, Escelsa e Cemig.

Outra atividade importante de 1979 foi a do Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEH), que redefiniu as regras de operação para o controle de cheias nas princi-



Usina hidrelétrica Salto Santiago, quando de sua construção.
Laranjeiras do Sul/ Chopinzinho, PR.
Dezembro de 1977
Acervo Eletrosul

pais usinas dos rios Grande, Paranaíba e Paraná, levando em conta o enchimento do reservatório de Itumbiara e a revisão de algumas características físicas dos aproveitamentos hidrelétricos. O GTEH foi criado em abril, em substituição à Comissão de Estudos para Controle de Cheias e Armazenamento, e tinha representantes de Furnas, Chesf, Eletrosul, Cesp, Cemig e Light, sob a coordenação da Eletrobrás.

As empresas interligadas das regiões Sudeste e Sul já compartilhavam, desde janeiro, uma reserva de geração equivalente a 1.180 MW. Composta por representantes de Furnas, Cesp, Cemig, Light, Eletrosul, CEEE e Copel, sob a coordenação da Eletrobrás, a Comissão Mista para Estudos de Critérios de Reserva de Potência, também criada em abril, reexaminou a filosofia, composição, quantificação, participação, utilização, locação e acompanhamento da reserva de potência operativa dos dois sistemas interligados.

Uma das providências do GCOI, no ano seguinte, foram as substituições térmicas. Furnas substituiu ponta e energia do sistema paulista da Light, da CEB e da Cemat, e assegurou o fornecimento de demandas adicionais para a substituições de ponta da Cemig e de energia da Eletrosul. Da mesma forma, Cemig, Cesp, Eletrosul e o sistema paulista da Light substituíram ponta de origem térmica de Furnas.

Além disso, Cesp, Cemig e Eletrosul participaram das operações de armazenamento nos reservatórios de Furnas. Em novembro, a concessionária mineira recorreu a uma operação de armazenamento especial nos reservatórios do sistema Furnas, com a finalidade de evitar vertimentos na usina de Jaguara, em função de restrições operativas. A empresa federal, por seu turno, recorreu ao sistema paulista da Light e também à Cesp, para armazenar energia na mesma modalidade, com o objetivo de esvaziar o reservatório de Furnas e continuar as obras de elevação de seu nível máximo operativo para 768 metros.

A atuação do GCOI nas perturbações no sistema

O sistema interligado Sudeste foi afetado por três graves perturbações em 1980. A primeira, em fevereiro, foi provocada pela explosão do disjuntor da unidade 20 da usina de Ilha Solteira, ocasionando o desligamento automático de todos os terminais remotos das linhas a ele conectadas e de 12 das 15 máquinas em operação, além da unidade 4 de Água Vermelha e da



Usina hidrelétrica Marimbondo. Icem, SP/Fronteira, MG. S.d. Acervo Furnas

linha de transmissão de 500 kV São Simão-Água Vermelha. A atuação errônea da proteção de distância da linha de 440 kV Água Vermelha-Araraquara acarretou a perda total das usinas de Ilha Solteira, Água Vermelha e Marimbondo e da subestação Araraquara (Furnas). As interrupções no fornecimento de energia do sistema interligado Sudeste chegaram a 827 MWh.

A segunda perturbação também ocorreu em fevereiro, por causa de um acidente num dos bancos de auto-transformadores da subestação Embu-Guaçu e da explosão do transformador de 440 kV de Itapeti. A capacidade de transmissão do sistema de 440 kV da Cesp foi substancialmente reduzida, exigindo o despacho de unidades térmicas a óleo combustível.

A terceira perturbação ocorreu em junho, quando fortes ventos derrubaram várias torres da linha de transmissão Furnas-Itutinga (345 kV) e outras linhas do Paraná. O acidente reduziu a capacidade de transmissão para as áreas São Paulo e Rio de janeiro, e também a da interligação Sudeste-Sul, exigindo cortes manuais de carga e despacho de unidades térmicas à base de óleo combustível e a carvão. E, no entanto, uma das metas aprovadas pelo GCOI para 1979 consistia na implantação do Esquema Regional de Alívio de Carga (Erac) da Região Sudeste, tendo em vista a prevenção de desligamentos em cascata e a manutenção do suprimento de cargas importantes.

Como se não bastasse, duas novas perturbações causaram impacto no sistema. Em outubro, um forte vendaval no Oeste de São Paulo provocou a queda de 50 torres das linhas Ilha Solteira-Bauru e Jupiá-Bauru, ambas de circuito duplo, em 440 kV. A redução de capacidade de transporte de energia para a região metropolitana de São Paulo exigiu a pronta ação do GCOI, que solicitou fornecimentos especiais pelas empresas interligadas e geração térmica a óleo em Piratininga. A segunda perturbação, ainda mais grave, foi em novembro, quando outro vendaval derrubou 27 estruturas da linha Bauru-Cabreúva, também em circuito duplo e sob tensão de 440 kV.

A recessão agravou a crise financeira do setor e os conflitos institucionais entre empresas estaduais e federais, dificultando o planejamento e a coordenação da operação dos sistemas interligados. Algumas decisões do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste tiveram que ser tomadas, com base no poder resolutivo atribuído à Eletrobrás.

As perturbações que afetaram sensivelmente o sistema interligado Sudeste tiveram origem em problemas na malha de transmissão de Furnas. Em julho, houve o desarme dos dois circuitos de 500 kV da linha Adrianópolis-Grajaú, com a conseqüente atuação dos esquemas de alívio de carga de Jacarepaguá e desligamentos do transformador 500/345 kV de Adrianópolis, nas linhas para a Light e para a Cerj em Alcântara. A perturbação provocou interrupções na Light e na Cerj. Em outubro, nos primeiros dias de operação da ligação Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto, de 750 kV, ocorreram oscilações de potência provocadas por sua abertura, durante a realização de intercâmbios no sentido Sul-Sudeste e na fase de enchimento do reservatório de Itaipu. Essas oscilações implicaram, diversas vezes, na abertura das interligações Sudeste-Sul em 230 kV, ocasionando subfreqüências no Sudeste e sobrefreqüências no Sul.

Em 1983, a operação de controle de cheias revestiu-se de grande importância, devido às fortes precipitações pluviométricas nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul. Na bacia do rio Paraná, a vazão natural média em Jupiá chegou a mais de 32 mil m^3 por segundo, superando a máxima diária registrada nos 56 anos anteriores. Embora a vazão natural tivesse alcançado um valor recorde, a vazão máxima diária descarregada na usina de Jupiá ficou em torno de 28 mil m^3 por segundo. O sistema de reservatórios dos rios Grande, Paranaíba e Paraná contribuiu para atenuar a cheia, reduzindo o impacto de inundações.

Após as perturbações de fevereiro de 1980, o Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEH) definiu a rede telemétrica necessária à prevenção e controle de cheias na bacia do rio Iguaçu. Além disso, duas comissões de estudos iniciaram os estudos para o enchi-

mento do reservatório de Itaipu. Nos rios Tietê e Paranapanema, também houve cheias. Em junho, a usina de Capivara, no Paranapanema, teve uma vazão média oito vezes maior que a média de 50 anos de observações. A vazão máxima observada em Jurumirim, no mesmo rio, ultrapassou a capacidade total de vertimento da usina. Graças à operação correta dos vertedores de Capivara e Jurumirim (Armando Avellanal Laydner), a última em Piraju/Cerqueira César (SP), a segurança não foi afetada.

Em julho de 1983, o sistema interligado Sudeste foi afetado por novas perturbações, inclusive um desligamento da linha Água Vermelha-São Simão, de 500 kV, provocado por curto-circuito. Simultaneamente, houve o desligamento da linha São Simão-Jaguara, de mesma tensão, por atuação incorreta da proteção principal e da secundária. A saída desses circuitos tornou o sistema instável, provocando a abertura em cascata de várias linhas. Dez dias depois, durante um teste de religamento automático em Andrianópolis, uma falha no dispositivo de proteção do segundo circuito da linha Andrianópolis-Cachoeira Paulista desencadeou outra série de desligamentos, que implicaram na perda de 500 kV na área Rio de Janeiro. O primeiro e o segundo estágios do esquema de alívio de carga de Jacarepaguá foram acionados. Houve rejeições de carga na Light, na Cerj e na Escelsa.



Usina Hidrelétrica Jurumirim. Piraju/ Cerqueira César, SP. S.d. Acervo Duke Energy

Dois dias mais tarde, durante a reentrada em operação de uma linha que fora retirada para testes, as linhas de 500 kV da área Rio sofreram novos desligamentos, com conseqüências ainda mais graves. Mais uma vez, houve rejeições na Light, na Cerj e na Escelsa. Logo depois, durante a manutenção da teleproteção da linha Itaberá-Tijuco Preto, o terminal de Tijuco Preto e seu banco de transformadores 750/500/69 kV foram desligados acidentalmente, provocando oscilações de potência na região do Paranapanema, do sistema Cesp, que culminaram com a separação da interligação Sudeste/Sul.

No início de 1984, a operação do sistema interligado foi afetada pela baixa hidraulicidade nas principais bacias da região, pelo aumento expressivo da carga própria e pela imposição de restrições à transferência de energia da bacia do Paranaíba para o atendimento às cargas de São Paulo e Rio de Janeiro. O valor da energia hidráulica natural afluente ao sistema foi 42% inferior ao de 1983. A redução foi maior nos meses de janeiro a março, o que exigiu a geração térmica a carvão. No início de abril, o GCOI reprogramou a geração nos sistemas interligados Sudeste e Sul, com o objetivo de aproveitar ao máximo as condições hidrológicas mais favoráveis na bacia do rio Paranaíba. Os valores de geração das usinas São Simão, Itumbiara e Emborcação foram elevados.

Ainda em 1984, novos desligamentos no sistema de 750 kV afetaram a Região Sudeste. A perturbação mais grave ocorreu em março, quando uma descarga atmosférica provocou o desligamento da linha Emborcação-Jaguara. No mesmo instante, a linha São Simão-Jaguara saiu de serviço, ocorrendo, em seguida, a abertura em cascata de diversas linhas e a divisão do sistema Sul/Sudeste em três subsistemas.

O segundo acidente, em 18 de abril, foi o mais grave de todos, gerando o primeiro grande blecaute do Sudeste. Só em São Paulo, a população sofreu uma interrupção de suprimento de mais de três horas. (Veja quadro na página 142).

As perturbações na Região Sudeste e outras de menor vulto registradas no Sul e no Nordeste revelaram as dificuldades e os riscos da operação do sistema interligado brasileiro. O atraso na conclusão de obras e o adiamento de obras de reforço transformaram vários pontos do sistema em elos frágeis. A gravidade da situação levou o presidente da Eletrobrás, general José Costa Cavalcanti, a convocar a terceira reunião do Conselho Deliberativo do GCOI, em 28 de junho de 1984, para discutir as condições operativas dos sistemas de todo o país.

Para garantir o atendimento do Sudeste e do Centro-Oeste, decidiu-se, entre outras coisas, evitar atrasos no cronograma de Itaipu. As decisões referentes à Região Sudeste incluí-

ram, também, o urgente reexame do sistema de transmissão responsável pelo escoamento das usinas do rio Paranaíba. Afinal, a confiabilidade do sistema já era crítica no Rio de Janeiro e no Espírito Santo – que não podiam contar com a usina Angra 1 –; em Goiás e Brasília – por falta de suporte de equipamento de tensão –; e também em Cuiabá, que corria o risco de racionamento no ano seguinte.

Desde sua criação, em 1973, os GCOIs desempenharam um papel fundamental para tornar confiável o suprimento de energia elétrica do país, a partir do uso racional dos recursos energéticos nacionais. Essa atuação se deu por meio de estudos que propiciaram a implantação de uma série de regras para, entre outras ações, a integração ao sistema de novos equipamentos de geração e transmissão. Cabe destacar ainda, a excelência do planejamento das operação elétrica e energética dos sistemas interligados, elaborado pelo GCOI.



Usina hidrelétrica Emborcação. Cascalho Rico, MG/ Catalão, GO. S.d. Acervo Cemig

Primeiro grande blecaute do país deixa Rio e São Paulo no escuro: a ação do GCOI

Eram 16h37 de quarta-feira, 18 de abril de 1984, quando o fornecimento de energia elétrica às regiões do Rio, São Paulo e Espírito Santo foi quase totalmente interrompido. No caso das regiões metropolitanas de São Paulo e do Rio, o colapso foi total e as cidades mergulharam na escuridão. Naquele exato momento, um dos autotransformadores da hidrelétrica Jaguara, situada no rio Grande, havia sido desligado, em função de um superaquecimento.

Seis minutos depois, o outro autotransformador desligou-se automaticamente. Em conseqüência, abriram-se todos os terminais das linhas de 500 kV que interligavam Jaguara com a subestação Neves e as usinas Emborcação e São Simão, ambas no rio Paranaíba. De imediato, ocorreram outros desligamentos automáticos, em cascata.

Uma maior injeção de potência pelas redes de 345, 440 e 500 kV, que alimentavam as áreas Rio, São Paulo e Minas, acarretou quedas de tensão. A abertura das interligações em 750 kV e 230 kV entre os sistemas Sul e Sudeste, processada no início da ocorrência, impediu a propagação da instabilidade à Região Sul. A atuação do GCOI foi imediata e fundamental.

O sistema interligado Sudeste foi separado em dois subsistemas. Enquanto isso, tensões elevadas, medidas nas subestações de Rio Verde, Rondonópolis e Cuiabá, provocavam o desligamento do sistema-tronco do abastecimento de Mato Grosso. A região central de Minas Gerais, ligada às usinas do rio Grande, sofreu perda parcial de cargas.

No Rio de Janeiro, a situação foi normalizada em cerca de uma hora. Vinte e cinco minutos após o início da perturbação, operadores de Furnas restabeleceram as linhas que ligavam as usinas do rio Grande à subestação de Adrianópolis. Mas somente por volta das 17h45 foi possível religar as demais usinas do sistema da empresa. Em São Paulo, o apagão foi mais prolongado, durando três horas e quinze minutos.



COMUNICADO

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. – ELETROBRÁS

GRUPO COORDENADOR PARA A OPERAÇÃO INTERLIGADA — GCOI

Em razão dos desligamentos ocorridos ontem (dia 18/ 4), atingindo praticamente toda o sistema elétrico interligado da região Sudeste, com reflexos maiores nos Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, Espírito Santo e Mato Grosso, o Grupo Coordenador para a Operação Interligada — GCOI, órgão encarregado de promover o controle nacional desse sistema, vem a público informar que:

1) As 16 horas e 43 minutos ocorreram desligamentos automáticos em vinte linhas de extra-alta-tensão (500 kv e 345 kv) do sistema interligado da região Sudeste.

2) Tais ocorrências tiveram início na região dos grandes centros das cidades, localizados nas divisas de Minas, São Paulo e Goiás, provavelmente com o desligamento automático dos transformadores de 500/ 345 kv, ocasionando a sobrecarga de Jaguará, o que reduziu a capacidade de transferência de energia do sistema para o sistema de 345 kv.

3) Tendo em vista também que, naquele horário, a carga era elevada, com os fatores climatológicos acima citados, o parque gerador e o sistema de transmissão estavam em regime de sobrecarga, fazendo com que os dispositivos de proteção das instalações atuassem no sentido de desligá-las, provocando assim o desligamento em cascata".

4) A exigüidade exata dos desligamentos das instalações de produção de energia somente poderá ser determinada após meticulosa análise de todos os parâmetros das usinas e subestações, e da reprodução das condições operacionais anteriores ao início da ocorrência.

5) Tal análise, cujos primeiros trabalhos já foram iniciados, está sendo feita pelo GCOI e envolve os vários empresas do sistema interligado, principalmente Cesp, Light e Eletrosp.

6) As dificuldades havidas no restabelecimento do sistema se deveram à sua ocorrência, que provocou a sua subdivisão em diferentes áreas com características distintas, exigindo assim uma avaliação cuidadosa do estado de cada uma para a execução dos manobras para o seu reenergização.

Rio de Janeiro, 19 de abril de 1984
Comitê Executivo do GCOI

Pane deixa 4 Estados e 58 milhões de pessoas sem nergia elétrica

Ontem, durante uma hora, o Rio ficou por falta de energia elétrica. Quatro Estados — Rio, São Paulo, Minas e Espírito Santo — foram atingidos por uma falha no sistema de interligação das três principais empresas geradoras de força para a Região Sudeste: Furnas, Cesp, Cesp. Houve cortes também em Goiás, parte de Mato Grosso e Distrito Federal.

As indústrias paulistas foram particularmente atingidas e o blecaute, com prejuízos de milhões de cruzeiros. Revoltados com a paralisação dos trens de subúrbio, passageiros depredaram a bilheteria e as roletas do saguão da Estação Júlio Prestes, em São Paulo. O tráfego nas principais avenidas da cidade ficou completamente congestionado.

Aumento de temperatura causou o black-out dia 18

A Eletrobrás informou ontem que o blecaute do dia 18, que atingiu toda a Região Sudeste, foi causado por um aumento de temperatura nos transformadores da Usina de Jaguara, que acionou seus dispositivos de proteção, desligando-os automaticamente.

A temperatura anormal resultou da elevação de geração nas usinas do Rio Paranaíba — São Simão, Itumbiara e Emborcação — que fez os transformadores trabalharem com carregamentos mais elevados. O aumento de geração foi determinado para permitir o enchimento dos reservatórios das Usinas de Furnas, Marimbondo e Água Vermelha, no Rio Grande, e de Ilha Solteira, no Rio Paraná.

As bacias hidrológicas da Região Sudeste apresentam características climáticas diferentes. Assim, as usinas do Rio Paranaíba foram acionadas para suprir as deficiências das usinas dos Rios Grande e Paraná, a fim de evitar problemas no abastecimento de energia das áreas atendidas por Furnas, Marimbondo e Água Vermelha. Segundo a Eletrobrás, essas transferências de energia são comuns, pois há áreas onde o consumo é maior, embora as possibilidades de produção não o sejam.

PREJUÍZO

Um corte parcial no fornecimento de energia elétrica para 22 cidades do Vale do Itajaí, em Santa Catarina, que durou seis horas, provocou na quinta-feira a perda de 180 toneladas de tecidos nas companhias têxteis — Hering, Sul Fabril e Teka — de Blumenau, a 200 quilômetros de Florianópolis. Só ontem a Celesc — Centrais Elétricas de Santa Catarina — divulgou o incidente.

Notícias e comunicado da Eletrobrás/GCOI sobre o blecaute ocorrido em 18 de abril de 1984, publicados no jornal *O Globo.*
Rio de Janeiro, RJ.
19-28 de abril de 1984
Acervo O Globo

Um relatório do GCOI destacou, entre outras causas do blecaute, a insuficiência do sistema de transmissão de 500 kV, associado às usinas do rio Paranaíba, para escoar em condições seguras a produção de Itumbiara, São Simão e Emborcação. Além disso, o relatório ressaltou a pronta e correta atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga, implantado pelo GCOI, para a Região Sudeste (Erac), frisando que, em face do vulto da perturbação, ação isolada desse esquema não seria capaz de evitar as conseqüências. O controle do fenômeno se deu por ação conjunta do GCOI com as empresas da região.

A operação do sistema interligado da Região Sul e a atuação do GCOI

De 1974 a 1984, o crescimento do sistema interligado do Sul do Brasil deveu-se, basicamente, ao esforço da Eletrosul, empresa federal de âmbito regional, da Copel e da CEEE, do Rio Grande do Sul, que construíram grandes hidrelétricas nos rios Iguaçu (PR) e Jacuí (RS). No primeiro, foram implantadas as usinas de Salto Osório, nos municípios paranaenses de Quedas do Iguaçu e São Jorge d'Oeste, e Salto Santiago, ambas da Eletrosul; além de Foz do Areia, da Copel. No segundo, a CEEE implantou a hidrelétrica de Itaúba, nas cidades gaúchas de Arroio do Tigre e Júlio de Castilhos.

Naqueles onze anos, o Sul também foi favorecido por ampliações nas termelétricas a carvão de Jorge Lacerda, pertencente à Eletrosul e situada em Tubarão (SC); Presidente Médici (Candiota II), da CEEE, localizada em Candiota, então distrito de Bagé (RS); e Figueira, da Copel, em Curiúva (PR). Além disso, as transferências de energia do Sudeste ajudaram a ampliar a oferta para abastecer o mercado, pelas linhas da Cesp e da Copel, e, mais adiante, da Eletrosul e de Furnas. Os principais sistemas de transmissão desenvolveram-se em 230 e 500 kV, ligando as usinas geradoras aos maiores centros de carga da região: Curitiba, Porto Alegre, litoral catarinense e Norte do Paraná.

Ao final de 1974, a Região Sul somava 1.631 MW de capacidade instalada, isto é, cerca de 9% do total nacional. O parque gerador da CEEE tinha 600 MW (37%); a Eletrosul, 485 MW (30%); a Copel, 411 MW (25%); a Celesc, 77 MW (4%); e outras concessionárias, 58 MW (4%). A potência estava concentrada no Rio Grande do Sul (61%), seguido pelo Paraná (26%) e por Santa Catarina (13%). Seis anos depois, em 1980, somente com as novas usinas do rio Iguaçu e a ampliação de Salto Osório, a capacidade instalada da região teve um acréscimo de 1.052 MW.

A partir de 1984, entretanto, a energia proveniente da usina de Itaipu – que vinha sendo construída no rio Paraná, por Brasil e Paraguai – passaria a ditar o crescimento das instalações no Sul do Brasil. Naquele ano, sem considerar a binacional, os sistemas interligados da região alcançaram 6.489 MW de capacidade. A distribuição deste total entre as principais empresas da região era a seguinte: a Eletrosul chegou a 3.210 MW; a Copel, a 2.096 MW; a CEEE, a 1.059 MW; e a Celesc, a 75 MW, com a desativação, em 1975, da hidrelétrica de Chapecó (2 MW), localizada no município catarinense de mesmo nome. Já em 1981, fora criada a Comissão Mista de Estudos de Operação e Coordenação dos Sistemas, unindo a



Usina hidrelétrica Salto Osório. Quedas do Iguaçu/ São Jorge d'Oeste, PR. S.d. Acervo Eletrosul

estatal paraguaia Administración Nacional de Electricidad (Ande), a Itaipu Binacional e a Eletrobrás, com o objetivo de definir as regras para a operação de Itaipu, em harmonia com os sistemas de potência dos dois países.

Ainda em setembro de 1982, foi estabelecido o elo forte da interligação entre Sul e Sudeste, quando a subestação de Ivaiporã foi conectada à linha de transmissão em 750 kV Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto, de Furnas, integrante do sistema de transmissão de Itaipu em direção a São Paulo. Na mesma ocasião, foi acionada a linha de transmissão em 500 kV Ivaiporã-Areia-Campos Novos-Gravataí, unindo as áreas centrais de Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Foi a primeira interligação em 500 kV da bacia do Iguaçu com a região metropolitana de Porto Alegre.

Vale ressaltar que, em 1982, a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (Enersul), que integrava o GCOI-Sudeste, foi transferida para o GCOI-Sul, cumprindo decreto de 1980, que redividira as áreas de atuação das empresas controladas pela Eletrobrás. Em 1983, o destaque seria a conclusão do segundo estágio do sistema em 500 kV da Eletrosul, que incluía a linha de transmissão Curitiba-Blumenau, unindo Paraná e Santa Catarina.

No tocante à operação dos sistemas elétricos, pelo menos durante a década de 1970, a região dependia bastante do Sudeste. A interligação entre usinas e centros de carga, e entre os sistemas das concessionárias estaduais, mantinha-se frágil, e o abastecimento era assegurado pela integração dos sistemas Sul e Sudeste e pela coordenação do GCOI-Sul.

Basta dizer que, em 1974, para evitar um racionamento e atender à demanda do ano seguinte, a Eletrosul assinou acordo com a Cesp: para receber energia da empresa paulista, comprometia-se a armazenar o equivalente ao fornecido e devolvê-lo a partir de 1978. Só em 1981, com a entrada em operação dos quatro geradores de Salto Osório, com 700 MW, e de sua rede de transmissão em 230 kV, a situação começaria a ser alterada.

Ainda em março de 1974, registraram-se graves prejuízos ao suprimento normal da Celesc, nas áreas de Siderópolis, Jorge Lacerda, Joinville, Blumenau e Florianópolis, devido à inundação da usina Jorge Lacerda, em função de uma enchente no rio Tubarão. Como a linha de transmissão em 230 kV, ligando Joinville a Jorge Lacerda, ainda não operava, utilizou-se a estrutura do GCOI, para instalar, na subestação Joinville, da Eletrosul, um transformador 230/138 kV, com 30 MVA de capacidade, cedido pela Cesp. Com isso, foi encerrado o racionamento em Santa Catarina, que já completava um mês.

Em 1975, a Região Sul voltou a receber energia de fora. Na área de 60 Hz, a remessa foi de 1.537,7 GWh, isto é, 19% da demanda, que chegava a 8.054,9 GWh. A maior parte (91,6%) vinha da Região Sudeste, num total de 1.408,3 GWh, garantidos pelos contratos da Cesp com a Copel e com a Eletrosul. Os restantes 129,4 GWh (8,4%) foram enviados pela Ande paraguaia e pela Rede Ferroviária Federal.

Os despachos de geração das usinas térmicas a óleo combustível também eram insuficientes para contornar pequenas emergências, em quase todas as linhas de transmissão em 230 kV. Sua capacidade instalada alcançava somente 90 MW, divididos entre a termelétrica Alegrete (Osvaldo Aranha), situada no município de mesmo nome (RS), com 66 MW, e a Nova Usina Termelétrica de Porto Alegre (Nutepa), na capital gaúcha, com 24 MW.

Integrante do sistema Oeste do Rio Grande do Sul, a usina de Alegrete operou em 50 Hz até janeiro de 1977, com o fim de complementar a demanda na área de 50 Hz, atendida apenas pela hidrelétrica de Jacuí, localizada em Salto do Jacuí, com 60 MW. Além disso, a termelétrica era responsável pela manutenção de um nível adequado de tensão na área, dada a distância entre Jacuí e as cargas atendidas. Após a completa conversão para 60 Hz, os despachos recomendados pelo GCOI para Alegrete resumiram-se à manutenção do nível de tensão, em ocasiões de emergência. Já a Nutepa só era despachada por razões elétricas em caso de extrema necessidade. Vale frisar que, já em 1975, a decisão federal de minimizar a geração térmica para economizar combustível elevou a produção de energia à base de carvão mineral, que chegou a 1.785,2 GWh, isto é, 25,7% do total regional.



Usina termelétrica Alegrete.
Alegrete, RS S.d.
Acervo Memória da Eletricidade

Energia do Sudeste evita racionamento na Região Sul

As características locais determinaram algumas diferenças nos critérios de operação entre os sistemas Sul e Sudeste. No planejamento da operação da Região Sul, por exemplo, o GCOI adotou sistematicamente medidas corretivas – geralmente cortes de carga – para contornar emergências simples na rede de 230 kV.

Em outubro de 1977, novo acordo de intercâmbio para armazenamento foi firmado entre Eletrosul, Furnas e Cesp, sob a orientação do GCOI-Sul. O objetivo, mais uma vez, era transferir energia do Sudeste para cobrir os déficits do Sul, até a entrada em operação do sistema de 500 kV da Eletrosul, que seria interligado ao sistema de 750 kV de Furnas.

Apesar disso, a região chegou a exportar energia para o Paraguai, por conta de uma seca na região da usina paraguaia de Acaray. A partir de setembro de 1977, a CEEE passou a suprir as cidades uruguaias de Artigas e Rivera, o que cancelou o fornecimento direto da Eletrosul. No ano seguinte, seria celebrado um contrato entre a estatal uruguaia Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE) e a CEEE, para o atendimento das cargas, em 50 Hz, das cidades uruguaias de Chuy, Rivera, Artigas e Bella Unión.

Usina hidrelétrica Itaúba. Arroio do Tigre/Julio de Castilhos, RS. S.d. Acervo CEEE



Mesmo com limitações, as ações do GCOI beneficiaram o sistema Sul. O grupo coordenador sugeriu que fosse antecipada a inauguração de algumas instalações, recomendou um esquema regional de alívio de carga e a operação com tensão reduzida. A otimização dos recursos, através de uma reserva de geração única, partilhada pelas empresas da região, foi uma das primeiras medidas adotadas, em meados da década. Em 1979, essa reserva seria ainda mais racionalizada, com a integração Sul/Sudeste.

O esquema de alívio de carga tinha o fim de evitar que o sistema entrasse em colapso, colocando em risco as térmicas a carvão. A dependência em relação ao Sudeste implicava em um regime de subfreqüência, no qual certas ocorrências provocavam a abertura do paralelo entre os dois sistemas. Já o corte de carga automático poderia minimizar problemas localizados na interligação com o Sudeste, protegendo as térmicas.

A entrada em operação de novas linhas de transmissão e subestações visava impedir que o sistema operasse em condições críticas. No caso do segundo circuito em 230 kV da linha entre Salto Osório e Passo Fundo, usina situada em São Valentim e Campinas do Sul (RS), a sugestão de energização antes do prazo previsto foi motivada pelo atraso na conclusão da hidrelétrica de Itaúba em Arroio do Tigre/Júlio de Castilhos (RS). Esta última deveria começar a gerar energia em outubro de 1977, o que só ocorreu um ano depois. A operação de mais um circuito da linha, em 1978, aumentou a confiabilidade do suprimento ao Rio Grande do Sul.

Em 1979, a Eletrosul energizou as linhas de transmissão Salto Osório-Salto Santiago, em 230 kV, além de Salto Santiago-Areia (115 km) e Areia-Curitiba (236 km), as duas últimas em 500 kV. Foram as primeiras linhas em 500 kV construídas na região, mas sua operação foi realizada, inicialmente, na tensão de 230 kV, em função da necessidade de ampliações nos pátios de 230 kV das subestações de Areia e Curitiba. A construção de linhas em 500 kV levou a Eletrosul a integrar o pequeno grupo de empresas detentoras de tecnologia para transmissão em extra-alta tensão.

Naquele mesmo ano, merece destaque a transferência do Despacho de Carga da Eletrosul, de Tubarão (SC) para o Centro de Operação do Sistema (COS) da empresa, em Curitiba (PR), e o início da operação do equipamento analógico para controle automático de geração e intercâmbio de energia. Com isso, a Eletrosul assumiu a posição de empresa controladora de área e participante da coordenação do sistema elétrico nacional.

O ano de 1979 marcou um aumento importante na capacidade de transferência de energia do Sudeste para o Sul, de 650 MW. Foram acionadas a subestação Assis, da Cesp,

com 300 MVA (transformando 440 para 230 kV), e a linha de transmissão Assis-Maringá, da Eletrosul, em 230 kV, ligando as instalações paulistas da Cesp com as da paranaense Copel. Além disso, foi antecipada a entrada em operação da linha Capivara-Florestópolis (Copel), em 138 kV, ligando São Paulo e Paraná.

A sugestão de construir uma linha em 230 kV entre as subestações Passo Fundo, da Eletrosul, e Santa Marta, da CEEE, e de antecipar a conversão de 138 kV para 230 kV da linha Passo Real-Santa Marta visou ampliar a capacidade de transferência para o Rio Grande do Sul. A operação desse novo elo em 230 kV, ligando Passo Fundo a Passo Real, via Santa Marta, permitiu aumentar em cerca de 150 MW a recepção de energia pelo estado. Além disso, nascia uma rota alternativa, capaz de contornar emergências em outros elos de suprimento ao território gaúcho.

A Região Sul acabara de viver a experiência de 1978, um ano de seca implacável, que levara o GCOI a tomar várias medidas – inclusive a redução da tensão em cerca de 5%, para diminuir o valor da potência consumida. Com isso, a carga própria do sistema caíra em torno de 3%. Em julho, a Copel estabelecera, em caráter de urgência, uma nova ponte para o Sudeste: uma linha de 138 kV, entre a hidrelétrica Capivara, da Cesp e a subestação Florestópolis, da empresa paranaense. A operação permitira a transferência de 60 MW adicionais.

A estiagem obrigou o GCOI a fazer novos estudos dos sistemas Sul e Sudeste, que renderam outras ações – entre elas, uma campanha de racionalização do consumo e a programação dos reservatórios, de acordo com as afluências. As más condições hidrológicas também exigiram complementação termelétrica, sobretudo à base de carvão mineral. A energia hidráulica disponível, incluindo a que chegava do Sudeste, correspondeu a 64,2% das necessidades do Sul; a energia térmica a carvão, a 32,2%, e a geração com derivados de petróleo, a 3,6%. Mas o racionamento foi evitado.

A maior parte dos recursos do Sul veio do seu próprio sistema interligado. Mas 2.816,9 GWh – isto é, 21,9% da energia requerida naquele ano – foram fornecidos por empresas de fora do GCOI-Sul. Os maiores valores vieram do Sudeste (21,1%) – sobretudo da Cesp – e o restante (0,8%), de outras empresas, como a Ande paraguaia. Do montante recebido da Cesp pela Eletrosul, 1.132 GWh foram transferidos por Furnas, para devolução após a entrada em operação da hidrelétrica Salto Santiago.

Década de 1980: progresso e dificuldades

Em 1980, a Copel e a CEEE foram incluídas pelo GCOI na categoria de controladoras de área, isto é, passaram a integrar o grupo de empresas responsáveis pela efetivação dos suprimentos em suas áreas de atuação. A Secretaria de Supervisão e Controle do GCOI, por sua vez, efetuava o controle e a coordenação dos intercâmbios programados entre todas as controladoras de área do sistema. Além disso, foi concluído o programa de conversão de freqüência de 50 para 60 Hz no Rio Grande do Sul, o que permitiria a completa interligação dos sistemas elétricos da região.

Mas o início daquela década também foi marcado por perturbações no sistema da Região Sul. Em junho de 1980, ventos fortes derrubaram torres das linhas Figueira-Ponta Grossa, Assis-Londrina e Assis-Maringá, todas em 230 kV, reduzindo a capacidade de transmissão na interligação Sudeste-Sul, o que exigiu cortes manuais de carga e despacho de unidades térmicas a óleo combustível e carvão.

Em 5 de agosto de1982, um desligamento acidental da linha Areia-Curitiba, em 500 kV, durante a colocação de um oscilógrafo na subestação Areia, provocou a abertura da interligação Sul-Sudeste. As usinas de Jorge Lacerda e Salto Osório ficaram ilhadas e as demais unidades geradoras gaúchas e catarinenses foram bloqueadas. No Oeste de Santa Catarina e no Rio Grande do Sul, houve interrupção total do suprimento.

Em outubro, a nova linha Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto (759 kV) abriu-se, provocando oscilações de potência durante intercâmbios com o Sudeste e por ocasião do enchimento do reservatório de Itaipu. As oscilações levaram, diversas vezes, à abertura das interligações Sudeste-Sul em 230 kV, com sobrefreqüências no Sudeste.

De maio a julho de 1983, as chuvas provocaram enchentes, que ameaçaram as usinas. No Iguaçu, em Foz do Areia, a máxima vazão média diária observada em julho atingiu 8.900 m^3/s e, em Salto Santiago, 17.300 m^3/s. A casa de força desta última só não foi seriamente danificada graças a uma operação hidráulica comandada pela Eletrosul.

No dia 6 de julho, um curto-circuito na linha de transmissão em 500 kV Água Vermelha-São Simão, causado por queimada, acarretou seu desligamento automático. Simultaneamente, a linha São Simão-Jaguara também foi desligada, por atuação incorreta das proteções. Sem os circuitos, o sistema tornou-se instável, provocando a abertura em cascata de várias linhas, o que acabou separando Sudeste e Sul.

Menos de duas semanas depois, no dia 18, durante a manutenção da teleproteção de 750 kV Itaberá-Tijuco Preto, o terminal de Tijuco Preto e de seu banco de 750/500/69 kV desligaram-se acidentalmente, provocando oscilações de potência na região do Paranapanema do sistema Cesp, que voltaram a cortar a ligação Sul/Sudeste.

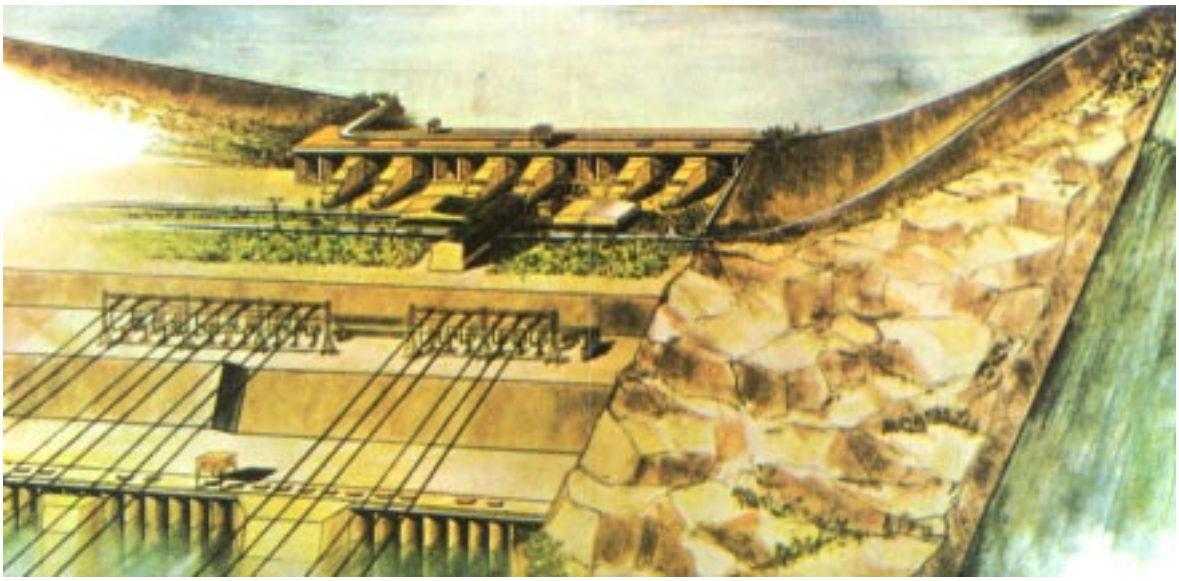
No decorrer de 1984, novas perturbações afetaram a malha principal do sistema. Nos dias 10, 13 e 19 de março, durante a realização de testes de proteção, desligamentos automáticos na linha de transmissão Ivaiporã-Itaberá-Tijuco Preto, em 750 kV, interromperam as interligações Sul/Sudeste em 230 kV.

Em abril, um colapso de grandes proporções, que afetou quase todo o sistema Sudeste, causou desligamentos de caráter local no Sul do país, em função de sucessivos atrasos na entrada em funcionamento de instalações importantes, por falta de recursos. Estudos realizados naquele ano levaram à implantação, entre outros, de esquemas de controle de emergências nos troncos de suprimento ao Rio Grande do Sul.

Considerando a fragilidade do sistema supridor da Região Sul, principalmente quanto à interligação entre as usinas e os centros de carga e entre os sistemas de cada uma das concessionárias estaduais, as ações coordenadas pelo GCOI foram benéficas, podendo ser citadas, entre outras, a utilização coordenada de uma reserva de potência unificada para o sistema e a implantação de um esquema regional de alívio de carga, além da operação com tensão reduzida.

A operação na Região Nordeste, os primeiros anos do sistema Norte/Nordeste e o papel do GCOI e do CCON

A expansão do parque gerador da Chesf, entre 1974 e 1984, foi fundamental para o sistema elétrico do Nordeste. Nesse período, a empresa concluiu a ampliação do complexo de Paulo Afonso, com a usinas Moxotó (Apolônio Salles, com 440 MW), nas cidades de Delmiro Gouveia (AL) e Paulo Afonso (BA), e Paulo Afonso IV (2.460 MW), na divisa da mesma cidade baiana com Água Branca, já em Alagoas. Além disso, o curso do rio São Francisco foi regularizado, com a conclusão de uma grande barragem em Juazeiro e Casa Nova (BA), onde seria instalada a hidrelétrica Sobradinho. Ainda naquela fase, foi iniciado

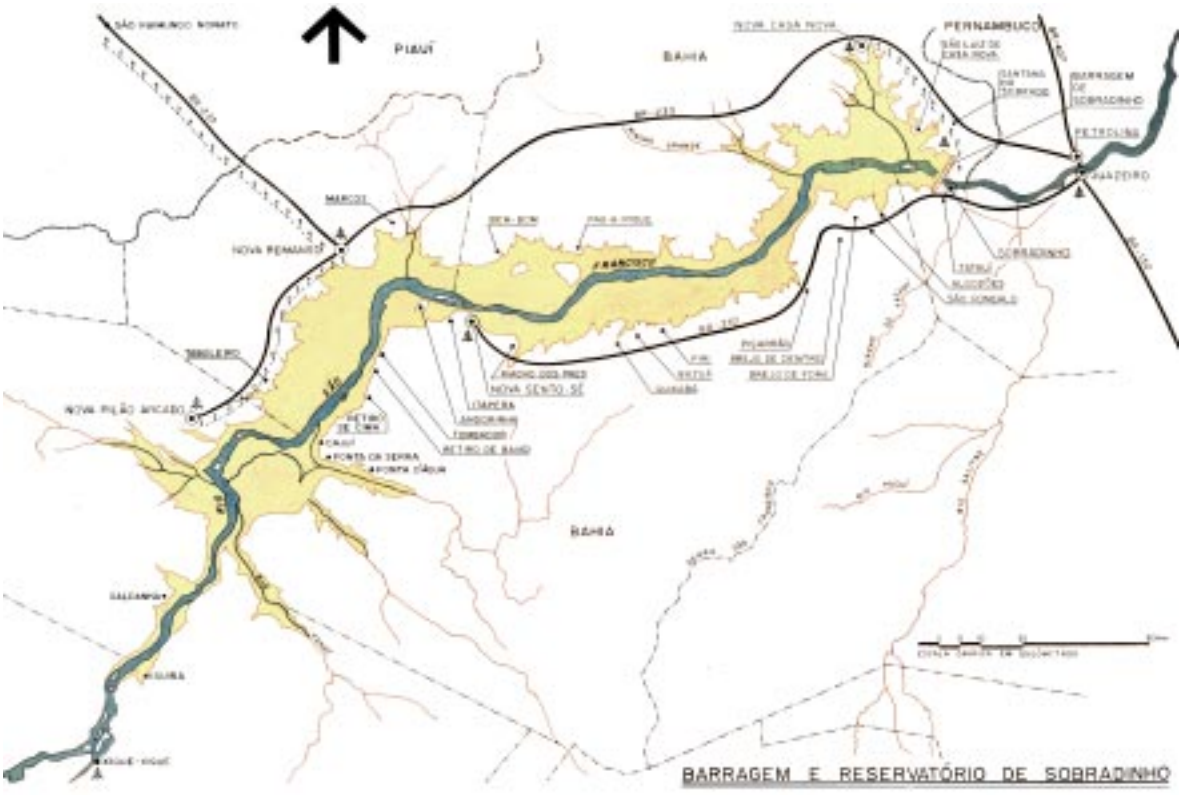


Concepção artística da usina hidrelétrica Paulo Afonso IV. S.I. 1978 Acervo Chesf

outro projeto de grande porte – a hidrelétrica Itaparica (Luís Gonzaga), em Petrolândia (PE) e Glória (BA), que seria concluído em fins da década de 1980, alcançando 1.500 MW.

Em fins de 1974, o Nordeste possuía um parque gerador de 2.072 MW de potência nominal instalada, dos quais 82% (1.697 MW) eram de origem hidráulica e 18% (375 MW), térmica. Da potência total, as concessionárias tinham 1.876 MW e os autoprodutores, 196 MW. Em função do complexo de Paulo Afonso, da Chesf, a Bahia tinha o maior parque gerador (1.728 MW), seguida pelo Piauí (109 MW), com a hidrelétrica Boa Esperança (Pres. Castello Branco, com 208 MW), construída pela Cohebe em Guadalupe (PI) e São João dos Passos (MA).

O principal sistema de transmissão nordestino praticamente se confundia com o sistema da Chesf. Eram cerca de 10 mil quilômetros de linhas de propriedade da empresa, dos quais 5.650 quilômetros operavam na tensão de 230 kV e 1.120 quilômetros, na de 138 kV. A Região Nordeste somava 5.719 quilômetros de linhas em 230 kV, 1.545 km em 138 kV e 9.247 em 69 kV, com uma malha total de 16.511 quilômetros. Na área de transmissão, teria destaque, em 1980, a entrada em operação das linhas de extra-alta tensão Paulo Afonso-Angelim II-Recife II e Paulo Afonso-Olindina-Camaçari, em 500 kV; e Sobradinho-São João do Piauí-Boa Esperança, em 230 kV.



Mapa com a localização da usina hidrelétrica Sobradinho. S.I. S.d. Acervo Eletrobrás

Já na Região Norte, o sistema operava de forma isolada, suprindo pequenos centros de carga com energia termelétrica. Só em 1975 seria concluída pela Eletronorte a primeira hidrelétrica da região, Coaracy Nunes (Paredão), na divisa de Macapá e Amapá (AM), com 39 MW de capacidade.

A interligação Norte/Nordeste começou a funcionar, de fato, em 1981, quando foi energizada uma linha de transmissão em 500 kV, ligando Sobradinho a Belém. Na ocasião, o canteiro de obras de Tucuruí, no município de mesmo nome, no rio Tocantins, além das cidades de Marabá e Belém, passaram a receber energia hidrelétrica produzida pela Chesf. A entrada em operação da usina Tucuruí – sem a qual a interligação seria impossível – ocorreu em novembro de 1984, com as duas primeiras máquinas de 330 MW, aumentando em 5% a capacidade instalada do sistema interligado Norte-Nordeste (Veja quadro na página 156).

Em dezembro de 1984, as duas regiões alcançariam o total de 7.082 MW, dos quais 6.141 MW eram da Chesf e 941 MW, da Eletronorte.

CCON une Chesf às distribuidoras locais

Em meados dos anos 1970, esperava-se que o desenvolvimento industrial – baseado nos setores petroquímico, metalúrgico, químico e de cimento – acarretasse um crescimento acelerado do mercado da Chesf. Além disso, supunha-se que as indústrias de alumínio da Região Norte – que seriam implantadas em Belém do Pará – aumentariam o consumo e fariam do Nordeste uma fonte de energia para a área da Eletronorte. Estas idéias inspiraram os primeiros estudos sobre a interligação dos sistemas da Chesf e da Eletronorte e da Chesf com o Sudeste.

Em 1977, era concluída a barragem de Sobradinho e os técnicos iniciaram o enchimento do reservatório de acumulação – uma obra importante para o sistema Paulo Afonso, que, a 40 quilômetros de Juazeiro (BA) e Petrolina (PE), contribuiria para a regularização plurianual do São Francisco. Em fins deste ano, o reservatório já represava o volume de 32 bilhões m^3 de água. A inundação, entretanto, causou problemas sociais e ecológicos, que exigiram o reassentamento de 64 mil pessoas e a reconstrução de quatro cidades – Casa Nova, Remanso, Santa Sé e Pilão Arcado – e diversos povoados da Bahia.

O reservatório de Sobradinho – o maior lago artificial do mundo, em superfície, com 4.124 km^2 – começou a operar plenamente no primeiro semestre de 1978. Com o enchimento completo, foram represados 34 bilhões m^3 de água. As unidades geradoras da hidrelétrica (1.050 MW) entraram em operação em março e outubro de 1980. Em junho, com a inauguração oficial da usina, foi também acionada a eclusa, mantida e operada pela Chesf, em convênio com a Portos do Brasil S.A. (Portobrás). Duas unidades de Paulo Afonso IV – que seria inaugurada oficialmente em novembro – começaram a funcionar em maio e outubro.

Neste mesmo ano, por força do Decreto nº 84.589, que redividiu as áreas de atuação das quatro empresas regionais controladas pela Eletrobrás, o Maranhão passou da Chesf para a área de concessão da Eletronorte, que também assumiu o fornecimento a Mato Grosso e ao Norte de Goiás. Apesar disso, a Centrais Elétricas do Maranhão (Cemar) só passaria a ser suprida pela Eletronorte três anos depois.

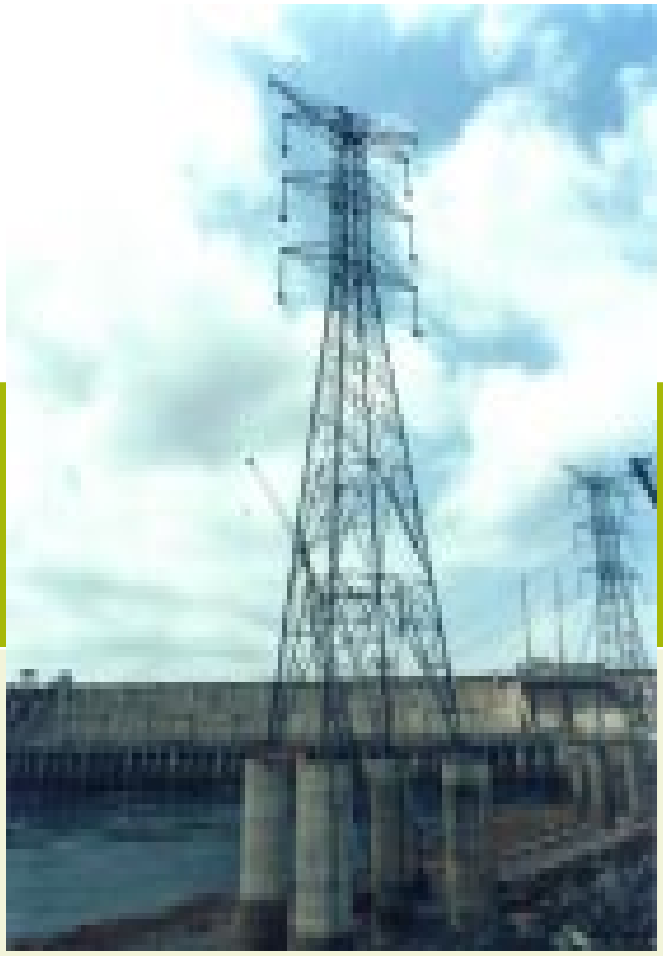
Tucuruí: sistema de transmissão é acionado antes da usina

A hidrelétrica Tucuruí, situada no rio Tocantins, município de Tucuruí (PA), foi fundamental para a interligação Norte/Nordeste e, posteriormente, para a conexão com o restante do país. A gigantesca usina começou a ser construída em novembro de 1975, pela Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte), e, já em 1981, três anos antes da inauguração oficial, seu circuito de transmissão em 500 kV permitiu a interligação imediata das cidades de Belém (PA) e São Luís (MA) ao sistema da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf). A nova hidrelétrica – cuja potência instalada alcançaria nada menos que 4.200 MW em 1992 – entrou em operação em novembro de 1984, quando foi acionada a primeira máquina de 350 MW.

A obra de Tucuruí foi uma verdadeira epopéia, que incluiu a construção de uma vila residencial, de um aeroporto e de uma usina térmica de 43 MW, à base de óleo combustível. Por isso mesmo, sua conclusão foi várias vezes adiada, quase sempre por falta de recursos. Embora ficasse a 300 quilômetros de Belém em linha reta, as únicas ligações terrestres com o canteiro de obras se estendiam por, pelo menos, 700 quilômetros. Basta dizer que, só em 1980, o projeto absorveu 93% do programa de investimentos da Eletronorte, além de mobilizar 26 mil trabalhadores. Em meados de 1982, a obra chegou a empregar 30.200 pessoas.

A implantação do sistema de transmissão em 500 kV exigiu providências complexas e tecnicamente sofisticadas, em função da extensão das linhas, numa região coberta por densa floresta e cortada por rios de mais de dois quilômetros de largura. Ainda assim, as subestações Tucuruí, Utinga e Guamá, na região de Belém, foram praticamente concluídas em 1980. Parte do sistema de transmissão em 500 kV foi ativado na tensão de 69 kV, permitindo a paralisação antecipada da geração térmica a óleo diesel no Oeste do Maranhão.

O sistema foi composto originalmente por três linhas de transmissão. A mais extensa, com 329 quilômetros, seguia para o Norte, até Vila do Conde, onde a Albrás (Alumínio Brasileiro) iniciava a instalação de uma fábrica de alumínio. Outra linha dirigia-se ao Sul, até Marabá, com 223 quilômetros de extensão, e a terceira partia dali para Imperatriz, vencendo 182 quilômetros. Como complemento



Usina hidrelétrica Tucuruí, em construção. Tucuruí, PA. S.d. Acervo Memória da Eletricidade

do sistema em 500 kV, foi montado outro, em 230 kV, com um total de 70 quilômetros, entre Vila do Conde e as subestações de Guamá e Utinga, ambas em Belém.

Este primeiro sistema pesado instalado na Amazônia exigiu cerca de 2 mil torres, mais de 12 mil quilômetros de cabos condutores e cinco subestações, numa obra sem precedentes, que incluiu o transporte de equipamentos de até 245 toneladas. Para a travessia do Tocantins, a jusante da usina, três torres especiais foram erguidas em cada margem, com 118 metros de altura e um vão livre de mais de um quilômetro.

Os primeiros contratos de fornecimento da energia de Tucuruí foram celebrados em 1980, com a Aluminium Corporation of America (Alcoa), do Maranhão, e com a Albrás, do Pará. A energia começou a ser enviada em meados de 1984, envolvendo, de início, demandas da ordem de 300 MW.

A construção da usina atingiu os quase 200 mil hectares da Reserva Indígena Parakanã, além de uma aldeia vizinha ao Posto Indígena Pucuruí, desabrigando milhares de pessoas, inclusive 136 silvícolas. Os danos sociais e ecológicos exigiram a assinatura de um *Plano de controle ambiental*, entre a Eletronorte e entidades como o Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (Inpa) e a Fundação Nacional do Índio (Funai). O reservatório inundou uma área de 2.850 quilômetros e levou a Eletronorte a acionar a Operação Curupira, que mobilizou 720 especialistas e resgatou 282 mil animais. Até 1983, as indenizações a famílias residentes na área chegaram a 5.950.

Vale ressaltar que, seis anos antes, em 1974, inspirados nos bons resultados dos Grupos Coordenadores da Operação Interligada (GCOIs) do Sudeste e do Sul, havia sido criado o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON). O CCON nasceu em 25 de novembro, com a assinatura de um *Acordo de coordenação operacional* entre a Chesf e as nove empresas estaduais da Região Nordeste – Companhia Energética de Alagoas (Ceal), Celpe, Cemar, Centrais Elétricas do Piauí (Cepisa), Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), Companhia de Eletricidade do Ceará (Coelce), Companhia Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte (Cosern), Empresa Energética de Sergipe (Energipe) e Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa) –, com a interveniência do Dnaee e da Eletrobrás.

Sediado em Recife e unindo uma grande empresa supridora, a Chesf, às nove distribuidoras regionais, o CCON realizou uma integração que ia da geração à distribuição de energia. Assim, o comitê impulsionou a grande transformação iniciada com a transferência do sistema de subtransmissão da Chesf para as concessionárias de distribuição. Quando foi decidida a construção de Tucuruí e da interligação Norte/Nordeste, o CCON decidiu que a Chesf supriria o canteiro da usina e a capital do Pará, dispensando a alternativa termelétrica, dispendiosa e pouco confiável.

O primeiro presidente do órgão foi o engenheiro Carlos Faria Ribeiro, da Coelba, que teve como vice o também engenheiro Corintho Campelo da Paz, da Ceal. No período em questão, o CCON trabalhou com mais de 10 comissões e grupos de estudo, que realizaram cursos diversos sobre as novas tecnologias do setor. Em 20 de abril de 1980, seus técnicos enfrentaram pelo menos uma perturbação importante: a explosão de um disjuntor sob 230 kV na subestação de Bongi, que provocou um incêndio e o desligamento geral do sistema Chesf.

Vale registrar que, embora a Chesf e a Eletronorte tenham ingressado no GCOI-Sudeste em 1977 e 1982, respectivamente, o sistema Norte-Nordeste permaneceu separado do sistema Sudeste-Sul, do ponto de vista elétrico, até que entrasse em operação a linha Norte-Sul, em 1998.

Em junho de 1982, após a interligação dos sistemas elétricos da Chesf e da Eletronorte, o CCON teve sua denominação alterada para Comitê Coordenador de Operação do Norte-Nordeste, mantendo a mesma sigla, de acordo com a Portaria nº 838, do Ministério das Minas e Energia.

1981:
Norte e Nordeste são interligados

Na área de transmissão, o ano de 1981 foi significativo: em outubro, foi acionada a interligação das regiões Norte e Nordeste, por uma linha de 500 e 230 kV, cobrindo 1.774 quilômetros. A primeira etapa, de responsabilidade da Chesf, começava na hidrelétrica de Sobradinho, no rio São Francisco (BA), e alcançava Imperatriz (MA), pelas linhas Sobradinho-São João do Piauí-Boa Esperança e Boa Esperança-Presidente Dutra-Imperatriz, ambas em 500 kV. No mês seguinte, foram inauguradas, em Boa Esperança e Imperatriz, instalações de transformação na relação 500/230 kV, com potência de 300 e 600 MVA, respectivamente.

A segunda parte da interconexão, com 801 quilômetros e operada pela Eletronorte, partia de Imperatriz, seguia por Marabá, já em território paraense, depois por Tucuruí e pela subestação Vila do Conde, chegando finalmente a Belém, depois de passar pelas subestações Guamá e Utinga. De Imperatriz a Vila do Conde, a linha operava em 500 kV e, em seguida, até atingir Utinga, em 230 kV. Além disso, foi instalado um banco de transformadores 500/230 kV, na subestação Vila do Conde, com 750 MVA de capacidade.

Com a operação antecipada do sistema de 500 kV associado à hidrelétrica de Tucuruí, a interligação Norte/Nordeste permitiu, ainda em 1980, o cancelamento da geração térmica à base de derivados de petróleo em Imperatriz e, logo depois, no canteiro de obras de Tucuruí e na cidade de Belém. Só na capital do Pará, a economia foi de 8 mil barris de petróleo/dia, o correspondente a divisas de US$ 8 milhões mensais.

Em abril de 1981, uma perturbação no sistema Chesf causou grande impacto ao sistema nordestino. Foram destruídos dois quilômetros de linhas de 230 kV e 138 kV, no trecho Campina Grande-Santa Cruz, em decorrência das chuvas intensas no Rio Grande do Norte. O acidente interrompeu o suprimento a Natal e a quase todo o interior do estado.

Durante todo o ano, a energização da linha Norte/Nordeste exigiu um acompanhamento rígido do GCOI, que estudou cada novo equipamento, controlando a tensão e o aumento no limite de transmissão para Belém, o que permitiu o uso cada vez menor das térmicas. Ainda assim, 14 acidentes afetaram a interligação Norte-Nordeste, envolvendo a abertura da linha Imperatriz-Marabá.

Em 1982, após a interligação dos sistemas elétricos da Chesf e da Eletronorte, o MME determinou que a coordenação operacional dos sistemas interligados das regiões Norte-Nordeste fosse efetuada pelo CCON, que passou a incluir a Eletronorte e a Centrais Elétricas do Pará (Celpa).

Nessa mesma ocasião, os trabalhos, as atividades e o acervo do Comitê Executivo de Abastecimento da Energia do Pará (Ceapa), criado em 1978, foram transferidos para o CCON.

O ano de 1983 seria marcado por várias perturbações na malha principal da interligação Norte/Nordeste. Em janeiro, houve perda de suprimento nas cargas de Miranda e São Luís, devido à abertura automática da linha de transmissão de 230 kV Peritoró-Miranda, em função de um curto-circuito na linha. Dias depois, registrou-se a abertura do autotransformador 500/230 kV da subestação Boa Esperança, acarretando perda de suprimento nas cargas do subsistema Oeste e das subestações de 230 kV da Eletronorte.

Em março, deu-se a abertura automática da linha Presidente Dutra-Boa Esperança em 500 kV, com perda de suprimento nas cargas de Imperatriz, Marabá, Tucuruí, Vila do Conde e Belém. Em maio, houve dois desligamentos, devidos a acidentes de proteção: o da linha Presidente Dutra-Boa Esperança, com perda do suprimento para Imperatriz, Marabá, Tucuruí, Vila do Conde e Belém; e o da linha São João do Piauí-Boa Esperança, em 500 kV, interrompendo o fornecimento à Eletronorte e a todo o subsistema Oeste da Chesf. Em julho e agosto, um curto monofásico provocou o desligamento automático da linha de transmissão Tucuruí-Vila do Conde, em 500 kV, levando a interrupções no fornecimento do sistema interligado Norte/Nordeste.

Após analisar a situação, o GCOI aprovou algumas recomendações para as regiões Norte e Nordeste – entre elas, a de evitar mais atrasos na entrada em operação de novas unidades de Tucuruí e a de examinar a possibilidade de antecipar algumas unidades da usina, ou liberar sua operação para a cota de 72 metros em fevereiro de 1985. Na eventualidade de seca em 1984, as duas providências seriam tomadas. Além disso, o reservatório de Três Marias teria sua operação voltada tanto para o Sudeste quanto para o Nordeste.

Ao longo de 1984, a linha de transmissão em 500 KV, partindo de Sobradinho, sofreu vários desligamentos, provocando interrupções no atendimento às cargas do Piauí, Maranhão e Pará. O mais grave ocorreu em outubro, envolvendo os dois bancos de autotransformadores de Camaçari, o que causou a saída forçada do subsistema Sul da Chesf, que alimenta a cidade de Salvador.



Usina hidrelétrica Sobradinho
Juazeiro/ Casa Nova, BA
S.d.
Acervo Memória da Eletricidade

A operação dos sistemas elétricos interligados de 1985 a 1998

A trajetória do setor de energia elétrica nacional, ao longo do período compreendido entre 1985 e 1998, foi marcada por severas restrições de investimento das empresas estatais, além de reformas institucionais que alteraram substancialmente o antigo modelo de organização setorial. Tais reformas foram aceleradas no primeiro governo Fernando Henrique Cardoso (1995-1998), compreendendo a privatização de concessionárias públicas, a licitação de concessões de empreendimentos hidrelétricos para o capital privado e a reformulação das entidades especializadas nas funções de regulação, planejamento da expansão e operação dos sistemas interligados. No caso da operação, o governo federal optou pela criação de um novo agente setorial, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em substituição à estrutura colegiada dos Grupos Coordenadores da Operação Interligada (GCOIs) e do Comitê Coordenador da Operação Norte/Nordeste (CCON).

Em meio ao quadro de dificuldades e incertezas do período 1985-1998, a importância da operação interligada foi redobrada por eventos singulares, como a integração da usina binacional de Itaipu, situada na fronteira de Foz do Iguaçu (PR) com Ciudad del Este (Paraguai), ao sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Além disso, foi consideravelmente aprimorada, do ponto de vista tecnológico, com a modernização dos centros de operação das principais empresas, a implantação do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e o desenvolvimento de novas ferramentas computacionais para estudos de otimização, simulação e previsão da operação energética e elétrica. Itaipu foi uma das principais responsáveis pelo aumento da oferta de energia elétrica no Brasil, no período em questão. Com 18 unidades geradoras de 700 MW de potência – metade em 50 Hz e a outra metade em 60 Hz –, a hidrelétrica tornou-se a maior usina em operação no mundo.

Inaugurada em 1984, Itaipu começou a operar comercialmente em março de 1985, com duas unidades de 50 Hz, atingindo a potência máxima prevista de 12.600 MW em 1991. Dado o caráter binacional do empreendimento, essa potência é dividida igualmente entre o Brasil e o Paraguai. Vale dizer que 6.300 MW são contabilizados na capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro, já que grande parte da cota paraguaia foi colocada à disposição do Brasil, desde a entrada em operação da usina, tal como previsto no tratado assinado entre os dois países.

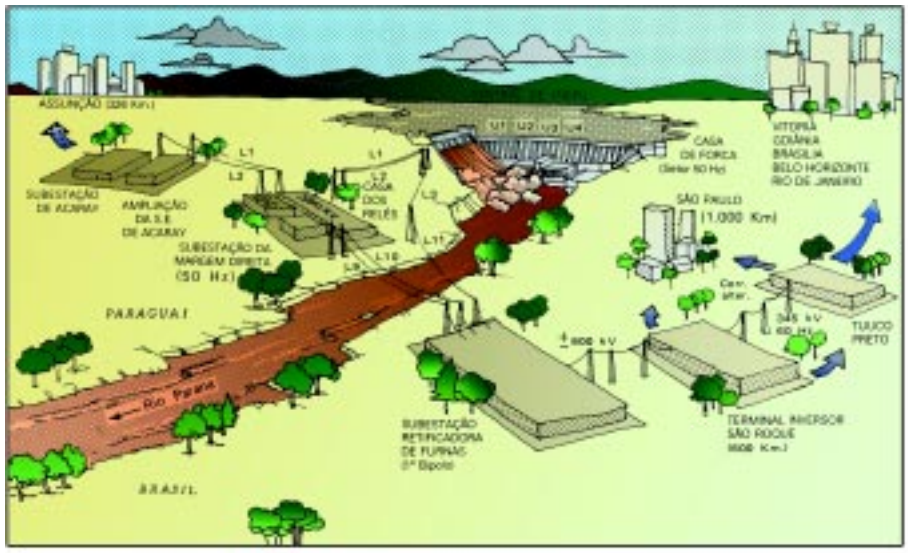


Usina hidrelétrica Itaipu.
Foz do Iguaçu, PR.
S.d.
Acervo Itaipu

Atualmente, cerca de 10% da cota paraguaia são efetivamente consumidos no país vizinho, enquanto todo o restante é exportado para o Brasil.

A energia gerada em 50 Hz chega ao mercado brasileiro por intermédio de um tronco de transmissão de corrente contínua, composto por dois bipólos de 600 kV, implantados por Furnas Centrais Elétricas entre as subestações Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP) – esta última originalmente denominada São Roque. O primeiro bipólo entrou em operação com a hidrelétrica e o segundo foi inaugurado oficialmente em janeiro de 1988. Em agosto do mesmo ano, terminou a instalação do conjunto de máquinas de 50 Hz.

A operação das unidades de 60 Hz teve início em dezembro de 1986, em conexão com o primeiro circuito do tronco de transmissão de corrente alternada de 750 kV, implantado por Furnas entre Foz do Iguaçu e a subestação terminal Tijuco Preto (SP), passando pelas subestações intermediárias Ivaiporã (PR) e Itaberá (SP).



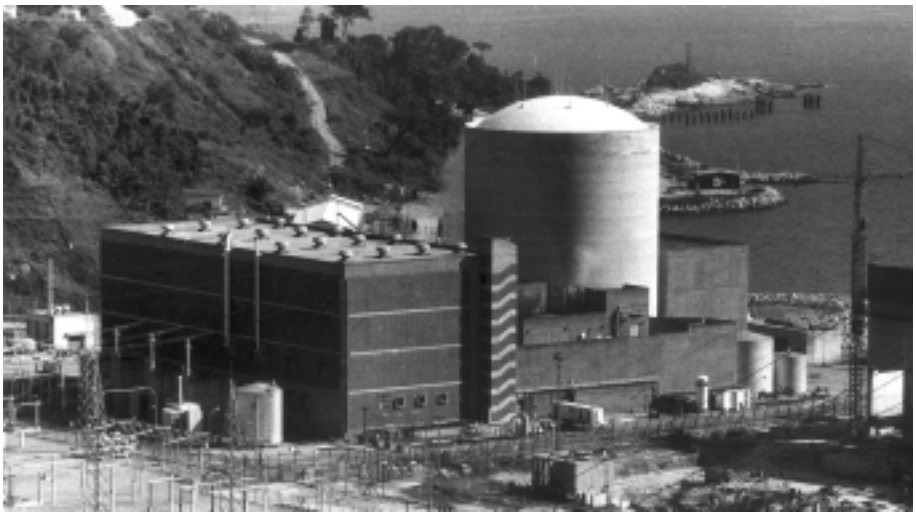
Conexão inicial da usina hidrelétrica Itaipu com os sistemas elétricos do Brasil e do Paraguai. S.l. Outubro de 1984 Acervo Itaipu

A transmissão de energia pelo segundo circuito começou em 1989, possibilitando o escoamento da potência instalada de Itaipu em 60 Hz com maior confiabilidade. Furnas foi obrigada a postergar por vários anos a construção do terceiro circuito, devido à escassez de recursos para investimento. Por isso mesmo, a configuração básica do tronco de transmissão em corrente alternada associado a Itaipu e à interligação Sul-Sudeste em 750 kV permaneceu praticamente inalterada até 1998. A entrada em operação do terceiro circuito ocorreria de forma escalonada nos anos seguintes, começando pela inauguração, em 1999, do trecho inicial entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã.

A capacidade geradora do sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste (ou, simplesmente, sistema interligado Sul/Sudeste) recebeu um acréscimo de cerca de 8.000 MW até o fim de 1998, passando a totalizar 38.308 MW, como mostra a Tabela 1. Importa notar que este montante não inclui a parcela de potência de Itaipu pertencente ao Brasil que, segundo critério adotado pelo GCOI e mantido pelo ONS, é contabilizada separadamente. De todo modo, a inclusão de Itaipu não alterou um dado fundamental: a expansão do parque gerador do maior sistema interligado do país, ao longo dos 14 anos compreendidos entre 1985 e 1998, foi bem menos acentuada que no período de 1974 a 1984.

Na verdade, a crise financeira setorial e a prioridade conferida a Itaipu limitaram bastante a expansão das concessionárias públicas federais e estaduais que integravam o sistema interligado Sul/Sudeste, especialmente durante o processo de motorização da usina binacional. Basta dizer que, entre 1985 e 1991, apenas 1.100 MW foram adicionados à capacidade geradora do sistema, incluindo-se nesse total a potência nominal de Angra 1 (657 MW), primeira usina nuclear do país, erguida em Angra dos Reis (RJ). Sua operação comercial foi iniciada por Furnas em janeiro de 1985, sendo significativamente afetada por problemas ligados aos equipamentos. Angra 1 apresentou elevado grau de indisponibilidade até 1988, prejudicando a confiabilidade do suprimento aos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

A Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp) e a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul, foram as responsáveis pelos demais acréscimos de potência do sistema, na segunda metade da década de 1980. Além da conclusão da motorização de Nova Avanhandava, localizada no rio Tietê, municípios de Buritama e Coroados (SP), em 1985, a Cesp acionou a primeira unidade da usina Rosana, situada no rio Paranapanema, nas cidades de Teodomiro Sampaio (SP) e Diamante do Norte (PR), em 1987. Já a CEEE concluiu em 1987 a termelétrica a carvão Presidente Médici (320 MW), mais conhecida como Candiota II, no então distrito de mesmo nome, em Bagé (RS).



Usina termonuclear Angra 1.
Angra dos Reis, RJ.
15 de fevereiro de 1987
Acervo Furnas
Fotógrafo J. Nonato

A capacidade de geração do sistema interligado Sul/Sudeste permaneceu virtualmente estagnada entre 1988 e 1991. O ritmo reduzido de crescimento econômico, a crise financeira setorial e a preferência forçada pela compra de energia de Itaipu reduziram o espaço para a entrada de novas usinas. A partir de 1992 – com um atraso de vários anos em relação às datas originalmente programadas –, algumas obras de geração de médio e grande portes foram concluídas. Entre as novas usinas integradas ao sistema interligado até o fim de 1998, merecem destaque as hidrelétricas Segredo, da Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), situada nos municípios de Mangueirinha e Pinhão (PR); Taquaruçu (Escola Politécnica), da Cesp, localizada em Sandovalina (SP) e Itaguajé (PR); Três Irmãos, também da Cesp, em Pereira Barreto (SP); Nova Ponte, da Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), no município de mesmo nome (MG); Corumbá, de Furnas, situada em Corumbaíba e Caldas Novas (GO); Serra da Mesa, também de Furnas, em Colina do Sul e Minaçu (GO); e a termelétrica Jorge Lacerda IV, da Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul), na cidade de Tubarão (SC).

A usina Segredo (1.260 MW), no rio Iguaçu, foi inaugurada pela Copel em 1992 e atingiu sua capacidade máxima no ano seguinte, tornando-se a segunda maior hidrelétrica da companhia. Também em 1992, a Cesp colocou em operação Taquaruçu (555 MW), no rio Paranapanema, concluindo a instalação das máquinas em 1997. A usina Três Irmãos (800 MW), no rio Tietê, começou a gerar energia em 1993, sendo finalizada em 1999. Além da inauguração destas duas hidrelétricas, a Cesp levou a cabo a motorização de Rosana (375 MW). Já a usina Nova Ponte (510 MW) construída pela Cemig no rio Araguari, foi inaugurada em 1994.

A implantação da termelétrica Jorge Lacerda IV (350 MW) foi concluída pela Eletrosul em 1997. No mesmo ano, Furnas inaugurou o aproveitamento hidrelétrico de Corumbá (375 MW), no rio de mesmo nome, e, no ano seguinte, em parceria com a iniciativa privada, acionou a usina Serra da Mesa (1.275 MW), na bacia do Alto Tocantins.

A capacidade de armazenamento de energia do sistema interligado Sul/Sudeste aumentou basicamente em função dos reservatórios de Serra da Mesa, Nova Ponte e Três Irmãos. Maior reservatório até hoje construído no Brasil, com um volume total de 54 bilhões de m^3 de água, Serra da Mesa promoveu a regularização do rio

Tocantins, proporcionando ganhos diretos para as usinas localizadas a jusante, em particular Tucuruí, situada no município de mesmo nome, no Pará. O reservatório de Nova Ponte acrescentou ganhos energéticos relevantes, possibilitando uma maior geração das usinas situadas no Paranaíba e no Paraná em fases de seca. É o terceiro maior reservatório de água da Cemig, com um volume útil de 10 bilhões de m^3. Ligado ao reservatório de Ilha Solteira, situada em Pereira Barreto (SP) e Selvíria (MS), pelo canal Pereira Barreto, o de Três Irmãos possui um volume útil de 3,5 bilhões de m^3. Seu projeto original visava aumentar a geração firme da usina Ilha Solteira, com o desvio das águas do rio Tietê, sem prever a instalação de uma casa de força ao pé da barragem.

O sistema interligado Norte/Nordeste dobrou sua capacidade de geração entre 1985 e 1998, passando a somar, no fim do período, 14.719 MW, conforme a Tabela 1. A expansão do sistema foi comandada por três aproveitamentos hidrelétricos: o já citado Tucuruí, no rio Tocantins; Itaparica (Luís Gonzaga), no rio São Francisco, nas cidades de Petrolândia (PE) e Glória (BA); e Xingó, também no São Francisco, nos municípios de Canindé do São Francisco (SE) e Piranhas (AL).

TABELA 1

Capacidade de geração dos sistemas interligados brasileiros (MW)

Região/Sistema	Dezembro 1984	Dezembro 1998
Sudeste/Centro Oeste	23.924	29.779
Sul	6.489	8.529
Subtotal Sul/Sudeste/Centro-Oeste	30.413	38.308
Nordeste	6.141	10.479
Norte	941	4.240
Subtotal Norte/Nordeste	7.082	14.719
Itaipu (60 Hz)	-	6.300
Total geral	37.495	59.327

Fontes:
Eletrobrás. Diretoria de Operação de Sistemas. *Panorama do atendimento aos sistemas interligados do Brasil no triênio 1986/1987/1988.* Palestra apresentada pelo engenheiro José Marcondes Brito de Carvalho ao Ministro das Minas e Energia, Antônio Aureliano Chaves de Mendonça, em 16/09/1985. p. 1

GCOI. *Relatório de acompanhamento, avaliação e estatística da operação interligada*. 4º trimestre de 1998. p. 37.

Inaugurada pela Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) em novembro de 1984, Tucuruí foi motorizada de forma progressiva, tal como Itaipu, atingindo sua capacidade máxima (4.200 MW) em 1992. Seu reservatório pode armazenar até 45 bilhões de m^3, sendo o segundo maior do país, inferior apenas ao de Serra da Mesa.

A energia de Tucuruí contribuiu decisivamente para o abastecimento do mercado próprio da Eletronorte, na parte oriental do Pará e no Maranhão, alcançando em 1993 o Estado de Tocantins. Além disso, viabilizou o intercâmbio de energia com a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf) por intermédio do tronco de transmissão em 500 kV, responsável pela interligação Norte/Nordeste. Na segunda metade dos anos 1980, a Eletronorte acumulou um crescente superávit nas trocas de energia com a companhia nordestina, retribuindo a ajuda recebida em momentos críticos da operação interligada Norte/Nordeste, no fim de 1981.

Situada a montante do complexo de Paulo Afonso, Itaparica (1.500 MW) foi inaugurada em junho de 1988, com um atraso de mais de sete anos em relação à previsão inicial, sendo concluída no início de 1990. A hidrelétrica possui um reservatório de regularização anual, com um volume máximo de 10 bilhões de m^3 – o segundo maior da Chesf depois de Sobradinho, que se estende pelas cidades baianas de Juazeiro e Casa Nova.

A exemplo de Itaparica, Xingó sofreu uma série de contratempos no processo de construção, que inviabilizaram sua entrada em serviço em 1990, como planejado inicialmente. Localizada a jusante de Paulo Afonso, no trecho final do cânion do São Francisco, a hidrelétrica foi inaugurada em dezembro de 1994, atingindo, três anos depois, a potência máxima (3.000 MW) prevista em sua primeira etapa.

A Chesf também concluiu a ampliação de Boa Esperança (Pres. Castello Branco), situada em Guadalupe (PI) e São João dos Passos (MA), colocando em operação, em 1990 e 1991, suas duas últimas unidades. Com isso, a hidrelétrica atingiu a capacidade final, de 235 MW. Com o racionamento de energia elétrica na área da empresa em 1987, seis unidades térmicas de 18 MW foram instaladas na cidade de Camaçari, na Bahia. A termelétrica Camaçari II foi desativada em 1992 e suas máquinas transferidas para sistemas isolados da Eletronorte.



Desenho técnico da usina hidrelétrica Itaparica.
S.I. Fevereiro de 1984
Acervo Chesf

A expansão da rede de transmissão dos sistemas interligados, entre 1985 e 1998, foi condicionada pelas severas limitações de investimento do setor. Em termos gerais, os reflexos mais fortes dos cortes de investimento foram sentidos pelos segmentos de transmissão e distribuição. Os atrasos e a postergação de inúmeras obras de transmissão provocaram impactos negativos no comportamento dos sistemas, ocasionando redução dos níveis de confiabilidade e até mesmo a situação extrema do não atendimento a determinadas cargas. Vale destacar que a crise de suprimento que atingiu a Região Nordeste em 1987, embora associada à piora das condições hidrológicas do rio São Francisco, foi considerada, essencialmente, uma crise de transmissão elétrica, determinada pelo atraso na duplicação da ligação Tucuruí-Presidente Dutra em 500 kV.

A rede de transmissão dos sistemas elétricos interligados e isolados no Brasil, segundo a classificação adotada pelo setor, comporta as linhas em tensão igual ou superior a 230 kV, desempenhando duas funções primordiais. A primeira é a distri-

buição espacial de energia em grosso aos grandes centros consumidores e a alimentação de eventuais consumidores de grande porte. A segunda consiste na interligação de usinas geradoras, bacias hidráulicas e regiões de características hidrológicas heterogêneas, com o fim de corrigir os desequilíbrios regionais entre produção e consumo. A rede de subtransmissão, englobando as tensões de 69 e 138 kV, tem a finalidade de transmitir energia às pequenas cidades ou grupamentos de cidades, ao interior dos grandes centros urbanos e a consumidores industriais de grande porte. Tal classificação não é rígida, porque a tensão de 138 kV, sendo de fronteira, também pode ser enquadrada eventualmente como de transmissão.

A extensão total da rede de transmissão dos sistemas interligados passou de cerca de 45 mil quilômetros para quase 64 mil quilômetros, no período de 1985 a 1998, conforme Tabela 2, com a incorporação de aproximadamente 19 mil quilômetros de linhas em níveis de tensão situados na faixa de 230 kV a 750 kV. Já a capacidade de transformação dos sistemas interligados, na mesma faixa de tensão, aumentou de 91.134 MVA para 205.221 MVA, com a entrada em operação de novas subestações e a ampliação das antigas instalações pré-existentes.

TABELA 2

Extensão das linhas de transmissão dos sistemas interligados (km)

Tensão	Dezembro 1984	Dezembro 1998
230 kV	20.951	31.431
345 kV	7.261	8.991
440 kV	5.522	5.936
500 kV	10.825	14.217
600 kV	-	1.612
750 kV	568	1.783
Total	45.127	63.970

Fontes:
GCOI. *Relatório anual* 1985. p. 13; GCOI.
Relatório de acompanhamento, avaliação e estatística da operação interligada. 4º trimestre de 1998. p. 37.

Responsável pela rede de transmissão interestadual nas regiões Sudeste e Centro-Oeste e pelo transporte de energia gerada em Itaipu, Furnas implantou cerca de 5.500 quilômetros de linhas em níveis de tensão igual ou superior a 230 kV.



Primeira torre montada na linha de transmissão Tucuruí-Altamira, em 230 kV, do Sistema Tramoeste. PA.
Setembro de 1997
Acervo Eletronorte

A expansão do sistema de extra-alta tensão de Furnas, entre 1985 e o início da década de 1990, foi basicamente condicionada pela importância vital da energia de Itaipu para o atendimento do sistema interligado Sul-Sudeste. Além das linhas integrantes dos troncos em corrente contínua e corrente alternada do sistema de transmissão associado a Itaipu, a empresa federal colocou em operação novas linhas de 500 kV e 345 kV, com o objetivo de reforçar o sistema receptor para o escoamento da potência da usina binacional pelas áreas Rio de Janeiro e São Paulo. Importante elo de ligação dos terminais de Itaipu ao Rio de Janeiro, a linha Tijuco Preto-Cachoeira Paulista, de 500 kV, foi inaugurada por Furnas em novembro de 1988. Simultaneamente, o sistema de 345 kV da área São Paulo, receptor de grande parte da energia proveniente de Itaipu, passou a dispor da linha Ibiúna-Guarulhos, também de 500 kV, mas operando provisoriamente em 345 kV. No ano seguinte, Furnas estabeleceu a ligação em 500 kV entre as subestações Ibiúna e Campinas. Em 1991, a instalação de novos bancos transformadores nas subestações Foz do Iguaçu, Tijuco Preto e Ivaiporã permitiu a utilização plena da capacidade de geração da usina Itaipu em 60 Hz e elevações significativas na capacidade de recebimento de energia dos sistemas Sul e Sudeste.

A configuração dos sistemas de 500 kV da Eletrosul e da Cemig também sofreu importantes alterações na segunda metade da década de 1980. O sistema de 500 kV da Eletrosul foi praticamente duplicado em setembro de 1987, com a entrada em operação do circuito entre a usina Salto Santiago, situada em Laranjeiras do Sul e Chopinzinho (PR), e a subestação Gravataí (RS), passando por Itá. Essa ligação reforçou o suprimento a Porto Alegre, aliviando o problema de baixa tensão que se registrava na capital gaúcha. Em maio de 1988, a empresa federal inaugurou a linha Ivaiporã-Londrina, de 500 kV, permitindo que fossem solucionados os problemas de controle de tensão no Norte do Paraná. Também merece registro a conversão da linha Blumenau-Curitiba, de 230 kV para 500 kV, efetivada pela Eletrosul em 1989.

Em 1989, a Cemig colocou em operação novas linhas de 500 kV entre a usina Emborcação (Teodomiro Sampaio), situada nas cidades de Cascalho Rico (MG) e Catalão (GO), e a subestação Neves e entre a subestações Jaguara e Ouro Preto. A inauguração dessas linhas e a ampliação da subestação elevadora de Furnas na usina Itumbiara, situada em Arapuã (MG) e Itumbiara (GO), praticamente eliminaram as restrições de geração nas usinas do rio Paranaíba.

O sistema de suprimento a Cuiabá foi ampliado por Furnas, com a implantação de novas linhas de 230 kV. Em 1986, dois circuitos procedentes das usinas Itumbiara e Cachoeira Dourada, a última no município mineiro de mesmo nome, alcançaram a subestação Rio Verde, no Sul de Goiás. Em novembro do ano seguinte, a empresa federal estabeleceu a ligação em 230 kV entre Rio Verde e a subestação Rondonópolis, em Mato Grosso. Dessa forma, a interligação Centro Oeste-Sudeste foi bastante reforçada, permitindo que a Centrais Elétricas Matogrossenses (Cemat) desativasse sua principal termelétrica a diesel em Cuiabá.

Em fevereiro de 1988, a Eletronorte colocou em operação o segundo circuito de 500 kV do tronco de transmissão entre Tucuruí e a subestação Presidente Dutra (MA), o que possibilitou um acréscimo significativo no limite de transmissão entre as regiões Norte e Nordeste, considerado essencial para a suspensão do racionamento imposto no ano anterior aos estados nordestinos e à parte da Região Norte atendida por Tucuruí.

A Chesf cuidou da integração de Itaparica a seu sistema de transmissão de 500 kV. Em abril de 1988, a antiga ligação entre Sobradinho e Paulo Afonso, agora passando por Itaparica, foi duplicada com a entrada em operação do segundo circui-



Usina hidrelétrica Tucuruí.
Tucuruí, PA.
Março de 2002
Acervo Eletronorte

to de 500 kV e da nova usina. A empresa nordestina também reforçou o suprimento em 230 kV à capital cearense, implantando novos circuitos no tronco de transmissão Paulo Afonso-Milagres-Fortaleza entre 1987 e 1989.

O agravamento das restrições financeiras do setor de energia elétrica no início da década de 1990 comprometeu de forma ainda mais acentuada a expansão da rede de transmissão dos sistemas interligados. Entre 1990 e 1994, pouco mais de dois mil quilômetros de linhas em tensão igual ou superior a 230 kV foram adicionados aos sistemas, como resultado, principalmente, de obras realizadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Algumas instalações inauguradas nesse período merecem destaque. Em 1992, a Cesp estabeleceu a ligação entre Taquaruçu e Jupiá – esta última localizada nas cidades de Castilho (SP) e Três Lagoas (MS) –, integrante do sistema de transmissão de 440 kV associado às usinas do Pontal do Paranapanema. No ano seguinte, a Eletrosul colocou em serviço a linha de 500 kV entre Itá (RS) e Campos Novos (SC). A interligação Centro Oeste/Sudeste em 230 kV foi reforçada por Furnas, com a entrada em operação do segundo circuito das linhas Itumbiara-Rio Verde, em 1992, e Rio Verde-Barra do Peixe, em 1994.

A expansão da rede de transmissão da Chesf e da Eletronorte no sistema Norte-Nordeste foi ainda mais reduzida. A integração de Xingó ao sistema de 500 kV da Chesf baseou-se, em ampla medida, no aproveitamento da rede preexistente. Ainda na fase de construção da usina, a Chesf promoveu a interligação de Xingó com Paulo Afonso e a subestação Rio Largo, em Alagoas.

A retomada da construção de algumas usinas, no primeiro governo Fernando Henrique Cardoso, exigiu um certo esforço de investimento em obras de transmissão. Furnas levou a cabo a implantação de várias linhas e subestações na Região Centro-Oeste, em 1997 e 1998, para garantir o escoamento da energia de Corumbá e Serra da Mesa. A usina Corumbá foi integrada ao sistema de 345 kV por intermédio da linha Itumbiara-Corumbá-Brasília Sul. A integração elétrica de Serra da Mesa foi feita por um sistema de 500 kV, entre a usina e a subestação Samambaia, localizada no Distrito Federal. Esse novo sistema aumentou a confiabilidade do suprimento a Goiás e, particularmente, à área do Distrito Federal. Furnas também expandiu seu sistema de 500 kV na Região Sudeste, implantando novas linhas nesse nível de

tensão entre Campinas e Ibiúna, no Estado de São Paulo, em 1997, e entre Angra I e as subestações Grajaú e São José, no Rio de Janeiro.

A Eletronorte promoveu a construção do sistema de transmissão do Oeste do Pará – o chamado Tramoeste –, visando a integração elétrica de várias localidades, como Altamira, Rurópolis, Itaituba e Santarém, ao sistema Norte/Nordeste. Em fins de 1998, Altamira e Rurópolis começaram a receber energia de Tucuruí, com a conclusão de duas linhas de 230 kV da empresa federal.

Também no fim de 1998, Furnas e a Eletronorte iniciaram testes operacionais do primeiro estágio da chamada interligação Norte-Sul, constituída por um conjunto de linhas de 500 kV e subestações construídas desde Presidente Dutra até Samambaia. Responsável pela conexão dos dois grandes sistemas interligados brasileiros, a interligação Norte-Sul entraria em operação comercial em fevereiro de 1999.

De todo modo, várias obras importantes propostas nos planos decenais de expansão do setor foram sistematicamente reprogramadas, tais como o terceiro circuito de 750 kV do tronco de transmissão em corrente alternada de Itaipu, o segundo circuito de 500 kV da interligação Norte/Nordeste (constituído pela ligação Presidente Dutra-Teresina-Sobral-Fortaleza) e a segunda etapa do sistema de transmissão em 500 kV associado a Xingó.

As crises de suprimento atingem a Nova República

Em março de 1985, o Brasil iniciou um novo ciclo de sua história política, com a posse de José Sarney à frente do chamado governo da Nova República. Sucessor do general João Batista Figueiredo (1979-1985) e primeiro presidente civil do país após quase 21 anos de regime militar, Sarney exerceu o comando político do país até março de 1990.

Durante seu mandato, o Brasil enfrentou o desafio de reconstruir o regime democrático, em meio à persistente crise econômico-financeira. As reformas políticas começaram com a revogação de parte da legislação autoritária, culminando com a promulgação de nova Constituição, em outubro de 1988.



Posse do presidente da República José Sarney. Brasília, DF. 15 de março de 1985
Acervo O Globo

Sarney definiu o combate à inflação como o objetivo número um de sua política econômica. Salvo o breve período de sucesso do Plano Cruzado, em 1986, o governo da Nova República foi marcado por flagrante instabilidade e crescente deterioração das finanças públicas. Diante desse quadro, a gestão estatal acabou se limitando a esforços repetidos e cada vez mais precários para evitar a hiperinflação.

A economia brasileira apresentou um crescimento médio anual de 3,5%, entre 1985 e 1989, cabendo destacar o desempenho diferenciado do Produto Interno Bruto (PIB). Em 1985 e 1986, o crescimento do PIB situou-se ao redor dos 8%, sinalizando uma aparente retomada do processo de expansão da economia. Nos anos seguintes, a inflação voltou com toda a intensidade e o país enveredou novamente pelo caminho da recessão. O crescimento foi muito pequeno, cabendo destacar a queda de 1% do PIB em 1988.

O consumo de eletricidade, no entanto, seguiu apresentando taxas de crescimento significativamente elevadas e sempre superiores ao desempenho do PIB. A expansão do mercado de energia elétrica foi mais acentuada nos dois primeiros anos da Nova República. A existência de uma componente inercial na dinâmica do mercado de energia elétrica induziu seu crescimento, mesmo com a economia em crise. Cumpre registrar, por exemplo, o aumento de 4,5% do consumo total de energia elétrica em 1988, ano marcado pela queda do PIB e ainda por uma pequena recuperação do valor real das tarifas. Cresceram o consumo *per capita* e o conteúdo elétrico do PIB, bem como a participação da energia elétrica no balanço energético nacional, que chegou a 37% em 1990, certamente uma das mais elevadas em termos mundiais.

Durante o governo Sarney, a trajetória do setor de energia elétrica sofreu diretamente os efeitos do agravamento da crise econômico-financeira. Em novembro de 1985, o presidente aprovou o Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica (PRS), elaborado pela Eletrobrás, com a programação de obras e investimentos até 1989 e as medidas necessárias à promoção do equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

O PRS apontou a elevação dos riscos de déficit no suprimento de energia aos sistemas interligados – em particular, nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste – como importante conseqüência do enquadramento dos programas de obras no restrito quadro de recursos para investimento.

Apoiado pelo Banco Mundial, o plano permitiu, momentaneamente, certa capitalização das empresas, mas acabou fracassando, em virtude das demandas da política antiinflacionária. Os problemas do setor tornaram-se ainda mais agudos a partir da promulgação da Constituição de 1988, em virtude da extinção do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE). A arrecadação tributária equivalente foi transferida para os estados, por meio do Imposto sobre Circulação de Serviços e Mercadorias (ICMS), sem a correspondente transferência de atribuições.

As restrições de investimentos e seus efeitos nas instalações de suprimento de energia – sobretudo na área de transmissão – afetaram sensivelmente a operação dos sistemas elétricos interligados, ao longo da segunda metade da década de 1980. As equipes do GCOI e do CCON lidaram com sérias dificuldades para assegurar o atendimento do mercado com requisitos mínimos de qualidade, confrontando-se com

situações extremas de racionamento na Região Sul e em toda a área do sistema interligado Norte/Nordeste.

Em 1985, as freqüentes indisponibilidades de Angra 1 e do elo de corrente contínua de Itaipu comprometeram a operação do sistema interligado da Região Sudeste, cujo suprimento energético tornou-se extremamente dependente da geração das usinas dos rios Paranaíba, Grande e Paraná. A ocorrência de dois colapsos globais do sistema Sudeste e a necessidade de cortes da carga de Energia Garantida por Tempo Determinado (EGTD) foram alguns dos reflexos das severas condições que prevaleceram, durante todo o ano, nos sistemas interligados Sudeste e Sul.

Além dos blecautes, a operação foi marcada, ainda em 1985, por outra situação emergencial: a escassez energética provocada pela estiagem que vitimou a Região Sul e a área Sul do Estado de São Paulo, no segundo semestre. A seca atingiu, de modo especial, as bacias dos rios Iguaçu e Paranapanema, cujas vazões apresentaram, em certos meses, valores inferiores aos mínimos ocorridos nos 50 anos anteriores.

O impacto da situação hidrológica desfavorável foi acentuado pelo crescimento do mercado de energia elétrica, bem maior do que o previsto para aquele ano. A recuperação da atividade econômica foi acompanhada por elevado crescimento do consumo de eletricidade em todo o país. Na Região Sul, a carga própria de energia aumentou 11,6%, superando a média de 10,3% das quatro regiões atendidas pelos sistemas interligados. A situação hidrológica adversa, o crescimento do mercado e outros fatores intervenientes – como o atraso de obras e a indisponibilidade de recursos significativos de geração e transmissão – acarretaram o progressivo desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia na Região Sul, ao longo do segundo semestre.

Diante desse quadro, várias medidas foram tomadas pelo GCOI, a partir de julho – entre elas, a geração em capacidade plena nas usinas termelétricas a carvão da Região Sul; a geração termelétrica na base da usina a óleo combustível de Alegrete, situada no município de mesmo nome (RS); a transferência de energia elétrica do Sudeste para o Sul, até os limites de segurança dos equipamentos; e a suspensão dos fornecimentos de EGTD, inicialmente nos períodos de ponta de carga, para os consumidores das regiões Sudeste e Sul. A partir de setembro, a suspensão seria ampliada para 24 horas na Região Sul.

Os blecautes e as numerosas perturbações de caráter local, nos estados de Mato Grosso, Pará, Maranhão e Bahia, atestaram a existência de graves deficiências na rede de transmissão dos sistemas interligados. A restrição existente no sistema de transmissão associado às usinas do Paranaíba – incapaz de escoar em padrões aceitáveis de segurança e confiabilidade a potência instalada de São Simão, situada nas cidades de Santa Vitória (MG) e São Simão (GO); da já citada Itumbiara; e da usina Emborcação – foi uma das principais preocupações do GCOI.



Eletrobrás admite que existe o risco de racionamento. É de 30%

Letreiros luminosos apagados e as ruas mais escuras, sinais da crise

Reformular o projeto de Tucuruí, solução para o Norte e Nordeste

Notícia do jornal *O Globo*.
Rio de Janeiro, RJ.
11 de agosto de 1985
Acervo O Globo

O primeiro blecaute ocorreu em 18 de agosto. O sistema vinha operando com dificuldade, em decorrência da transferência de grandes blocos de energia para a Região Sul, dos freqüentes desligamentos em linhas de 500 kV (causados por queimadas nas faixas de servidão), e da manutenção corretiva de Angra 1. No dia do blecaute, o elo de corrente contínua de Itaipu encontrava-se fora de operação, para a realização de testes nas estações conversoras de Foz do Iguaçu e Ibiúna. O colapso foi desencadeado pelo desligamento da linha Marimbondo-Araraquara, devido a um curto-circuito provocado por uma queimada sob a linha. O suprimento às áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo sofreu um colapso quase total. Outros desligamentos no sistema-tronco de 500 kV acarretaram a perda de carga da área Minas Gerais. Foram interrompidas, também, algumas cargas no Estado de São Paulo, devido às oscilações decorrentes da situação de instabilidade do sistema. Essas oscilações determinaram a abertura da linha Ivaiporã-Tijuco Preto de 750 kV e o desligamento automático de 10% da carga da Região Sul. Como a perturbação ocorreu num domingo, os prejuízos foram minimizados.



Blecaute total pega Rio, Minas e o Espírito Santo

SÃO PAULO — Embora não tenha condições de avaliar as causas, o Vice-Presidente das Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp), Lindolfo Ernesto Paixão, afirmou que foi muita sorte o blecaute que atingiu São Paulo ontem, ter acontecido num domingo à noite. "Se acontecesse num dia de semana", garante ele, "as conseqüências teriam proporções imprevisíveis".

Segundo as informações preliminares que recebeu, Paixão disse que houve uma grande perturbação no tronco que vai de Minas Gerais ao Rio Grande do Sul, causando interrupção total de energia para os estados do Rio, Minas e Espírito Santo e parcial em Santa Catarina e no Paraná.

São Paulo só não foi atingido porque, num domingo, o consumo é bem menor e pode ser suprido por nossas próprias usinas hidrelétricas. De uma coisa apenas temos certeza absoluta: a perturbação não ocorreu em São Paulo. As empresas dos Estados estão procurando as causas.

Na sua opinião, é pouco provável que tenha ocorrido uma falha humana. A possibilidade maior é de que os equipamentos estejam com problemas.

Embora Paixão tenha dito que São Paulo não foi afetado, várias cidades do interior ficaram alguns minutos sem luz. Outras, como a Capital, sofreram apenas rápidas interrupções no fornecimento e pelo menos em uma, Bauru, as conseqüências

foram maiores: houve sobrecarga na [illegible] que distribui energia, um rel[illegible] alta freqüência explodiu e a região fi[illegible] uma hora sem energia.

Em Mato Grosso do Sul várias cida[illegible] da região de Campo Grande e Dour[illegible] sofreram breves interrupções no for[illegible] mento de luz.

No Paraná, a maior parte das cid[illegible] do norte do Estado foi afetada. Se[illegible] técnicos da companhia paranaense [illegible] energia, a causa foi um desarme na [illegible] distribuidor de energia de 750 K[illegible] Furnas que, por sinal[illegible] causada, atin[illegible] linhas do sistema interligado que [illegible] energia para outros estados. E[illegible] tiba e outras cidades do sul, leste [illegible] do Estado foram registradas apen[illegible] lações no fornecimento de energia

● Minas Gerais mergulhou na es[illegible] ontem por mais de cinco minutos. [illegible] um distúrbio generalizado no sis[illegible] terligado Sul/Sudeste deixou tod[illegible] do sem energia elétrica, por [illegible] 18h33m. O sistema da Companh[illegible] gética de Minas Gerais (Cemig) [illegible] posta, porém, às 19h20m.

Segundo a assessoria de im[illegible] Cemig, a causa do distúrbio ai[illegible] determinada, mas "pelos reg[illegible] poníveis" o órgão pode afirma[illegible] gem do problema não foi em se

Blecaute no Rio na pr[illegible]

Blecaute afeta São Paulo pela quarta vez

SÃO PAULO — Parte do Estado e praticamente toda capital paulista, voltaram ontem a sofrer interrupção no fornecimento de energia elétrica por cerca de quatro minutos, devido ao desligamento da linha Cabreuva-Mogi, provocado por incêndio na região de Franco da Rocha. A Companhia Energética de São Paulo não caracterizou a interrupção como blecaute, afirmando que, além da pouca duração, o sistema interligado se recompôs gradualmente, ao contrário do efeito cascata ocorrido dia 17 de setembro último, que deixou às escuras grande parte da Região Sul — Sudeste do País.

Em Brasília, o Diretor-Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia (Dnaee), Getulio Lamartine, disse que a queimada de plantações que atingiu a linha de transmissão Cabreuva-Mogi, foi a causa do blecaute que atingiu 20 por cento do Centro da cidade de São Paulo, onde as 17h38 min. Segundo ele, o blecaute durou de dois a quatro minutos, e a carga desligada foi de 1.480 megawatts. Este foi o quarto blecaute em um ano e meio. Os últimos dois ocorreram com menos de um mês — a 18de agosto e 17 de setembro.

Notícias do jornal *O Globo*. Rio de Janeiro, RJ. 19 de agosto de 1985 e 18 de outubro de 1985 Acervo O Globo

O segundo blecaute ocorreu na tarde de terça-feira, 17 de setembro, atingindo, de forma bastante severa, quase todas as áreas do sistema interligado. Na ocasião, Angra 1 já operava normalmente, mas o elo de corrente contínua de Itaipu estava em regime de testes programados. A transferência de energia para a Região Sul fora maximizada, a fim de permitir a recuperação dos reservatórios das usinas do rio Iguaçu. A perturbação começou com o desligamento de um pólo do elo de corrente contínua e a retirada automática de serviço de um dos conversores da subestação Ibiúna. A saída desse conversor e o desligamento imediato da linha Ivaiporã-Tijuco Preto acarretaram oscilação generalizada de freqüência, tensão e potência, agravada pelo desarme da linha Marimbondo-Araraquara, novamente atingida por uma queimada na faixa de servidão. O resultado foi a abertura de toda a rede de transmissão em 500 kV, responsável pela interligação das usinas do rio Paranaíba com os sistemas Cesp e Cemig, e com o tronco de transmissão de Furnas, que supre as áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo. As linhas de 345 kV de Itumbiara para Brasília também foram desligadas, interrompendo o fornecimento ao Distrito Federal e aos estados de Goiás e Mato Grosso. Houve ainda o desligamento total do sistema de 440 kV da Cesp, que cortou o suprimento a Mato Grosso do Sul e ao Estado de São Paulo. Na Região Sul, em função da abertura da linha de 750 kV, houve um corte automático de carga da ordem de 10%, tal como no blecaute de agosto, permanecendo o restante do sistema em operação normal.

A recomposição do sistema, realizada pelo GCOI, foi satisfatória em quase todas as áreas, levando entre 15 e 30 minutos, com exceção da região metropolitana de São Paulo. Ali, a recomposição demorou quase três horas, em decorrência de um segundo curto-circuito na linha Marimbondo-Araraquara, além de problemas de bloqueio nas máquinas de Jupiá e Ilha Solteira.

Em face dos blecautes de 1985 e do atraso no cronograma de obras de transmissão, o GCOI saiu em busca de soluções, ainda que paliativas, para a manutenção da qualidade do suprimento e para a diminuição dos riscos de desligamento em cascata, afetando grandes áreas do sistema. Uma delas foi o Esquema de Controle de Emergência, que seria cada vez mais utilizado para contornar carências nas instalações elétricas dos sistemas interligados (Veja quadro na página 182).

Ainda em outubro daquele ano, a situação energética na Região Sul foi agravada pela diminuição acelerada das reservas hidráulicas dos reservatórios dos rios Jacuí e Passo Fundo, em São Valentim/Campinas do Sul (RS). Em meados de novembro, as condições energéticas sofreram novo impacto, com a redução da capacidade de transporte do sistema de transmissão em corrente contínua de Itaipu, decorrente de problemas em seus transformadores conversores. Estes fatos, aliados a limitações técnico-operativas da interligação Sul/Sudeste e a limitações dos sistemas de escoamento de energia das usinas do Paranaíba, impediram maiores transferências de energia do Sudeste.

Usina hidrelétrica Passo Fundo, em construção. São Valentim/ Campinas do Sul, RS. [1970/72] Acervo Memória da Eletricidade



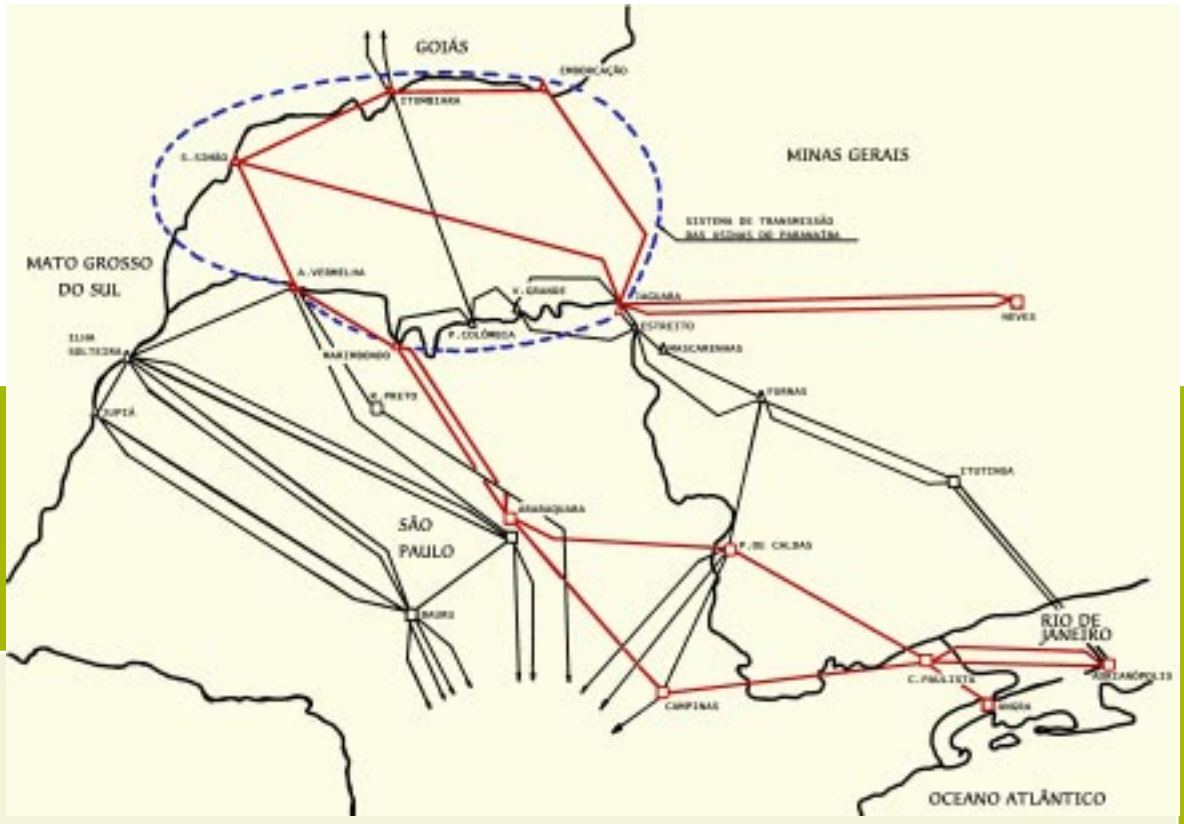
Erac e ECE garantem segurança da operação

Ao longo de sua existência, o GCOI contribuiu para a definição, implantação e atualização de Esquemas Regionais de Alívio de Carga e numerosos Esquemas de Controle de Emergência de grande importância para a segurança operativa dos sistemas elétricos interligados brasileiros.

O Esquema Regional de Alívio de Carga (Erac) foi concebido com o objetivo de evitar o colapso dos sistemas interligados ou reduzir o impacto de perturbações decorrentes da perda de grandes blocos de geração. A crescente complexidade dos sistemas elétricos no Brasil, a partir da década de 1970, aumentou consideravelmente os riscos de perdas de blocos significativos de geração, em contingências simples ou múltiplas, que poderiam ocasionar desligamentos automáticos em cascata de linhas de transmissão e colapsos totais (blecautes). A implantação dos Eracs possibilitou o desligamento automático e escalonado de blocos de carga previamente selecionadas, com a utilização de relés de freqüência, minimizando os efeitos de subfreqüência ocasionados pela perda de grandes blocos de geração.

O primeiro Erac foi implantado na Região Sul em meados da década de 1970. O sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste passou a contar com seu Erac no segundo semestre de 1984. Posteriormente, Chesf e Eletronorte implementaram um esquema análogo para a proteção do sistema interligado Norte/Nordeste. Sob a orientação do GCOI, tais esquemas foram redimensionados e ajustados para atuar em até cinco estágios, podendo rejeitar percentuais variados da carga total dos subsistemas interligados: até 35% no subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 55% no subsistema Sul e 40% no subsistema Norte/Nordeste.

A atuação desses esquemas garantiu o atendimento a cargas prioritárias, por ocasião de perdas de grandes montantes de geração nos sistemas interligados, como, por exemplo, em 13 de dezembro de 1994, quando todas as unidades geradoras de Itaipu foram desligadas, em conseqüência de uma pane nos dois bipólos de corrente contínua. Nesse distúrbio, o mais severo de Itaipu desde a entrada em operação da usina binacional, a atuação do Erac nas regiões Sul e Sudeste rejeitou um total de 8.600 MW de carga, garantindo, porém, a integridade do sistema interligado e o atendimento a cargas prioritárias.



Sistema do rio Paranaíba.
S.l. S.d.
Acervo Memória da Eletricidade

O Esquema de Controle de Emergência (ECE) foi implantado em larga escala, em meados da década de 1980, com o objetivo de preservar a integridade de equipamentos e linhas de transmissão, a partir da detecção de uma condição anormal de operação. Numerosos ECEs foram concebidos pelo GCOI, para fazer frente à redução de confiabilidade dos sistemas interligados, provocada pelos freqüentes atrasos em cronogramas de instalações importantes nas redes de transmissão de energia elétrica e outros fatores, como a alta indisponibilidade de Angra 1 e o aumento das transferências de grandes blocos de energia que, freqüentemente, ocasionaram carregamentos no sistema de transmissão próximos de seus limites.

Em 1988, como relatou o coordenador do Subcomitê de Estudos Elétricos do GCOI, engenheiro Xisto Vieira Filho, diversos ECEs em serviço nos sistemas Sudeste e Sul estavam substituindo elementos de transmissão não instalados, por falta de recursos do setor. Um dos mais importantes era o do sistema de transmissão associado às usinas do rio Paranaíba. Composto de dispositivos estabilizadores de potência (PPS) e de corte de geração, esse esquema entrou em operação em 1985, assegurando significativa elevação nos despachos de geração das hidrelétricas São Simão, Itumbiara e Emborcação. Cumpre ressaltar que o tronco de 500 kV da área do Paranaíba constituía, precisamente, um dos elos mais frágeis do sistema interligado Sudeste/Centro-Oeste, não dispondo de capacidade suficiente para escoar, em condições confiáveis, a totalidade da potência de suas três grandes usinas (5.150 MW). Graças ao esquema concebido pelo GCOI, o limite de transmissão, fixado em 3 mil MW após o blecaute de 1984, foi elevado para 4.200 MW em regime de carga pesada.

No sistema Norte/Nordeste, merece destaque a montagem do esquema de corte de geração de Tucuruí, que melhorou consideravelmente as condições de intercâmbio do Norte para o Nordeste.

No início de novembro, o horário de verão foi implantado em todo o território nacional, tendo em vista o máximo aproveitamento da luz natural, com a conseqüente redução e deslocamento do consumo de energia elétrica no horário de ponta. Implantado com base no Decreto nº 91.698, promulgado em setembro de 1985, o novo horário perdurou até 15 de março do ano seguinte. Instituído pela primeira vez no Brasil em 1931, o horário de verão tinha sido utilizado de forma esporádica até 1968, tornando-se medida recorrente a partir de 1985.

Em virtude das deficiências de transmissão existentes, a transferência de energia do Sudeste para o Sul impôs estudos detalhados de planejamento da operação elétrica pelas equipes técnicas do GCOI. Com base nesses estudos, dispositivos estabilizadores de potência (PPS) foram colocados nas usinas Marimbondo, situada nos municípios de Icém (SP) e Fronteira (MG); e nas já citadas São Simão e Itumbiara, permitindo elevar os limites de geração nas usinas do Paranaíba. Os limites dinâmicos na interligação Sul/Sudeste também foram elevados, com riscos assumidos de perda de carga na Região Sul.

A produção total de energia elétrica nos sistemas interligados Sul/Sudeste e Norte/Nordeste atingiu, em 1985, a marca de 177 mil GWh, equivalentes a quase 97% da carga própria de energia desses sistemas.

O peso relativo da geração hidráulica na produção dos sistemas interligados apresentou um pequeno recuo, caindo, em termos globais, para 96,1% do total. A queda mais acentuada ocorreu no Sul, em função da grande estiagem do segundo semestre, tendo como contrapartida o aumento da geração térmica à base de carvão. Vale ressaltar que, no caso da energia térmica de origem nuclear, apesar das freqüentes paralisações de Angra 1, a geração ainda foi ligeiramente superior, com a queima de carvão.

O atendimento da carga própria foi complementado quase inteiramente por Itaipu, registrando-se ainda uma parcela ínfima de energia recebida de empresas autoprodutoras, como a Companhia Siderúrgica de Tubarão (CST) e a Petrobras.

A administração técnica e comercial do suprimento da Itaipu Binacional foi feita inicialmente por comitês distintos, posteriormente substituídos por um único comitê, denominado Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de Eletricidade da Itaipu (Cadop), constituído por repre-

sentantes da própria Itaipu, além de Eletrobrás, Furnas, Eletrosul e da Administración Nacional de Electricidad (Ande), a estatal paraguaia vinculada ao empreendimento. Os fornecimentos de Itaipu ao sistema brasileiro, em 1985, totalizaram pouco menos de 6 mil GWh, integralmente contabilizados no balanço de energia da Região Sudeste. As metas estabelecidas no plano anual de operação foram revisadas por sucessivos programas de operação, em função das freqüentes indisponibilidades do elo de transmissão em corrente contínua.

1986: Racionamento no Sul e ameaça de corte no Sudeste

No início de janeiro de 1986, os reservatórios da Região Sul continuavam a declinar, embora mais lentamente. A energia armazenada ficou abaixo de 40% da capacidade total – isto é, algo em torno da metade da média histórica nessa época do ano – e as afluências nas principais bacias não indicavam melhoria das condições hidrológicas. A transferência de energia do Sudeste representava mais de 30% da carga da Região Sul e a geração térmica, cerca de 20%. Por isso mesmo, o atendimento de mais de 50% do mercado de energia elétrica dos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul dependia de instalações sujeitas a indisponibilidades fortuitas.

Esse quadro tornou inevitável a adoção do racionamento nos estados sulinos, como medida extrema para reduzir ou, pelo menos, estabilizar o deplecionamento dos reservatórios da região, garantindo assim a manutenção de uma reserva mínima capaz de suportar emergências na interligação e/ou no parque térmico do Sul.

Notícia do jornal *O Globo*.
Rio de Janeiro, RJ.
9 de janeiro de 1986
Acervo O Globo



Sobrecarga corta energia nos três estados do Sul

Curitiba — Sobrecarga na transmissão de energia da região Sudeste para a Sul causou um blecaute de 10 minutos na madrugada de ontem nos três estados da região. Segundo o diretor de operação da Copel — Companhia Paranaense de Energia, Antonio Otelo Cardoso, as linhas estão trabalhando acima dos limites e há possibilidade de ocorrência de novas falhas. Ontem à tarde, o presidente da Copel, Ari Queiroz, anunciou a proposta de racionamento de energia no Sul do país, que será levada à reunião de hoje em São Paulo, com o grupo coordenador de operação interligada.

Apresentando um quadro bastante grave da situação de abastecimento de energia em toda a região Sul, Ari Queiroz falou em "situação de guerra", "calamidade", e "alerta", e afirmou que os três estados — Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul — precisam economizar 20% no consumo de energia — em torno de 600 megawatts — para que a situação se estabilize.

A proposta de racionamento da região Sul prevê um acordo inicial com as indústrias, através de um compromisso formal que garantirá às empresas distribuidoras de energia o direito de punir quem não cumprir este acordo. Pela proposta da região Sul, este racionamento deve entrar em vigor entre os dias 10 e 15 de janeiro.

Ari Queiroz explicou que o acordo seria uma primeira alternativa de economia, procurando evitar o corte no fornecimento, que pode trazer sérios prejuízos ao setor industrial. "Por esta proposta, firmamos um acordo com a Federação das Indústrias de cada estado para redução de consumo de 20% neste setor — o que representa uma economia de 10% no total do consumo. A quebra do acordo permitirá punições, como vem sendo feito com o racionamento de água". Os outros 10% seriam conseguidos com a redução da iluminação pública, contatos com o comércio e orientação à população para que diminua os gastos.

Em 9 de janeiro, o Comitê Executivo do GCOI recomendou a redução de até 20% do consumo global de energia elétrica das concessionárias da Região Sul. A sugestão foi aprovada sem demora pelo ministro das Minas e Energia, Antônio Aureliano Chaves de Mendonça, e pelo diretor-geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), Getúlio Lamartine Paula de Fonseca. O racionamento nos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul começou em 16 de janeiro, sob a coordenação de uma comissão chefiada pelo representante do Dnaee e integrada pelos secretários de Energia dos estados e diretores de distribuição das concessionárias envolvidas.

O objetivo dos operadores do sistema interligado, durante o racionamento, foi utilizar minimamente a energia armazenada nos reservatórios da Região Sul, empregando ao máximo os recursos de transferência do Sudeste, a geração térmica a carvão e a óleo, a parcela recebida de autoprodutores e da Ande.

De fevereiro a meados de março, as afluências melhoraram sensivelmente, garantindo cerca de 50% do armazenamento, com tendência de aumento na taxa de recuperação. Esse quadro mais promissor levou as empresas do GCOI a recomendarem à Comissão de Coordenação do Racionamento da Região Sul (CCR-S) a diminuição, na segunda quinzena de março, do percentual de redução do consumo para 10%.

Confirmada a tendência de recuperação dos reservatórios do Sul, o GCOI propôs, em 31 de março, a suspensão das medidas restritivas. Com a chancela do ministro Aureliano Chaves, o racionamento foi suspenso em 1º de abril.

Ainda durante o racionamento no Sul, o GCOI começou a se preocupar seriamente com a perspectiva de déficit de energia no Sudeste. Em 11 de março, o Comitê Executivo discutiu uma série de recomendações para garantir o atendimento energético da região em 1986, aprovando, entre outras medidas, a realização de uma campanha intensiva de economia de energia; a operação na base das usinas termelétricas a óleo combustível, a partir de abril; e a implantação de mecanismos de compensação que permitissem a redução das cargas dos consumidores de EGTD, previstas para retornarem aos sistemas Sudeste e Sul também em abril. As proposições do comitê foram referendadas em 13 de março, pelo Conselho Deliberativo do GCOI, fórum superior de decisão do organismo colegiado, formado pelos presidentes das empresas participantes do órgão.

Convocado em caráter de urgência para avaliar a situação eletroenergética dos sistemas interligados, o conselho também recomendou expressamente a manutenção do cronograma para a entrada em operação das primeiras unidades de Itaipu em 60 Hz e da linha de transmissão de 750 kV entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã. Essas instalações constituíram a única fonte adicional de energia para a Região Sudeste até o início de 1987.

Em princípio, as empresas Furnas, Eletricidade de São Paulo (Eletropaulo) e Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) deveriam operar a plena carga suas usinas a óleo combustível a partir de abril, cabendo à Cemig reativar no menor prazo possível a termelétrica de Igarapé, no município de mesmo nome (MG), paralisada desde 1983. Entretanto, a operação das térmicas na base do sistema só ocorreu efetivamente no segundo semestre, em decorrência de uma série de fatores, começando pelo mau desempenho das usinas Piratininga, situada em Santo Amaro, na capital paulista; Santa Cruz, no bairro de mesmo nome, no Rio de Janeiro, e Carioba, em Americana (SP). Essas centrais apresentaram vários problemas de ordem técnica e administrativa, não conseguindo gerar os montantes programados pelo GCOI. Em junho, por exemplo, a produção térmica do sistema deveria ter alcançado a casa dos 900 MW médios, mas ficou em apenas 580 MW médios, abaixo do resultado de maio.



Usina termelétrica Igarapé.
Igarapé, MG. 1977
Acervo Eletrobrás

Com relação à EGTD, as medidas recomendadas em março também foram implementadas com certo atraso. No início de junho, o ministro Aureliano Chaves recomendou à Petrobras a liberação de 264 mil toneladas de óleo combustível por mês para as empresas do setor e os grandes consumidores industriais que dispunham da alternativa a óleo. Ainda em junho, as empresas de eletricidade foram autorizadas a negociar a redução total ou parcial de EGTD, utilizando duas fórmulas. O consumidor de EGTD poderia receber um crédito de horas garantidas contratualmente para posterior compensação, quando houvesse disponibilidade de energia elétrica de origem hídrica, ou optar pelo religamento de seus equipamentos a óleo combustível sem ônus, pois as concessionárias assumiriam os custos equivalentes à energia elétrica substituída.

Em julho, a situação energética do sistema já era considerada dramática pelos dirigentes do GCOI. O nível de armazenamento dos reservatórios da Região Sudeste caíra sensivelmente, em decorrência das baixas afluências em seus principais aproveitamentos hidrelétricos. A retomada substancial do consumo de EGTD no segundo trimestre, a indisponibilidade de Angra 1 e as dificuldades operativas das usinas a óleo combustível contribuíram, em certa medida, para o agravamento da situação. Em agosto, as empresas conseguiram finalmente reduzir o consumo de energia interruptível e intensificar a produção térmica. Entretanto, as condições hidrológicas permaneceram desfavoráveis.

De abril a novembro, a energia armazenada nos reservatórios baixou de 71% para 26% do valor máximo. O reservatório de Furnas, o mais importante do sistema interligado Sudeste, em função de seu porte e de seu posicionamento na bacia do rio Grande, fechou o mês de novembro com apenas 16% do volume útil.

Felizmente, em dezembro, a melhoria das condições hidrológicas e a entrada em operação das primeiras unidades de 60 Hz de Itaipu permitiram a recuperação dos níveis dos principais aproveitamentos, evitando o iminente racionamento. Os reservatórios da Região Sudeste encerraram o ano com apenas 38% do armazenamento máximo. Vale destacar o esforço empreendido por Itaipu e Furnas para garantir a normalização do abastecimento de energia ao Sudeste, antecipando em quatro meses o cronograma de instalação das unidades de 60 Hz e o de complementação do primeiro circuito do tronco de transmissão de 750 kV.

O ano de 1986 também foi marcado por acentuado esgotamento das reservas energéticas na Região Nordeste. Devido às baixas afluências verificadas no rio São Francisco e às limitações na capacidade de interligação dos sistemas elétricos da Chesf e da Eletronorte, o nível de armazenamento de energia na região caiu para 30% de seu valor máximo em dezembro de 1986, aumentando a probabilidade de um racionamento em toda a área atendida pelo sistema interligado Norte/Nordeste.

O crescimento da carga própria de energia dos sistemas interligados chegou a quase 8%, apesar do racionamento nos estados do Sul e das várias medidas para a redução do consumo, adotadas praticamente ao longo de todo o ano, nas regiões Sul e Sudeste. A carga de energia interruptível (*com possibilidade contratual de ser interrompida*), composta quase integralmente por EGTD, diminuiu bastante em relação ao ano anterior. Em 31 de dezembro, o fornecimento de EGTD foi encerrado em todo o país. Valores residuais apareceram em 1987, em decorrência de aspectos inerentes a ajustes de faturamento.

A produção total dos sistemas interligados sofreu ligeira queda, sendo compensada pelo significativo aumento no recebimento de energia de Itaipu. A parcela da produção destinada ao mercado brasileiro foi praticamente triplicada, atingindo valores da ordem de 21 mil GWh. Esse montante correspondeu a 12,6% da carga própria de energia do sistema interligado Sul/Sudeste.

As empresas das duas regiões recorreram mais intensamente à geração térmica à base de carvão ou óleo combustível para compensar a queda de produção hidráulica. Tal como ressaltado, a geração das térmicas a óleo combustível foi prejudicada, no Sudeste, pelo longo período de paralisação ou reserva fria dessas usinas. Mesmo assim, foi ampliada em termos significativos, respondendo por 4,2% da produção do sistema interligado da região – o mais alto índice observado desde 1971. A maior geração das usinas a óleo combustível acarretou, por outro lado, um saldo negativo apreciável na CCC Sul/Sudeste.

A produção de energia termelétrica à base de derivados de petróleo e carvão nos sistemas interligados, em 1986, conforme a Tabela 3, foi a mais alta do período compreendido entre 1985 e 1989. Vale frisar que a produção a carvão foi a segunda mais alta em todo o período de existência do GCOI, sendo superada apenas em 1997, em decorrência da entrada em funcionamento da usina Jorge Lacerda IV.

Quanto à produção à base de derivados de petróleo, o recorde de 1986 só seria superado em 1999.

TABELA 3

Sistemas interligados - Produção de energia termelétrica (GWh)

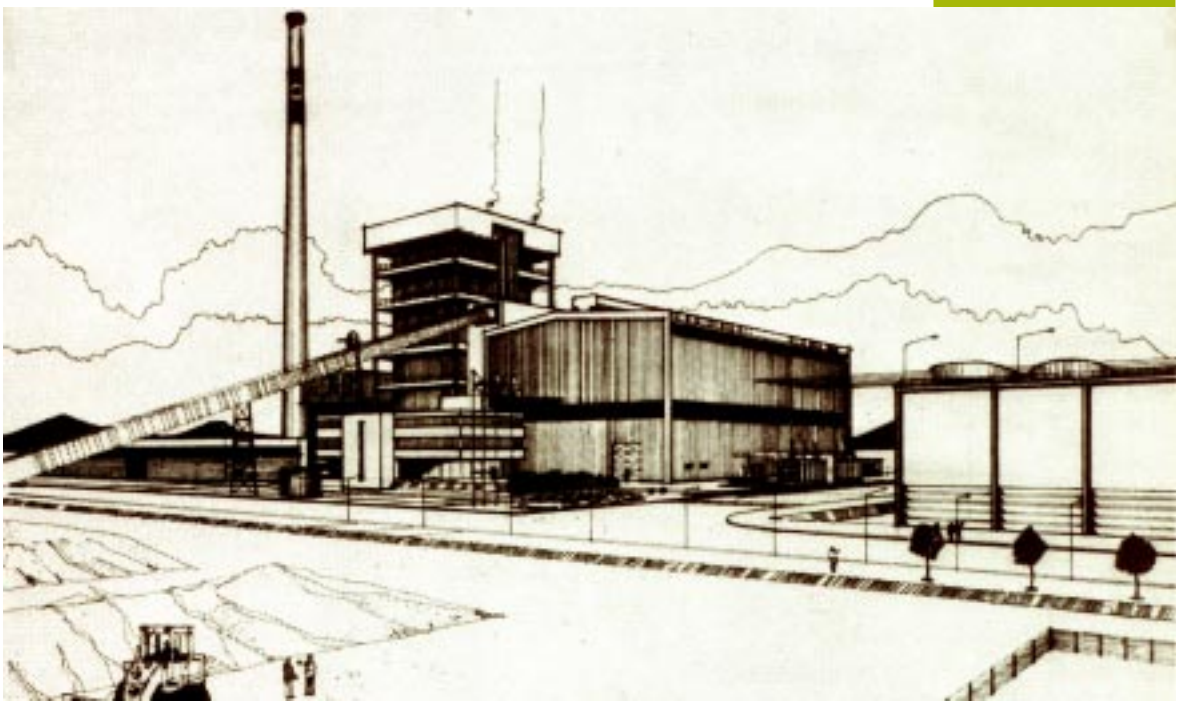
Tipo	1985	1986	1987	1988	1989
Derivados de petróleo	167	5.506	2.974	2.051	1.228
Gás natural	-	-	-	5	214
Carvão	3.338	4.471	3.553	2.694	3.479
Nuclear	3.381	144	967	608	1.839
Total	6.886	10.121	7.494	5.358	6.760

Fontes:
GCOI. *Relatório anual 1985*, p. 15;
GCOI. *Relatório anual 1990*, p. 14.

A geração de origem nuclear foi quase nula em 1986. Durante o primeiro semestre, Angra 1 ficou paralisada para a realização de vários serviços, como a troca de elementos combustíveis do reator e dos tubos do condensador, a revisão do sistema elétrico e a manutenção de bombas e servo-mecanismos. Em junho, a Curadoria de Meio Ambiente do Estado do Rio de Janeiro impetrou ação judicial contra Furnas, o que acabou resultando na interdição da usina. Em novembro, Furnas voltaria a funcionar, mas algumas falhas no gerador principal levariam a usina, no mês seguinte, a nova paralisação.

O trabalho executado pelas áreas de planejamento da operação do GCOI, programação e supervisão das empresas, e pela Secretaria de Supervisão e Coordenação (SSC) do GCOI, ao longo de 1986, foi de fundamental importância para a otimização dos recursos de geração disponíveis, em face das condições críticas de armazenamento dos sistemas. O fornecimento de grandes blocos de energia do Sudeste para o Sul, no primeiro trimestre do ano, e do Sul para o Sudeste, em novembro e dezembro, exigiu a monitoração constante dos limites de transmissão entre as duas regiões. O fluxo de energia na interligação entre as duas regiões alcançou valores recordes de 1.083 MW médios no sentido Sul, em março, e 863 MW médios no sentido Sudeste, em novembro.

A partir de 1986, com base em estudos desenvolvidos por iniciativa conjunta do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) e do GCOI, as análises de planejamento da expansão e da operação dos sistemas interligados passaram a considerar um risco de déficit de 5% ao ano, para a avaliação das disponibilidades de energia e a definição dos contratos de suprimento entre empresas, consagrando a utilização do critério probabilístico de suprimento de energia em lugar do tradicional critério determinístico. Realizados entre 1983 e 1985, os estudos do chamado subgrupo misto GCPS/GCOI foram fundamentais para a identificação das principais deficiências do critério determinístico de garantia de suprimento de energia e potência. Foram então estabelecidos os conceitos e procedimentos de cálculo de energia e potência garantidas, com o uso de novas ferramentas, que enfatizavam a representação estatística de fenômenos, tais como as indisponibilidades de equipamentos e o comportamento estocástico das séries hidrológicas (Veja quadros nas páginas 192 e 194).



Projeto da usina termelétrica Jorge Lacerda IV.
S.I. 1983
Acervo Eletrosul

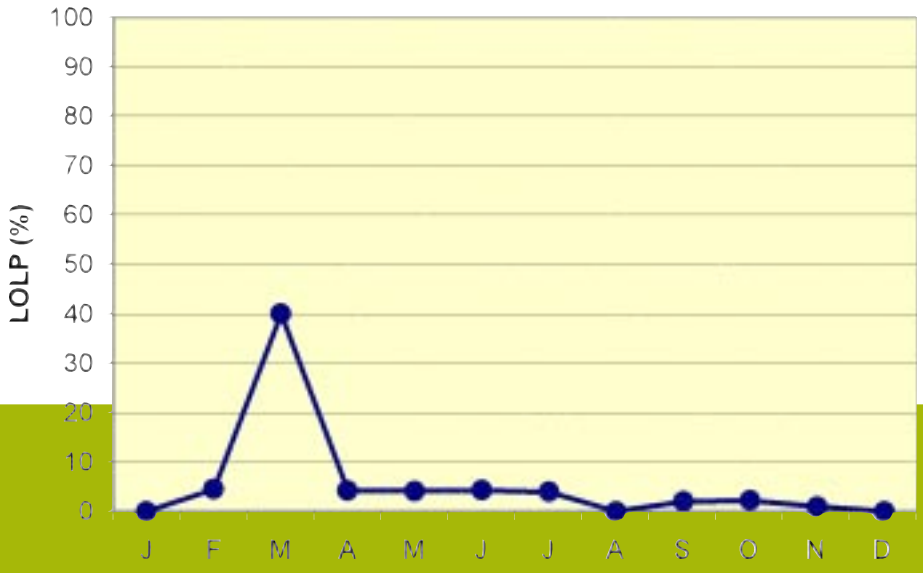
A contratação de energia

A comercialização de energia elétrica entre as empresas concessionárias que integraram os organismos colegiados de operação e planejamento do setor sofreu importantes mudanças ao longo dos 25 anos de existência do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), refletindo o desenvolvimento técnico e institucional do setor.

Dado o caráter preponderante da geração hidrelétrica no Brasil, a comercialização de energia foi dividida em duas etapas básicas: a contratação de energia e potência de longo e médio prazos, visando assegurar a remuneração dos investimentos realizados, e a comercialização de curto prazo, para garantir os ajustes de intercâmbios efetivamente realizados e atender aos requisitos de energia não previstos, tais como os crescimentos imprevistos de carga própria e as energias interruptíveis. Em termos relativos, o montante faturado pelas concessionárias, decorrente da contratação de longo e médio prazos, representava, em 1998, cerca de 95% do faturamento total com a comercialização de energia.

Como organismo encarregado da coordenação da operação interligada, o GCOI tornou-se legalmente responsável, em 1973, pela definição dos valores contratuais de suprimento de energia e potência entre empresas dos sistemas interligados brasileiros, promovendo anualmente a revisão desses valores nos Planos de Operação.

De acordo com a metodologia inicial do GCOI, os contratos definidos nos Planos de Operação estabeleceram valores de potência contratada e de energia assegurada, associada a fatores de carga. Essa forma de contratação, privilegiando a potência, prevaleceu durante os anos 1970 e parte da década de 1980, em virtude da estrutura tarifária vigente na época, pela qual os custos de investimento eram recuperados pela componente de demanda. A pequena componente de energia nos faturamentos favoreceu soluções simplificadas, tais como os acordos de armazenamento para o tratamento comercial dos intercâmbios de energia de curto prazo, decorrentes da operação coordenada e otimizada dos aproveitamentos hidrelétricos, bem como de variações das condições hidrológicas das bacias.



Estudo da LOLP (Loss of Low Probability).
S.I. S.d.
Acervo ONS

A introdução do conceito de custo marginal da operação trouxe, pela primeira vez e explicitamente, a valorização econômica dos intercâmbios de energia de curto prazo. Em 28 de junho de 1988, a Portaria Dnaee nº 244 estabeleceu a estrutura tarifária dos suprimentos, baseada nos custos marginais de operação e expansão. Em decorrência desse novo enfoque, valorizou-se a componente de energia, que reflete os custos associados à produção. A energia passou a ser contratada da mesma forma que a potência, em etapas de longo prazo, definidas pelo Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS); de médio prazo, definidas pelo Plano de Operação do GCOI; e com ajustes resultantes da operação real, contabilizada pelo GCOI.

Esta metodologia teve aplicação até a publicação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, e do Decreto nº 774, de 18 de julho do mesmo ano, pelos quais a contratação de energia e potência passou a obedecer a novos procedimentos, mantendo-se, no entanto, a estrutura tarifária.

A partir de 1997, o GCOI adotou uma nova metodologia de comercialização de curto prazo, passando a contabilizar, de forma individualizada, parcelas de otimização energética; desvios de oferta de geração, devido ao programa de obras; ajustes de mercado e atendimento de cargas com energias secundárias.

Em 1998, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) estabeleceu novos critérios de comercialização de curto, médio e longo prazos, levando em conta a Lei nº 9.648 e o Decreto nº 2.655 (promulgados, respectivamente, em 27 de maio e 2 de julho de 1998), que criaram e regulamentaram o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Critérios probabilísticos de suprimento de energia e potência

Os critérios de planejamento da expansão e da operação de sistemas de geração envolvem aspectos econômicos e de garantia de suprimento que refletem o compromisso entre a qualidade do serviço e seu custo. Os critérios de garantia de suprimento admitem usualmente o risco de não se atender totalmente o mercado previsto, seja em termos de energia ou de demanda máxima.

Até meados da década de 1980, o GCPS e o GCOI aplicaram um critério determinístico de garantia de suprimento de energia aos estudos de planejamento da expansão da geração, para a definição do programa de expansão dos sistemas, e aos de planejamento da operação, para a definição dos contratos de suprimento entre empresas. A capacidade de produção das usinas era determinada de modo a garantir o atendimento aos requisitos de energia, sem a ocorrência de déficits, na hipótese de repetição do chamado período hidrológico crítico.

As principais deficiências desse critério eram a falta de quantificação de riscos de não atendimento ao mercado futuro de energia, a não consideração de uma regra conjunta de operação das usinas hidráulicas e térmicas para minimização do custo total da operação e a dependência de uma única seqüência hidrológica – a histórica –, em meio a uma infinidade de cenários igualmente plausíveis. Essas deficiências serviram de base à formulação do critério probabilístico de suprimento de energia, segundo o qual o atendimento do mercado deveria ser assegurado com o nível de risco traduzido pela probabilidade anual de déficit de energia inferior a 5%. As limitações impostas pelo tamanho do registro histórico de afluências foram contornadas pela utilização de uma amostra de 2 mil séries sintéticas de afluências.



Centro Nacional de Operação do Sistema. Brasília, DF. S.d. Acervo ONS

A utilização do critério probabilístico de suprimento de energia na elaboração dos planos anuais de operação foi aprovada pelo Comitê Executivo do GCOI em janeiro de 1986. Foram consideradas as energias garantidas das usinas hidráulicas de cada empresa, resultantes do rateio da oferta de energia com risco de déficit de 5% – o que representou um afrouxamento em relação ao critério determinístico empregado anteriormente. A energia das usinas térmicas foi calculada com a aplicação de fatores de capacidade máximos mensais diferenciados para Angra 1 (60%) e as termelétricas a carvão e a óleo combustível (80%).

Os estudos de planejamento da expansão e da operação também reviram os critérios de garantia de suprimento de potência, passando a admitir abordagens de risco ou custo de déficit pré-fixado para o dimensionamento das margens de reserva de potência. Em 1988, a metodologia *Loss of Load Probability,* conhecida pela sigla Lolp e consagrada internacionalmente em análise de confiabilidade de geração, foi utilizada pela primeira vez no planejamento da operação dos sistemas interligados brasileiros, tendo em vista a obtenção das potências garantidas por empresa para um risco pré-estabelecido: 7,5% nas regiões Sul e Sudeste e 8% nas regiões Norte e Nordeste.

Em 1987, a programação diária da operação passou a contar com um sistema provisório de monitoração em tempo real, conhecido como Sistema Interligado de Supervisão Automática (Sisa). Criado pela Fundação de Desenvolvimento Tecnológico de Engenharia da Universidade de São Paulo, com a participação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), esse sistema provisório permitiu à Secretaria de Supervisão e Coordenação do GCOI a obtenção de dados operativos do sistema interligado Sul/Sudeste em tempo real, antes da entrada em funcionamento dos centros de controle previstos no projeto Sinsc. (*Veja quadro na página 198*).

Seca e atraso de obras impõem racionamento no Norte e no Nordeste

O Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica (PRS) apontou elevados riscos de déficit no suprimento de energia ao Nordeste nos anos de 1987 e 1988, levando em conta o andamento de duas obras de vital importância para o atendimento do mercado regional: a usina Itaparica (Chesf) e o segundo circuito de 500 kV da linha de transmissão entre Tucuruí e Presidente Dutra (Eletronorte), integrante da interligação Norte/Nordeste. O plano previa a inauguração de Itaparica em fins de 1987 e a duplicação da linha da Eletronorte em dezembro de 1988.

Em março de 1986, o Comitê Executivo e o Conselho Deliberativo do GCOI recomendaram a antecipação em onze meses da entrada em operação do segundo circuito da linha Tucuruí-Presidente Dutra, com base em estudos de reavaliação da situação eletro-energética da Região Nordeste. Tais estudos indicaram a necessidade de transmissão de grandes blocos de energia de Tucuruí para o atendimento do mercado da Chesf, que apresentou insuficiência em recursos energéticos de origem hidráulica até 1988. Cabe observar que a inauguração de Itaparica no prazo proposto pelo PRS já era considerada improvável, em função das dificuldades de relocação da população atingida pelo reservatório da hidrelétrica.

As boas afluências na bacia do rio São Francisco durante o período chuvoso de 1985-1986 permitiram que a energia armazenada nos reservatórios do Nordeste atingisse o nível de 94% do volume máximo em março de 1986. A partir



Usina termelétrica Itaparica. Petrolândia, PE/ Glória, BA. S.d. Acervo Chesf

de abril, entretanto, as afluências foram inferiores à média de longo termo e o mercado manteve taxas de crescimento superiores às previstas.

Em julho de 1986, em face da piora das condições hidrológicas na bacia do São Francisco, o GCOI decidiu operar a interligação Norte/Nordeste no seu limite de estabilidade estática, da ordem de 840 MW, com o objetivo de maximizar a transferência de potência da Região Norte para a Região Nordeste. Mesmo assim, o montante de energia fornecido pela Eletronorte à Chesf, em 1986, apresentou uma redução global de quase 20% em relação ao ano anterior, devido a limitações elétricas da interligação Norte/Nordeste e ao aumento de carga na área do Maranhão. Cumpre destacar que a entrada em operação do segundo circuito da linha de 500 kV entre Presidente Dutra e São Luís, em abril de 1986, garantiu substancial aumento de energia para a fábrica da Alumar na capital maranhense. Em vista desses fatores, o intercâmbio de energia no sentido Norte/Nordeste foi reduzido de 250 MW médios para 120 MW médios.

O CNOS e as metas do projeto Sinsc

O Centro Nacional de Operação de Sistemas (CNOS) foi construído pela Eletrobrás, em Brasília, e especialmente equipado para exercer as funções de supervisão e coordenação da operação em tempo real dos sistemas elétricos interligados brasileiros, tal como previsto no projeto de implantação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc). Aprovado pelo Ministério das Minas e Energia em 1979, o projeto foi desenvolvido sob a coordenação da Eletrobrás, com a participação das 10 maiores empresas de energia elétrica do país: Eletrosul, Copel, CEEE, Furnas, Cemig, Cesp, Eletropaulo, Light, Chesf e Eletronorte.

O CNOS começou a operar em 1º de setembro de 1989, ao cabo de um longo e penoso trabalho de execução de seu sistema computacional, denominado Sistema de Supervisão em Tempo Real (SSTR), desenvolvido na França e transferido para o Brasil no início de 1988. Este sistema permaneceu cerca de um ano e meio em ajustes e testes de aceitação, antes de sua efetiva entrada em operação. Vale lembrar que o início das atividades do CNOS também foi retardado por dificuldades de ordem institucional, econômica e gerencial, que marcaram o desenvolvimento do sofisticado projeto Sinsc.

Vinculado funcionalmente à secretaria do GCOI, o CNOS assumiu progressivamente as funções de coordenação da supervisão e operação dos sistemas, de acordo com a estratégia de gradual implantação das metas do Sinsc, definidas pela gerência do projeto. De imediato, o centro passou a receber, ao longo das 24 horas do dia e a cada 20 segundos, informações detalhadas sobre o comportamento dos sistemas elétricos interligados, tendo em vista o cumprimento da meta básica do Sinsc – a Monitoração do Estado Corrente do Sistema (Meta 0). Inicialmente, apenas duas companhias (Furnas e Cemig) interligaram seus centros de operação ao CNOS. As demais se interconectaram por meio de um sistema provisório de transmissão de dados.

Em 1993, o CNOS já desempenhava as funções de supervisão e coordenação das seguintes atividades: desligamentos programados de linhas de transmissão, geradores e outros equipamentos da malha principal; controle de tensão da malha principal e do carregamento de componentes

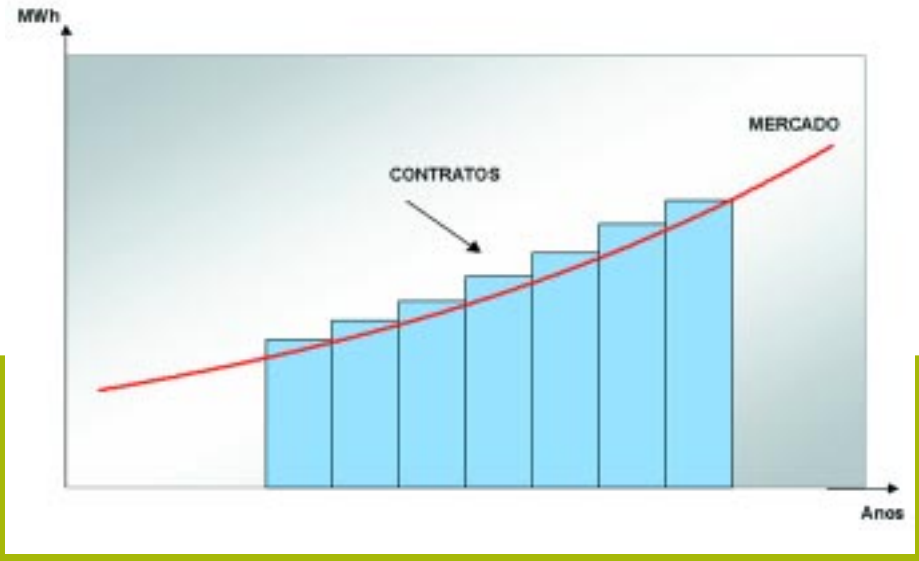


Gráfico indicativo dos contratos de suprimento previstos na Lei nº 8.631.
S.l. S.d.
Acervo ONS

estratégicos do sistema de transmissão; transferência de energia entre os sistemas regionais; monitoração da reserva de potência operativa e operação do controle de carga e freqüência; controle de cheias nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e Paraná; recomposição do sistema, quando da ocorrência de grandes perturbações e formação de ilhas no sistema; acompanhamento, avaliação, análise e estatística da operação dos sistemas interligados.

Em março de 1994, o centro de operação da Itaipu Binacional foi interligado ao CNOS, através de um sistema provisório de transmissão de dados, passando a fornecer as informações da usina em tempo real e recebendo os dados do sistema interligado necessários à operação de Itaipu e de seu sistema de transmissão.

A implantação e aprimoramento do Sinsc prosseguiram nos anos seguintes, tanto no CNOS como nos centros de operação dos sistemas das empresas, com a instalação de novos programas aplicativos e equipamentos para as estações centrais e unidades terminais remotas, além de novas versões da base de dados e sistema de gerenciamento dos circuitos de transmissão de dados.

Em 1996, foi iniciado o processo de substituição do Sistema de Supervisão em Tempo Real (SSTR), em operação desde setembro de 1989, pelo Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (Sage), desenvolvido pelo Cepel com financiamento da Eletrobrás.

Situado no topo do sistema hierárquico do Sinsc, o CNOS consolidou a credibilidade necessária para o exercício da supervisão de toda a malha principal eletroenergética e da coordenação das ações com repercussões sistêmicas. Em 1998, além do CNOS, o sistema hierárquico do Sinsc abrangia os centros de operação de 11 companhias, incluindo a Empresa Paulista de Transmissão de Energia (EPTE), criada a partir da cisão da Cesp. Nessa estrutura, os centros de operação das empresas eram responsáveis pela execução das ações determinadas pelo CNOS, bem como pela supervisão, coordenação e execução das ações com repercussões locais.

Em março de 1999, a Eletrobrás transferiu o controle do CNOS para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Em novembro, quando se esperava o início das chuvas nas cabeceiras do São Francisco, a situação energética agravou-se na Região Nordeste: as afluências aos reservatórios do sistema Chesf mantiveram-se em 50% da média de longo termo e o nível de armazenamento de Sobradinho baixou para 27% de sua capacidade máxima.

Em 11 de dezembro de 1986, o Comitê Coordenador do CCON reuniu-se em Belém, para analisar o estudo preparado pela Eletrobrás sobre o atendimento do mercado de energia elétrica na área do sistema interligado Norte/Nordeste, durante o biênio 1987-1988. O relatório final afirmava que o racionamento seria inevitável.

E foi. Baseado na recomendação do CCON, o ministro Aureliano Chaves determinou, em 27 de janeiro de 1987, a implantação do racionamento de energia elétrica, a partir de 1º de março, para todos os consumidores atendidos pelo sistema Norte/Nordeste, localizados nos estados nordestinos e nas áreas de influência das subestações Marabá (Sul do Pará) e Imperatriz (Norte de Goiás), com uma redução de carga de 15%. Administrada pela Comissão de Coordenação do Racionamento das Regiões Norte e Nordeste (CCR-N/NE), a economia durou onze meses, sendo encerrada em 18 de janeiro de 1988.

Durante o racionamento, o objetivo da operação do sistema Nordeste foi manter constantemente a geração hidrelétrica tão baixa e eficiente quanto possível, explorando ao máximo os limites de transmissão e a geração térmica. Procurou-se também obedecer às restrições de vazões mínimas a jusante dos reservatórios para navegação, abastecimento de água nas cidades etc. A operação do sistema apresentou grandes dificuldades, em vista das baixas afluências, do fraco desempenho das usinas térmicas e da necessidade de manter a transferência de potência do sistema de Tucuruí para o sistema Nordeste perto de seus limites de transmissão. Cumpre ressaltar que as termelétricas São Luís, situada na capital do Maranhão; Bonji, na capital pernambucana; e Camaçari, no município baiano de mesmo nome, planejadas para a operação em regime de ponta de carga, estavam paralisadas há vários anos, com algumas unidades apresentando problemas de manutenção, que dependiam da importação de peças de reposição.

Estudos para elevar o limite de transmissão da interligação Norte/Nordeste levaram à instalação de um Esquema Especial de Proteção, que permitiu elevar o limite

de transmissão do trecho Tucuruí-Marabá, de 1.040 MW para 1.110 MW. Além disso, medidas adicionais foram implementadas, não só para melhorar o desempenho dinâmico do sistema, como também para minimizar as conseqüências das perturbações. Para cumprir esses objetivos, foram atualizados freqüentemente os Esquemas de Controle de Emergências implantados no sistema Norte/Nordeste e o Esquema de Alívio de Geração da hidrelétrica Sobradinho. Além disso, foi reajustada a proteção da perda de sincronismo PPS – minimizando-se as sobretensões da área Maranhão, após cada abertura da linha Presidente Dutra-Boa Esperança, em 500 kV –; foram otimizados os ajustes; e revisto o projeto do sinal estabilizador de Paulo Afonso IV.

Em julho de 1987, sob a pressão dos acontecimentos, foi editado o Decreto nº 94.686, que instituiu o Programa de Emergência para Suprimento de Energia Elétrica do Nordeste, assegurando recursos para a execução de diversas obras, com destaque para a motorização das primeiras quatro unidades geradoras de Itaparica; a implantação e energização da linha de transmissão Sobradinho-Itaparica, em 500 kV; a ampliação da potência instalada de usinas termelétricas em até 300 MW, durante o segundo semestre de 1987; a motorização de três unidades geradoras de Tucuruí; a energização do segundo circuito da linha de transmissão Tucuruí-Presidente Dutra, e as obras complementares nas subestações de Marabá, Imperatriz e Presidente Dutra. Esse programa ajudou a atenuar as fortes reações dos governos nordestinos contra o racionamento.

O aumento da transferência de energia de Tucuruí para o Nordeste, a compra de seis unidades térmicas de 19 MW, com recursos do programa de emergência, e uma pequena recuperação das vazões do rio São Francisco permitiram que o racionamento fosse abrandado a partir de setembro. O percentual de redução de carga baixou então para 10%.

Em 13 de janeiro de 1988, o CCON aprovou o estudo que recomendara a suspensão do racionamento, desde que o armazenamento alcançasse 35% do volume útil dos reservatórios e as obras de Itaparica e do segundo circuito Tucuruí-Presidente Dutra tivessem sua conclusão garantida nos prazos estabelecidos. Dois dias depois, o ministro Aureliano Chaves aprovou a portaria, dando fim ao racionamento.

O período de economia consolidou o conhecimento da operação da malha principal do sistema, do ponto de vista elétrico, especialmente da interligação Norte/

Nordeste, que teve seu limite de transmissão acrescido de pouco mais de 500 MW para 1.400 MW, em março de 1988, com a entrada em operação do segundo circuito da linha de transmissão Tucuruí-Presidente Dutra. A operação da interligação no limite do carregamento possibilitou a transferência do sistema da Eletronorte para o da Chesf, ao longo de todo o racionamento, de 400 MW médios – fato que contribuiu decisivamente para a obtenção das metas fixadas de economia de energia.

A operação nos últimos anos do governo Sarney e a crise da CCC

Nos anos de 1988 e 1989, a energia natural afluente dos reservatórios do sistema Nordeste continuou apresentando valores inferiores à média de longo termo (MLT). O nível hidrológico do rio São Francisco, fonte de 90% de toda a eletricidade gerada na região, foi acompanhado com grande expectativa pelo GCOI e pelo CCON. O armazenamento hidráulico evoluiu de 23% para 26%, entre janeiro e dezembro de 1988, apresentando pequena recuperação da situação crítica experimentada no ano anterior. Em 1989, entretanto, o nível de armazenamento do Nordeste, durante quase todo o ano, foi inferior ao de 1988, atingindo o nível mínimo de 21% em outubro. Em dezembro de 1989 e janeiro de 1990, as vazões incrementais, no trecho entre Três Marias (situada nas cidades de Três Marias e São Gonçalo do Abaeté/MG) e Sobradinho – muito superiores às médias desses mesmos meses, nos 58 anos anteriores – permitiram, finalmente, o completo enchimento dos reservatórios da Chesf. Na Região Norte, a energia acumulada em Tucuruí manteve-se sempre em níveis satisfatórios.

Nos sistemas elétricos interligados das regiões Sudeste e Sul, as reservas energéticas, praticamente esgotadas no fim de 1986, foram restabelecidas já em 1987, em função da substancial melhoria das condições hidrológicas e do recebimento significativo de energia de Itaipu. A recuperação foi um pouco mais lenta nos reservatórios do rio Paranaíba, devido à baixa hidraulicidade registrada na usina de Emborcação, o que obrigou os técnicos a reduzirem a geração das hidrelétricas localizadas naquela bacia. Mas, ao contrário dos anos anteriores, não houve qualquer



71ª reunião do CCON. Da esquerda para a direita, Luiz Menel, José Marcondes Brito de Carvalho, Fernando Pinho, Cláudio Messias e Japhet Diniz Junior. Belém, PA. Dezembro de 1986
Coleção particular Japhet Diniz Junior

problema para o controle da geração nessas usinas ou do fluxo de potência nas linhas de transmissão associadas. Em 1988 e 1989, as vazões afluentes dos principais reservatórios do Sudeste e do Sul permaneceram satisfatórias, favorecendo a operação dos sistemas.

A produção total de energia dos sistemas interligados sofreu uma queda de 3,8% em 1987, em conseqüência da acentuada diminuição da geração hidráulica nas regiões Sudeste e Nordeste. Em 1988, cresceu 5,9% e, no ano seguinte, apenas 1,4%. A contribuição de Itaipu para o atendimento do mercado de energia elétrica brasileiro cresceu de forma acentuada, perfazendo quase 25% da carga própria de energia do sistema interligado Sul/Sudeste em 1989.

O GCOI e o CCON buscaram limitar a geração térmica convencional aos valores mínimos necessários ao atendimento dos requisitos técnicos dos equipamentos e dos sistemas elétricos, e aos compromissos contratuais de interesse nacional (caso do carvão, no Sul). Angra 1 permaneceu desativada durante quase todo o ano de 1988, só retornando à operação no fim de outubro. Sua pequena participação como fonte geradora de energia acarretou problemas de tensão na área Rio de Janeiro, dada a localização estratégica da central nuclear, do ponto de vista elétrico.

Com isso, o desempenho do sistema de suprimento ao Rio de Janeiro continuou bastante dependente do despacho de geração de Santa Cruz e até sujeito a colapso, em caso de emergência de qualquer uma das linhas de 500 kV de Furnas. O desempenho da área Rio de Janeiro melhorou bastante a partir de novembro, com a entrada em operação da linha Tijuco Preto-Cachoeira Paulista.

Em 1989, a administração das Contas de Consumo de Combustível (CCC) das regiões Sul e Sudeste e das regiões Norte e Nordeste constituiu tarefa árdua, tanto para a Eletrobrás como para as empresas do GCOI, principalmente aquelas possuidoras de usinas térmicas. O agravamento da situação financeira das empresas de energia elétrica e o constante aumento real dos preços de combustíveis obrigaram algumas usinas a operarem em valores inferiores aos recomendados pelo GCOI, para garantir a integridade das máquinas. Em setembro de 1989, a situação tornou-se insustentável. Com os estoques de óleo já esgotados, a manutenção da geração térmica mínima a óleo combustível – indispensável aos sistemas interligados Sudeste e Sul – levou ao atraso no pagamento das faturas correspondentes às compras mantidas nos valores mínimos contratuais de carvão.



Usina termelétrica
Santa Cruz.
Rio de Janeiro, RJ.
22 de abril de 1973
Acervo Furnas

Nas regiões Norte e Nordeste, o GCOI e o CCON decidiram aumentar a geração térmica a partir de abril, em vista do baixo nível de armazenamento dos reservatórios de Três Marias e Sobradinho, após a estação chuvosa. Com as térmicas operando na base, as cotas de recolhimento da CCC foram insuficientes para sustentar as despesas com os combustíveis. Em setembro de 1989, a Chesf e a Eletronorte viram-se impossibilitadas de manter o pagamento dos combustíveis.

A operação nos governos Collor e Itamar

A crise econômico-financeira das empresas estatais de energia elétrica atingiu seu ponto máximo durante o governo Fernando Collor de Mello (1990-1992). Além da generalização da inadimplência entre geradoras e distribuidoras, a quase totalidade das obras teve seu ritmo de construção desacelerado, algumas com paralisação total.

Fernando Collor de Melo vencera, em 1989, a primeira eleição presidencial direta realizada no Brasil, após quase trinta anos. Tomou posse em março do ano seguinte, em meio a grave crise inflacionária, anunciando um conjunto de reformas – monetária, fiscal e administrativa –, bem como a intenção de promover uma ampla reestruturação do setor produtivo estatal, com a privatização das empresas públicas federais.

O fracasso do plano de estabilização econômica impediu a implementação das reformas liberais na velocidade e na profundidade pretendidas pelo novo governo. No setor de energia elétrica, Collor não conseguiu impedir a eclosão de um processo generalizado de inadimplência entre as empresas geradoras e distribuidoras. Alegando que as tarifas fixadas pelo governo federal eram insuficientes para fazer frente aos custos do serviço, as empresas estaduais atrasaram sistematicamente o pagamento da energia suprida pelas federais, o que provocou a quase completa desarticulação financeira do setor.

O programa de investimentos federais, a cargo da Eletrobrás, foi diretamente afetado pela inadimplência e os escassos recursos disponíveis foram canalizados para a retomada da construção da hidrelétrica de Xingó. Em junho de 1992, Collor

anunciou o propósito de desencadear a privatização do setor, incluindo a Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa) e a Light Serviços de Eletricidade no Programa Nacional de Desestatização (PND). Alvo de inédito processo de *impeachment*, Collor deixou o governo em outubro de 1992, sendo substituído pelo vice-presidente Itamar Franco.

A condução da política econômica do governo Itamar Franco foi marcada por um período inicial de indefinição e ausência de iniciativas de maior fôlego, no tocante ao combate à inflação. O comando da pasta da Fazenda sofreu três mudanças em menos de seis meses, estabilizando-se, em maio de 1993, com a nomeação de Fernando Henrique Cardoso. No fim do ano, foram divulgadas as linhas básicas do plano de estabilização econômica que ficaria conhecido como Plano Real. O projeto obteve uma queda abrupta da inflação, a partir da entrada em circulação da nova unidade monetária – o Real – em julho de 1994, contribuindo também para uma forte aceleração da atividade econômica nos últimos meses do governo Itamar. Fortalecido pelo êxito do Plano Real, Fernando Henrique venceu em primeiro turno as eleições presidenciais de outubro de 1994.

As primeiras mudanças no modelo tradicional de organização do setor elétrico brasileiro ocorreram no governo Itamar Franco. A Lei nº 8.631, promulgada em março de 1993, suprimiu o regime de remuneração garantida e a equalização tarifária, minimizando o controle absoluto da União sobre os preços dos serviços de energia elétrica, ao determinar que as próprias empresas elaborassem e submetessem ao Dnaee uma proposta tarifária trianual. A Conta de Resultados a Compensar (CRC) foi extinta e o problema das dívidas entre empresas foi equacionado pelo encontro de contas entre créditos da CRC e débitos de energia e outros ativos da Eletrobrás e da União.

A flexibilização do processo de definição de tarifas foi reforçada pela exigência de fixação de contratos entre empresas de suprimento e fornecimento, abrindo espaço para a negociação entre concessionárias, que até então não existia.

Em setembro de 1993, o Decreto nº 915 permitiu o acesso de autoprodutores à rede de transmissão, para o transporte de energia às suas respectivas unidades consumidoras, admitindo inclusive a formação de consórcios entre concessionárias de serviços públicos e autoprodutores, para a exploração de aproveitamentos



Usina hidrelétrica Xingó, em fase final de construção.
São Francisco, SE/ Piranhas, AL.
[1992-94]
Acervo Eletrobrás

hidrelétricos. Em dezembro do mesmo ano, o governo federal promulgou o Decreto nº 1009, criando o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel) que permitiu o livre acesso à malha federal de transmissão, com o objetivo de incentivar a competição no segmento de geração.

A trajetória econômica recessiva do governo Collor foi revertida na administração Itamar Franco. Em 1993, a produção física industrial voltou a crescer, após três anos consecutivos de queda. De todo modo, o crescimento médio anual do PIB entre 1990 e 1994 foi de apenas 2,3%, em decorrência do baixo desempenho econômico do governo Collor. O ritmo de crescimento do mercado de energia elétrica também foi reduzido: o consumo total da energia fornecida pelos concessionários apresentou um aumento médio anual de 3,1%, bastante inferior aos níveis historicamente observados no Brasil. Dado o quadro de redução dos investimentos em geração e os atrasos rotineiros dos cronogramas de obras de transmissão, o baixo dinamismo do mercado de energia elétrica evitou problemas mais graves de suprimento de energia no período Collor-Itamar.

Entre 1990 e 1994, a carga própria de energia dos sistemas interligados, incluindo o consumo de energia interruptível, evoluiu de 227 mil GWh para 260 mil GWh, apresentando um crescimento médio anual da ordem de 3,6%. Em vista da situação hidrológica favorável em quase todas as bacias, foram autorizados fornecimentos consideráveis de energia secundária nas modalidades de Energia Temporária para Substituição Térmica (ETST) e Energia de Sobra Temporária (EST), sobretudo para o atendimento de cargas industriais no sistema interligado Sul/Sudeste.

Um dos aspectos marcantes da atuação do GCOI no período em questão foi o gerenciamento do controle das grandes cheias verificadas nos rios Paraná (1991-1992), no Paraíba do Sul (1991), no Iguaçu e no São Francisco (1992).

A cheia do Paraná, em 1991, foi de grande magnitude, chegando mesmo a exceder a capacidade de utilização dos volumes de espera alocados nos reservatórios de sua bacia e obrigando a liberação, em Jupiá, de vazões defluentes. A cheia de 1992 foi causada por fortes chuvas na nascente do rio Grande, ocasionando as maiores vazões históricas registradas na usina Camargos, da Cemig, localizada em Itutinga (MG), e a usina Furnas. Mais uma vez, a operação integrada da bacia do Paraná e o recurso aos volumes de espera estabelecidos pelo planejamento anual da opera-

ção do GCOI possibilitaram o controle das vazões, permitindo que as defluências nos vários aproveitamentos fossem sempre iguais ou inferiores a seus respectivos valores de restrição.

No Paraíba do Sul, a cheia concentrou-se especialmente no trecho a jusante de Funil, usina de Itatiaia (RJ). A operação coordenada de seu sistema de reservatórios minimizou as inundações ocorridas nas cidades da região.

A cheia do Iguaçu, em maio de 1992, foi a segunda maior em 60 anos, tendo afetado as obras da hidrelétrica Segredo, e o funcionamento da usina Júlio de Mesquita Filho (Foz do Chopim), na cidade de Dois Vizinhos, ambas no Estado do Paraná. Seu controle envolveu a participação da Cesp, da Itaipu, da Copel e da Eletrosul. Supervisionada pela Eletrobrás, a operação impediu a inundação da casa de força de Acaray, localizada no Paraguai.

A cheia de janeiro e fevereiro de 1992 no São Francisco foi uma das maiores do século. Em Três Marias, foi verificado o maior volume afluente e o segundo maior pico instantâneo de vazão desde o início das medições, em 1928. Os danos causados às cidades ribeirinhas só foram de pequena monta graças à operação para controle de cheias no reservatório de Três Marias, com a liberação de defluências máximas, não ultrapassando 4 mil metros cúbicos por segundo. Em Sobradinho, registrou-se a terceira maior cheia em volume de água, em sua série histórica. A coordenação da operação em tempo real, monitorada pelo CNOS, com base nas regras operativas estabelecidas pelo planejamento anual da operação do GCOI, teve como prioridade proteger as obras de Xingó e reduzir os impactos da inundação nas regiões a jusante.

A participação de Itaipu no balanço de energia do sistema interligado Sul/Sudeste cresceu continuamente entre 1990 e 1994, exceto em 1992, quando a usina binacional registrou queda de produção, em função da alta hidraulicidade nas usinas do Sudeste e de grave avaria em uma de suas unidades geradoras, que deixou de operar durante quase todo o segundo semestre. O aumento da energia comercializada por Itaipu para o Brasil foi garantido pela instalação das três últimas unidades geradoras de 60 Hz, em 1990 e 1991, e pela conclusão do sistema de transmissão de 500 kV entre a hidrelétrica e a subestação Foz do Iguaçu, sem contar a entrada em operação de novos transformadores nas subestações inte-



Usina hidrelétrica Três Marias.
Três Marias/
São Gonçalo do Abaeté, MG.
1992
Acervo Cemig

grantes do sistema de transmissão de 750 kV de Furnas. Além disso, os operadores do sistema conferiram prioridade máxima à colocação da energia de Itaipu no mercado brasileiro. Em 1990, a produção destinada ao Brasil atingiu o patamar de 51 mil GWh, respondendo por 27,2% dos requisitos de energia do sistema interligado Sul/Sudeste. Em 1994, superou a marca de 66 mil GWh, contribuindo para o atendimento de 30,5% da carga própria de energia do sistema.

Em face das condições hidrológicas favoráveis em quase todas as áreas atendidas pelos sistemas interligados, a geração térmica a óleo combustível e a carvão permaneceu restrita aos valores mínimos necessários à manutenção dos equipamentos ou ao cumprimento de imposições contratuais, conforme aparece na Tabela 4.

Angra 1 atendeu satisfatoriamente às necessidades de geração da área Rio de Janeiro em 1990 e no ano seguinte, tendo registrado, em abril de 1991, a marca de 200 dias de operação contínua. Em 1992, a geração ficou aquém do valor previsto, em função do atraso no retorno à operação, após a recarga de combustível, motivado por serviços complementares para atender às exigências de segurança estipuladas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen). Em março de 1993, Angra 1 sofreu nova paralisação, desta vez bastante prolongada. A usina só retornou à operação em dezembro de 1994, após vinte e um meses em manutenção corretiva.

TABELA 4

Produção dos sistemas interligados, por origem, e energia comercializada por Itaipu para o Brasil (GWh)

Origem	1990	1991	1992	1993	1994
Hidrelétrica	173.441	182.098	191.359	198.226	201.097
Óeo diesel	3	1	1	91	95
Óleo combustível	403	362	330	476	570
Gás natural	12	3	2	0	0
Carvão	2.852	3.376	3.120	2.948	3.109
Nuclear	2.244	1.452	1.750	441	55
Produção total	178.955	187.292	196.562	202.182	204.926
Energia recebida de Itaipu	50.994	55.199	50.026	57.481	66.356

Fontes:
GCOI. *Relatório 1990*, p.14;
GCOI. *Relatório 1991*, p. 31 e 32;
GCOI. *Relatório 1992*, p. 29 e 30;
GCOI. *Relatório 1993*, p.18 e 27;
GCOI. *Relatório 1994*, p. 28 e 39.

A administração da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), tanto das regiões Sul e Sudeste como das regiões Norte e Nordeste, foi particularmente difícil também em 1990, devido ao aumento dos preços dos combustíveis, exigindo redução severa do consumo de óleo e negociação de atrasos dos pagamentos com os fornecedores de carvão. Em 1991, as compras de óleo combustível permaneceram abaixo das necessidades de consumo de cada usina, em razão das condições finan-

ceiras desfavoráveis da CCC. Em conseqüência, os estoques de óleo combustível caíram, ficando abaixo dos níveis operacionais mínimos, e só iniciaram uma lenta recuperação em 1992.

Em agosto de 1991, o governo Collor determinou o rateio dos custos de combustíveis fósseis para a geração térmica dos sistemas isolados, entre todas as empresas concessionárias do país, por meio da Portaria nº 179 do Ministério da Infra-Estrutura (Minfra). Em conseqüência dessa decisão, o GCOI passou a elaborar estudos de planejamento da operação daqueles sistemas, analisando as condições de atendimento energético e determinando previsões específicas de geração térmica e consumo de combustíveis. Esses estudos foram realizados com outros organismos colegiados, como o GCPS, o CCON e o Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON). Criado em setembro de 1990, o GTON assegurou importante apoio às atividades relativas à operação e manutenção dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, bem como de utilização e comercialização de energia dos sistemas isolados da Região Norte e das áreas vizinhas.

A instituição em nível nacional do rateio dos custos de combustíveis para geração térmica foi efetivada com a criação da CCC dos sistemas isolados. Essa solução correspondeu, em termos práticos, a um subsídio intersetorial das empresas dos sistemas interligados para as concessionárias dos sistemas isolados da Região Norte, que se defrontavam com custos bem mais elevados na geração térmica.

Estudos realizados, na mesma época, pelas áreas de planejamento da expansão e da operação contribuíram para a revisão da política de utilização dos recursos da CCC dos sistemas interligados. Com base em proposta da Comissão de Assuntos Especiais que Afetam a Geração Térmica (Caeget), aprovada pelo comitê executivo do GCOI em outubro de 1991, a utilização dos recursos da CCC dos sistemas interligados foi vedada para a cobertura dos custos de geração térmica motivada por razões elétricas, ficando limitada aos seguintes casos: necessidade de energia ou ponta do sistema; aspectos relacionados com a manutenção e a conservação de unidades geradoras; atendimento dos contratos mínimos de carvão ou combustíveis fósseis; emergências ou situações especiais caracterizadas e aprovadas pelo GCOI.

Em 1991, por orientação do titular da Secretaria Nacional de Energia, engenheiro Armando Ribeiro de Araújo, o GCOI foi chamado a participar de um grupo de

trabalho dirigido pelo Dnaee, encarregado de analisar e propor alterações na legislação sobre o fator de potência de cargas, bem como de estudar a tarifação da energia reativa utilizada em excesso. O transporte de potência reativa e o consumo excessivo das instalações elétricas dos consumidores eram considerados, na época, um dos grandes problemas do setor, pois implicavam em aumento das perdas e em prejuízos para a capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia, afetando ainda os equipamentos dos próprios consumidores. Os estudos sobre melhoria do fator de potência dos consumidores levaram o Dnaee a promulgar duas portarias específicas sobre o assunto, em março de 1992 e dezembro de 1993, determinando a elevação do fator de potência das instalações consumidoras de 0,85 para 0,92.

De um modo geral, as ações desenvolvidas pelo GCOI no período de 1990 a 1994 permitiram o cumprimento das metas energéticas de otimização, o atendimento dos requisitos mínimos de reserva de potência, a racionalização das manutenções de unidades geradoras e linhas de transmissão, e a coordenação do controle de tensão em áreas críticas do sistema.



Capas de publicações do GCOI.
Acervo Memória da Eletricidade

Os atrasos sucessivos dos programas de obras determinaram situações operativas críticas, especialmente nas áreas Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul, Goiás, Brasília, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul. Em 1991 e 1992, ocorreram cerca de 150 perturbações nos sistemas interligados, número bastante superior à média histórica. Buscando minimizar os efeitos dessas ocorrências, o GCOI desenvolveu estudos para o estabelecimento de novos esquemas de controle de emergências, em diversos pontos dos sistemas, além de análises para a atualização dos existentes. O número de perturbações chegou a 88 em 1993 e a quase 100 no ano seguinte.

Entre as perturbações originadas no sistema de transmissão interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, a mais séria ocorreu na manhã da terça-feira, 13 de dezembro de 1994. Foi causada por erro humano, durante a realização de ensaios no Esquema de Isolação Forçada da subestação Ibiúna. Em conseqüência, foram desligados os dois bipólos de corrente contínua do sistema de transmissão de Itaipu, seguindo-se o desligamento do tronco de 750 kV e de todas as unidades da usina binacional, bem como da usina paraguaia Acaray, o que acarretou o colapso total do sistema do país vizinho. A atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (Erac) evitou desligamentos em cascata e a separação de sistemas que certamente teriam ocorrido, caso esse mecanismo de emergência não tivesse atuado corretamente. O tempo médio de recuperação do sistema brasileiro foi de 33 minutos e o tempo máximo, da ordem de 75 minutos.

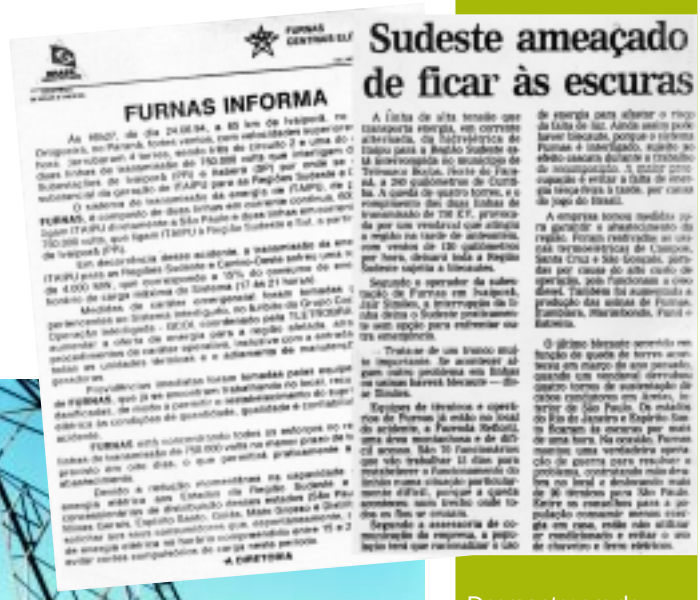
Outra perturbação importante deu-se na tarde de 24 de junho de 1994, cerca de 30 minutos antes do jogo Brasil x Camarões, pela Copa do Mundo. A queda de quatro torres por ação dos ventos, nos dois circuitos de 750 kV entre Ivaiporã e Itaberá, tornou indisponível a geração de Itaipu em 60 Hz para a Região Sudeste. As condições operacionais tiveram de ser totalmente alteradas, exigindo do CNOS e dos centros de operação das principais empresas ações rápidas de reprogramação de geração, novas estratégias de operação das áreas de controle, bem como a programação do sistema para o dia subseqüente.

Vale destacar que o GCOI planejara uma série de medidas para dotar os sistemas interligados da máxima confiabilidade operativa, durante os jogos do Brasil na Copa do Mundo. Graças a essas medidas preventivas, bem como à atuação do

Erac, o sistema interligado pôde suportar a dupla emergência ocorrida em 24 de junho, evitando-se a decomposição total da conexão Sul/Sudeste.

Nos últimos meses de 1994, um fato de impacto na operação do sistema Sul/Sudeste foi o comportamento hidrológico desfavorável das bacias hidrográficas das duas regiões, que acarretou um acentuado deplecionamento dos reservatórios. Embora não fossem vislumbrados riscos de atendimento ao mercado de energia a curto e médio prazos, a permanência desse quadro implicava em elevação dos custos de operação, tendo em vista a necessidade de geração termelétrica adicional nas usinas Presidente Médici e Jorge Lacerda, bem como a suspensão do atendimento a consumidores de energias interruptíveis.

As três principais modalidades de energia interruptível comercializadas na época eram a Energia Temporária para



FURNAS INFORMA

Sudeste ameaçado de ficar às escuras



Comunicado de Furnas e notícia, no jornal *O Globo*. Rio de Janeiro, RJ. Junho de 1994 Acervos Furnas e *O Globo*

Desmontagem de torre por equipe de Furnas. Ortigueira, PR. Julho de 1994 Acervo Furnas

Substituição Térmica (ETST), a Energia de Sobras Temporárias (EST) e aquela regida pela Portaria Dnaee nº 1.063, promulgada em 30 de agosto de 1993. Tais energias eram consideradas excedentes, em relação ao critério de garantia de suprimento adotado para fins de planejamento e operação dos sistemas elétricos brasileiros, e estavam associadas a uma garantia de suprimento mais baixa, sendo interruptível em função das condições energéticas. Competia ao GCOI proceder à avaliação dos montantes disponíveis de energias excedentes, a partir de estudos energéticos que contemplassem os efeitos de seu atendimento no horizonte de até cinco anos.

A ETST era utilizada para reduzir o consumo de derivados de petróleo ou qualquer outro energético importado. Seus clientes eram os consumidores que dispunham de processos bioenergéticos e sua tarifa, estabelecida pelo Dnaee, era de aproximadamente US$ 8 por MWh. A EST era utilizada para o aumento da produção industrial e sua comercialização não exigia do cliente o emprego de processos bioenergéticos. Sua tarifa girava em torno de US$ 14 por MWh. A energia regida pela Portaria Dnaee nº 1.063 destinava-se aos consumidores eletrointensivos que apresentavam relação entre a despesa média mensal com energia elétrica e o faturamento médio mensal de, no mínimo, 13%. O preço médio de venda, também da ordem de US$ 14 por MWh, era negociado entre a concessionária e o consumidor, e homologado pelo Dnaee.

Em 24 de outubro de 1994, o GCOI resolveu suspender o atendimento das energias interruptíveis, nas modalidades ETST e EST, nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Além disso, decidiu recomendar às empresas com contratos de fornecimento regidos pela Portaria Dnaee nº 1.063 que comunicassem aos consumidores a interrupção desse fornecimento no prazo de 30 dias, mantidas as condições hidrológicas adversas.

As associações de classe dos consumidores eletrointensivos procuraram a coordenação do GCOI e do Dnaee, em busca de uma solução que permitisse a continuidade do atendimento, evitando a suspensão dos processos industriais, uma vez que seus produtos – em especial, o alumínio – estavam bem cotados nos mercados interno e internacional. A solução encontrada pelo GCOI, com o apoio do Dnaee, foi a oferta em caráter transitório e excepcional de uma nova modalidade de energia interruptível, de base térmica, denominada Energia Térmica de Alta Interruptibilidade (Etai). Em seguida, o GCOI, o Dnaee, as concessionárias mais diretamente envolvi-

das e as associações dos consumidores eletrointensivos firmaram um protocolo, com o objetivo de assegurar às indústrias de alumínio, soda-cloro e ferro-liga um suprimento alternativo às energias interruptíveis estabelecidas pela Portaria nº 1.063. Esse suprimento foi também estendido aos consumidores de EST, por estar relacionado com o aumento da produtividade industrial – fator de expressiva importância para a estratégia do sucesso do Plano Real.

A energia na modalidade Etai foi ofertada com garantia de atendimento por períodos de 15 dias, com preço determinado semanalmente, em função das unidades térmicas que geravam para essa finalidade. As negociações iniciais sinalizaram preços da ordem de R$ 40/MWh, por contemplarem a utilização das usinas Santa Cruz e Igarapé – que funcionam à base de óleo combustível –, tendo o preço Etai se ajustado em torno de R$ 27/MWh no fim do ano, com base em usinas térmicas a carvão. Esse valor foi ainda superior aos R$14/MWh que vinham sendo praticados para os consumidores eletrointensivos, quando da suspensão da oferta das modalidades 1.063 e EST.

Com isso, foi criado um mercado *spot* de fornecimento de energia térmica, em regime de escassez, similar ao de energia hidráulica excedente, assegurando a manutenção da disponibilidade das usinas térmicas e evitando colocar em risco a garantia do atendimento ao mercado de energia firme. Tal como destacado no relatório anual de 1994 do GCOI, o setor de energia elétrica "assumiu a postura de considerar o fornecimento de Etai não como uma oportunidade de negócio, mas como uma prestação de serviço, visando apoiar o plano de estabilização econômica do governo federal".

Fernando Henrique estabiliza economia, mas risco de déficit de energia elétrica aumenta

Fernando Henrique Cardoso (1995-1998) assumiu o mandato de presidente da República, dando continuidade ao programa de estabilização econômica, que ajudara a construir como ministro da Fazenda de Itamar Franco. Prestigiado pelo êxito do Plano Real e contando com forte base de apoio político no Congresso e junto aos

governadores dos estados, Fernando Henrique buscou implementar uma extensa agenda de reformas do Estado, ampliando consideravelmente o escopo do Programa Nacional de Desestatização (PND). No decorrer de 1995, o Congresso aprovou uma série de emendas constitucionais e uma nova legislação de concessão de serviços públicos, que asseguraram a participação do capital privado em atividades até então monopolizadas ou amplamente dominadas por empresas estatais.

O programa de estabilização monetária foi mantido com inegável sucesso, contribuindo de forma decisiva para a reeleição do presidente, em outubro de 1998. As taxas anuais de inflação, ao longo do primeiro mandato de Fernando Henrique, foram sucessivamente reduzidas, caindo de 22% em 1995 para 2,5% em 1998.

O crescimento da economia foi limitado, entretanto, pela grande vulnerabilidade externa do país, expressa na ameaça constante de retração da oferta de capitais externos voluntários. A crise cambial mexicana de dezembro de 1994 e a contração de liquidez para os mercados emergentes – provocada pelas crises do Sudeste Asiático, em outubro de 1997, e da Federação Russa, em meados de 1998



Posse do presidente da República Fernando Henrique Cardoso. Brasília, DF. 1º de janeiro de 1995
Acervo O Globo

– impuseram fortes constrangimentos à política macroeconômica, afetando negativamente a economia brasileira.

O desempenho do PIB seguiu uma trajetória de declínio quase ininterrupto ao longo do governo Fernando Henrique. Comparado com o crescimento de 5,9%, em 1994 (o mais alto da década), o índice de 4,2%, em 1995, refletiu a perda de fôlego da atividade econômica. A desaceleração foi ainda mais acentuada nos anos seguintes: 2,7% em 1996, 3,3% em 1997 e apenas 0,2% em 1998.

É importante observar que os índices de crescimento do consumo de energia elétrica superaram continuamente as taxas de expansão da economia. Em 1995, o consumo de eletricidade, sem considerar a autoprodução e os fornecimentos correspondentes às tarifas incentivadas (energia interruptível), registrou aumento de 7,6%, o maior desde 1988. A expansão do mercado foi marcada pelo incremento expressivo do consumo das classes residencial e comercial, motivado especialmente pelo ganho de renda proporcionado pelo Plano Real. Com o fim do chamado imposto inflacionário e a volta do crédito ao consumidor, houve um verdadeiro *boom* de consumo de aparelhos eletroeletrônicos domésticos, nos meses posteriores ao advento do Real. A elevação do estoque domiciliar dos aparelhos eletroeletrônicos contribuiu para a crescente "eletrificação" das residências e a conseqüente expansão do consumo de energia elétrica residencial.

Em 1996, o consumo de eletricidade cresceu 6%, um aumento menos expressivo que o verificado no ano anterior, mas ainda assim superior à previsão da Eletrobrás (5%). Em 1997, o crescimento situou-se em torno de 6,5%, influenciado, principalmente, pela expansão ocorrida nas regiões Sul e Sudeste. Em 1998, o mercado de energia elétrica atendido pelas concessionárias teve um crescimento de 4,1%, o menor desde o ano de implantação do Plano Real. As classes residencial e comercial mantiveram taxas de crescimento expressivas, ainda que ligeiramente inferiores às verificadas em 1997. Já a classe industrial praticamente não se expandiu, tendo registrado um incremento de apenas 0,1%. O fraco desempenho do segmento industrial, em todas as regiões, refletiu a retração da atividade produtiva no segundo semestre, decorrente das medidas de ajuste econômico adotadas pelo governo, com o fim de enfrentar a crise financeira internacional desencadeada pela moratória da Rússia.

A expansão do mercado de energia elétrica a taxas superiores às projetadas foi acompanhada com preocupação pelos órgãos de planejamento da expansão e da operação. Apesar da retomada de algumas obras paralisadas, os investimentos na expansão das instalações de geração e transmissão permaneceram relativamente deprimidos e insuficientes para atender, mantendo os critérios básicos de segurança, o crescimento da demanda, que superou todas as expectativas a partir do Plano Real. Segundo relatório do Plano Decenal de Expansão, elaborado pelo GCPS em 1996, os investimentos totais médios na expansão dos sistemas elétricos, entre 1994 e 1996, foram estimados em cerca de R$ 4 bilhões anuais, diante de uma necessidade de R$ 6 bilhões. Vale ressaltar que esses investimentos foram implementados em meio a um quadro institucional que mal iniciara os primeiros passos no trajeto do modelo estatal para a privatização. Em 1997 e 1998, anos marcados pela aceleração do processo de reformas e privatizações, os investimentos atingiram o patamar dos R$ 6 bilhões anuais. Mesmo assim, o hiato entre a capacidade de oferta e a de consumo tornou-se ainda mais acentuado.

A carga própria de energia dos sistemas interligados (consumo mais perdas na geração e na transmissão) apresentou um crescimento médio anual de 5,3% no primeiro governo Fernando Henrique, saltando de 271 mil GWh em 1994 para 334 mil GWh em 1998. O ritmo de crescimento foi mais intenso nos três primeiros anos do Real, sofrendo um recuo significativo em 1998. Vale lembrar o maior dinamismo do mercado de energia elétrica na Região Nordeste, o que não implicou em alterações de peso na divisão da carga própria de energia pelos subsistemas regionais interligados. Os resultados de 1998 apontaram percentuais de participação de 63,4% do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, 15,6% do subsistema Sul, 14,6% do subsistema Nordeste e 6,2% do subsistema Norte, no total da carga própria dos sistemas interligados.

O grande aumento da oferta de geração de Itaipu e a operação das usinas térmicas em regime de base foram fundamentais para o atendimento dos requisitos de energia do sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, durante o primeiro governo Fernando Henrique. De fato, a usina Itaipu compensou em ampla medida o pequeno crescimento (3,7%) da geração hidrelétrica própria do maior sistema interligado do país, determinado pela ocorrência de condições hidrológicas desfa-

voráveis em suas principais bacias, particularmente em 1995 e 1996, bem como pelo atraso no programa de obras de geração.

A produção de energia no sistema interligado das regiões Norte e Nordeste, quase totalmente de origem hidrelétrica, apresentou um crescimento mais elevado (6,7%), não obstante o quadro hidrológico adverso observado na bacia do rio São Francisco em todo o período, com exceção de 1997. Cumpre destacar a importância primordial da usina Xingó para o atendimento do aumento da demanda de energia no Nordeste. Pode-se acompanhar na Tabela 5, a evolução da produção própria dos sistemas interligados e da energia comercializada por Itaipu para o Brasil, entre 1995 a 1998).

TABELA 5

Produção dos sistemas interligados, por origem, e energia comercializada por Itaipu para o Brasil (GWh)

Origem	1995	1996	1997	1998
Hidrelétrica	208.446	217.070	225.761	239.667
Itaipu	73.659	77.393	84.908	83.118
Subtotal Hidro	282.105	294.463	310.669	322.785
Óleo diesel	109	203	227	2
Óleo combustível	377	2.336	1.951	1.999
Carvão	3.661	3.777	4.932	4.603
Nuclear	2.518	2.429	3.089	3.017
Subtotal Térmica	6.665	8.745	10.199	9.621
Total dos sistemas interligados	288.770	303.208	320.868	332.406

Fonte:
ONS. *Operação do sistema interligado nacional*. Dados relevantes de 1999. p. 18.

A participação da geração hidrelétrica, incluindo Itaipu, na produção total dos sistemas interligados variou entre os níveis de 97,7% e 96,8%, verificados em 1995 e 1997, respectivamente. A energia da usina binacional destinada ao mercado brasileiro respondeu por cerca de um quarto da produção total dos sistemas interligados, atingindo o nível máximo de 26,5% em 1997. A queda na geração de Itaipu, em 1998, foi causada por interrupções no sistema de transmissão e pelo enchimento parcial do reservatório da usina Porto Primavera, situado a montante, no município



Usina hidrelétrica Porto Primavera, em construção.
Rosana, SP.
[1994]
Acervo Memória da Eletricidade

de Rosana (SP). Naquele período, a participação do sistema interligado das regiões Norte e Nordeste na produção total hidrelétrica apresentou um pequeno aumento, passando de 20,4% em 1995 para 21,5% em 1998. Já a geração térmica permaneceu concentrada quase exclusivamente no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. A produção de origem térmica no sistema interligado Norte/Nordeste oscilou em torno do valor ínfimo de 1 GWh.

Em 1995, o GCOI enfrentou uma drástica redução das folgas operativas dos sistemas interligados, determinada pela combinação de três causas básicas: o acentuado crescimento da carga, a reduzida expansão de geração e transmissão e as condições hidrológicas adversas nos locais de aproveitamentos das bacias dos rios Grande, Paranaíba e São Francisco.

Diante do agravamento da situação energética do sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, o GCOI decidiu suspender, em junho, os fornecimentos na modalidade Energia Temporária de Substituição Térmica (ETST) e utilizar, a partir de setembro, a geração térmica a carvão da usina Presidente Médici, em seu nível máximo de produção. Além disso, interrompeu os fornecimentos de Energia de Sobra Temporária (EST) e também os da modalidade regida pela Portaria Dnaee nº 1.063. O GCOI também analisou alternativas para atendimento aos consumidores afetados, sem o comprometimento da garantia de atendimento aos consumidores firmes, propondo uma nova opção, denominada Etai a termo.

A geração térmica apresentou um aumento de cerca de 73% em relação ao ano anterior, o que se deveu principalmente ao retorno da operação em Angra 1 e à geração térmica para atendimento a consumidores de energias interruptíveis na modalidade Etai.

O crescimento da demanda no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste, aliado a reprogramações na entrada de novas unidades geradoras, provocou sérias dificuldades no atendimento à ponta de carga, chegando a ser necessário, em algumas ocasiões, utilizar a reserva de potência como complementação do atendimento à carga, além de suspender o fornecimento na ponta de energias incentivadas nas modalidades ETST, EST e E1.063. A execução dessas medidas em tempo real, coordenada pelo CNOS, evitou problemas de subfreqüência e colapsos de tensão no sistema.

Do ponto de vista do atendimento elétrico, a elevação da demanda, paralela aos atrasos de obras de transmissão, levou ao esgotamento da capacidade de suprimento em algumas áreas, provocando sobrecarga em equipamentos das subestações de Furnas em Goiás (Bandeirantes) e no Rio de Janeiro (Campos), e da Eletrosul em Santa Catarina (Blumenau, Joinville e Xanxerê).

As condições de suprimento do Rio Grande do Sul foram afetadas pelo incêndio que ocasionou a perda total de geração da usina Passo Real, situada no município de Espumoso, em maio de 1995. Por causa da indisponibilidade das duas unidades geradoras da hidrelétrica da CEEE, que só voltariam à operação em janeiro e março de 1996, foi necessário fazer até alguns cortes de carga na usina Presidente Médici, que também enfrentava problemas.

A operação do sistema interligado Norte/Nordeste exigiu do GCOI e do CCON ações especiais de ordem técnica, gerencial e financeira, para garantir a máxima transferência de energia do Norte para o Nordeste, além do cumprimento do cronograma de motorização de Xingó, em virtude da conjunção de um ano hidrológico de médio para seco no Nordeste com o crescimento acentuado da carga própria de energia, substancialmente superior ao previsto. O esgotamento dos recursos de controle de tensão, no horário de ponta, provocou problemas no abastecimento de Fortaleza, Teresina e Belém.

Considerando as condições operativas críticas em algumas áreas dos sistemas interligados, o Comitê Executivo do GCOI definiu um Programa Emergencial de Obras para o biênio 1995/1996, compreendendo construções de curto prazo, que não demandavam investimentos de maior monta. Entre os projetos encaminhados pelas empresas, 30 foram identificados como efetivamente emergenciais, merecendo destaque o de recuperação da usina Passo Real (CEEE) e o de ampliação das subestações Blumenau (Eletrosul), em Santa Catarina; Campos (Furnas), no Rio de Janeiro; Pituaçu (Chesf), na Bahia; Mirueira (Chesf), em Pernambuco; e Vila do Conde (Eletronorte), no Pará.

Usina hidrelétrica Passo Real. Espumoso, RS. S.d. Acervo CEEE



O alerta de 1996 e os novos planos aprovados pelo Conselho Deliberativo do GCOI

Aprovado pelo GCOI em dezembro de 1995, o Plano de Operação para 1996 avaliou as condições de atendimento do mercado de carga própria dos sistemas interligados até 2000, indicando riscos de déficit no sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste superiores a 5% em todo o qüinqüênio, exceto em 1996. Os riscos de déficit poderiam atingir valores da ordem de 17% em 1999, mesmo considerando a existência de um programa de expansão em obras de geração, que previa a instalação de expressiva capacidade – da ordem de 7 mil MW – no biênio 1999-2000, com muitas concessões ainda não outorgadas. O plano ressaltava que a entrada em operação da interligação Norte/Sul, então prevista para dezembro de 1999, possibilitaria a melhoria das condições globais de atendimento do mercado de carga própria do sistema. Quanto ao sistema interligado Norte/Nordeste, os riscos de déficit projetados foram praticamente nulos, em função da entrada em operação das últimas unidades geradoras de Xingó.

O crescimento da demanda de energia elétrica em 1996, numa escala bastante superior à prevista, e a ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis nas bacias dos rios Paranaíba e São Francisco diminuíram significativamente as disponibilidades energéticas para o atendimento do mercado dos sistemas interligados, dificultando bastante a operação dos sistemas nos períodos de ponta da demanda.

Na Região Sudeste, o crescimento da carga própria de energia (4,2%) foi três vezes superior ao previsto, ao mesmo tempo em que as vazões naturais afluentes dos aproveitamentos da bacia do rio Paranaíba foram bastante inferiores à média histórica. O maior valor atingido, em termos de armazenamento global na região, foi de 76,4% de sua capacidade máxima, em abril. A partir daí, os níveis de armazenamento caíram gradativamente, atingindo, no fim do ano, um volume de 55,7% da capacidade máxima. Dois anos consecutivos de baixas afluências do rio Paranaíba fizeram com que o reservatório da usina Itumbiara baixasse a 33,3% de seu volume útil em fins de 1996, provocando uma perda de 12% da potência da hidrelétrica e uma baixa disponibilidade energética em toda a bacia do Paranaíba. Nas bacias do rio Grande, os reservatórios das usinas Furnas e Marimbondo reduziram significativamente seus valores armazenados, com conseqüente perda de produtividade.

Na Região Sul, apesar do comportamento hidrológico bastante irregular, foram predominantes as vazões naturais afluentes acima das médias históricas, exceto nos meses de maio, junho e agosto.

Na Região Nordeste, as condições hidrológicas permaneceram adversas pelo terceiro ano consecutivo. O deplecionamento dos reservatórios da Chesf, a partir do fim da estação chuvosa, levou a um armazenamento mínimo de 20,6% no mês de outubro. Na Região Norte, as vazões afluentes médias mensais também ficaram abaixo das médias históricas. O reservatório de Tucuruí operou em sua capacidade



Interligação Norte-Sul.
S.I.
1997
Acervo Eletrobrás



Usina hidrelétrica Serra da Mesa. Colinas do Sul/ Minaçu, GO. S.d. Acervo Furnas

máxima até junho, começando a deplecionar no mês seguinte e chegando ao mínimo de 33,7% em novembro, sendo também afetado pelo início do enchimento do reservatório de Serra da Mesa.

Com base nas avaliações das condições operativas, realizadas em maio, o Comitê Executivo do GCOI lançou um alerta à sociedade e às autoridades sobre a situação de risco de não atendimento ao mercado, salientando que medidas de cunho operativo não seriam suficientes para contorná-la. Novas avaliações realizadas pelo GCOI e pelo CCON, em julho, indicaram a perspectiva de agravamento da situação energética e das condições de atendimento à ponta de carga.

Convocado pelo presidente da Eletrobrás, Firmino Ferreira Sampaio Neto, o Conselho Deliberativo do GCOI reuniu-se em 20 de agosto de 1996, pela quinta e

última vez na história do organismo, aprovando dois planos para garantir o atendimento do mercado no biênio 1997-1998: o Plano de Ações do GCOI e o Plano de Ações do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)/GCOI.

As ações propostas pelo GCOI abrangiam medidas de caráter operativo e outras de caráter abrangente, que extrapolavam a esfera de atuação do organismo, exigindo a participação das áreas de planejamento e engenharia das empresas na reformulação de seus planos de obras e previsões de mercado.

Os planos aprovados pelo Conselho Deliberativo instituíram um conjunto de ações de curto e médio prazos, visando reduzir os riscos de déficit de energia e as dificuldades para a garantia do atendimento à demanda máxima dos sistemas interligados. As principais ações de curto prazo, em termos de oferta de energia, foram as seguintes: reprogramar a manutenção de unidades de geração e componentes de transmissão (exemplificando: em condições normais, em qualquer momento, duas unidades de Itaipu ficavam sob manutenção; de acordo com o plano, isso poderia ser reduzido para uma unidade); reativar Angra 1 (Furnas), paralisada desde maio, por problemas de acesso, devido à queda de barreiras na estrada de Angra dos Reis; fazer o mesmo com as termelétricas Igarapé (Cemig) e Camaçari (Chesf), além de unidades térmicas paralisadas nas usinas Santa Cruz (Furnas) e Piratininga (Eletropaulo); aumentar o intercâmbio de energia entre as regiões Sul e Sudeste, a geração da usina Henry Borden II (Cubatão II, da Eletropaulo), em Cubatão (SP), e a oferta de geração de Itaipu; e repotencializar as usinas de várias empresas (Furnas, Eletrosul, Cemig, Copel, Cesp, Escelsa, CEEE e Itaipu). Pelo lado da demanda, foram instituídas ações como o gerenciamento de carga nos horários de ponta, além de medidas operativas tradicionais, incluindo a suspensão do fornecimento de energias interruptíveis e a antecipação do horário de verão.

O plano previu ainda ações de médio prazo, tais como: a utilização dos recursos da CCC para a compra de energia de curto prazo de autoprodutores, cogeradores, produtores independentes e países vizinhos, e a concretização de obras prioritárias que resultassem na redução do consumo de combustíveis; o financiamento de obras emergenciais com linha de crédito especial da Eletrobrás; e ações mais agressivas de conservação de energia por parte do Procel, planejamento integrado de recursos (PIR) e gerenciamento de carga, pelo lado da demanda.

Selo Procel
S.d.
Acervo Procel



O Conselho Deliberativo aprovou ainda algumas recomendações, junto ao GCPS – entre elas, a incorporação aos estudos de planejamento da expansão da exploração do potencial de motorização de usinas existentes; a utilização de novas tecnologias de recapacitação das linhas de transmissão existentes; a antecipação da entrada em operação da interligação Norte/Sul para dezembro de 1998; a antecipação da interligação com a Argentina e a do programa de geração térmica indicado no Plano Decenal de Expansão 1995/2004, do GCPS, sobretudo no tocante aos projetos de gás da Bolívia e da Argentina.

O trabalho desenvolvido pelo GCOI, ao longo do ano, e as ações de curto prazo implementadas a partir da reunião do Conselho Deliberativo tiveram resultados amplamente satisfatórios, assegurando o atendimento do mercado, com qualidade, em 1996, apesar das graves restrições de natureza energética e de um aumento de carga superior às expectativas.

A operação coordenada proporcionou significativos recursos energéticos adicionais em Itaipu, tanto para a complementação energética quanto para o atendimento à demanda de ponta. A maximização da geração dos aproveitamentos na Região Sul – em especial, de Itaipu – possibilitou a transferência de cerca de 5 mil GWh de energia excedente para a Região Sudeste, que foram em parte acumulados na bacia do rio Paranaíba, representando um ganho de armazenamento global na região de aproximadamente 5%. Em função do nível reduzido de armazenamento do próprio Sudeste, o intercâmbio de energia do Sul para a região foi de 1.270 MWmed, montante duas vezes e meia superior ao verificado no ano anterior.

A coordenação mais estreita do programa de manutenção de unidades geradoras garantiu maior disponibilidade de energia no horário de ponta, nos dias úteis de maior consumo, propiciando um ganho de cerca de 1.250 MW. A implantação de novos esquemas de controle de emergência e as mudanças no Controlador Lógico Programável do tronco de transmissão de 750 kV de Furnas permitiram um aumento no intercâmbio Sul/Sudeste de 200 MW, um ganho de 200 MW na geração máxima de Itaipu no setor de 60 Hz e uma ampliação no intercâmbio Norte/Nordeste de 20 MW. Ainda do lado da oferta, a repotencialização das usinas São Simão, Jupiá, Ilha Solteira e Passo Real proporcionou um ganho total de 236 MW. Do lado da demanda, o gerenciamento da carga no horário de ponta, resultante de

negociações das empresas com grandes consumidores, sob a égide do GCOI, deslocou cerca de 303 MW da ponta na Região Sudeste, durantes os meses mais críticos (agosto a outubro). A suspensão do fornecimento de energias interruptíveis também contribuiu para a redução da demanda. A antecipação, em cerca de 10 dias, do início do horário de verão nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste e no Estado da Bahia contribuiu, igualmente, para uma maior redução da demanda máxima e do consumo de energia.



Usina hidrelétrica São Simão. São Valentim/ Campinas do Sul, RS. S.d. Acervo Memória da Eletricidade

Também merece registro a ação coordenada pelo GCOI para garantir o atendimento energético do sistema interligado Norte/Nordeste, durante a fase inicial da operação de enchimento do reservatório de Serra da Mesa. Os problemas normalmente enfrentados em situações de fechamento de adufas para início de enchimento de reservatórios foram mais complexos no caso deste – o maior do país em volume útil e em volume total –, por causa das condições hidrológicas desfavoráveis nas

bacias dos rios Tocantins e São Francisco. Esta situação tornou preocupante o atendimento energético do sistema interligado Norte/Nordeste, tendo em vista que o represamento das águas do Tocantins em Serra da Mesa restringiria as vazões afluentes do aproveitamento de Tucuruí e, conseqüentemente, a transferência de energia da Eletronorte para a Chesf.

A operação começou em fins de outubro. A ação coordenada pelo GCOI assegurou a liberação de vazões no rio São Francisco, em Três Marias, para o armazenamento de energia no Nordeste, compensando o decréscimo das transferências do Norte. O enchimento do reservatório de Serra da Mesa prosseguiu até dezembro do ano seguinte, quando a cota de soleira do vertedouro foi atingida, possibilitando a liberação de vazões para jusante do rio Tocantins.



Quarta-feita, 4 de setembro de 1996 O GLO

Horário de verão começa 6 de outubro em 12 estados e no DF

Rio também vai ter que adiantar os relógios em uma hora

Adriana Fernandes

• BRASÍLIA. A partir de 6 de outubro, o Governo federal adotará mais uma vez o horário de verão em 12 estados e no Distrito Federal. O horário vai vigorar até a meia-noite do dia 16 de fevereiro do ano que vem. Nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais, Goiás, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Tocantins, Bahia e Distrito Federal, a população terá que adiantar o relógio em uma hora. O Governo espera reduzir em 1% o consumo nacional de energia elétrica durante o horário de verão.

Essa economia representa 60% da energia usada numa cidade como Brasília durante o mesmo período. O ministro de Minas e Energia, Raimundo Brito, acredita que será possível repetir o resultado obtido ano passado, quando a demanda por energia nos horários de pico, entre 19h e 21h, foi reduzida em 7% nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

Raimundo Brito encaminhará ainda esta semana ao presidente Fernando Henrique Cardoso o decreto com as regras para o horário de verão deste ano. O decreto será assinado pelo presidente e publicado no Diário Oficial da União nos próximos dias.

Ano passado, o horário de verão começou dia 15 de outubro e terminou dia 12 de fevereiro. Segundo o ministro Raimundo Brito, este ano, o horário de verão vai vigorar por mais alguns dias para poder ser ajustado ao período do carnaval. Caso contrário, os foliões poderiam se esquecer de acertar os relógios.

— Prorrogamos para que o fim do horário de verão não coincida com o carnaval, respeitando o desejo da população — disse o ministro de Minas e Energia.

Segundo o ministro Raimundo Brito, uma pesquisa realizada ano passado em 18 estados mostrou que 80% da população aprovavam a adoção do horário. A pesquisa foi feita durante a vigência do último horário de verão.

O horário de verão foi adotado pela primeira vez no Brasil em 1931, mas somente depois de 1985 é que passou a vigorar sem interrupção. ■

Notícia do jornal
O Globo.
Rio de Janeiro, RJ.
4 de setembro de 1996
Acervo O Globo

Em 1997, as condições de atendimento energético, vistas com preocupação pelo GCOI e pelo CCON no fim do ano anterior, foram asseguradas pela ocorrência de chuvas torrenciais em janeiro e por afluências elevadas ao parque hidrelétrico, ao longo do primeiro semestre. Com as cheias excepcionais de janeiro nas bacias dos rios São Francisco, Grande e Paranapanema, foi necessário, inclusive, verter água em algumas usinas. A água vertida representou um volume equivalente de energia não gerada, superior à energia térmica produzida no segundo semestre de 1996 para evitar o gasto de água.

A melhoria das condições hidrológicas e a adequada gestão dos recursos energéticos pelo GCOI favoreceram, em ampla medida, o atendimento da carga própria de energia dos sistemas interligados, cujo crescimento superou, mais uma vez, as previsões das empresas. A atuação do GCOI permitiu a recuperação dos níveis de armazenamento dos principais reservatórios dos sistemas interligados. Na Região Sudeste, por exemplo, o armazenamento de outubro (fim do período seco) atingiu 67,1% do volume máximo, isto é, mais de 20 pontos percentuais acima do registrado no mesmo mês de 1996.

No tocante ao atendimento elétrico, confirmaram-se plenamente as avaliações de dificuldades de fechamento de balanço do horário de ponta (fim do dia). O cumprimento de numerosas medidas constantes no Plano de Ações do GCOI de 1996 foi fundamental para assegurar o atendimento naquele horário, merecendo destaque o aumento da disponibilidade de potência, via coordenação da manutenção; a repotencialização das usinas Água Vermelha (situada em Indiaporã/SP e Iturama/MG), Nova Avanhandava, Jupiá, Rosana e Taquaruçu (Cesp), Salto Osório (em Quedas do Iguaçu e São Jorge D'Oeste/PR) e Salto Santiago (as duas últimas da Eletrosul); e o aumento da produção de Itaipu. No período mais crítico para o atendimento ao horário de ponta, foi decisiva a campanha do Procel, de combate ao desperdício de energia, e a implantação do horário de verão, que propiciaram maior margem de segurança na operação.

Ainda assim, os elevados valores da demanda levaram à constante necessidade de utilização da reserva de potência como complemento do atendimento à carga, no horário de ponta. O estreitamento das folgas operativas dos sistemas interligados ficou bem evidente em 18 de agosto, quando o sistema Sul/Sudeste/

Centro-Oeste registrou um pico de consumo de 40,4 mil MW, num momento em que a capacidade efetiva de geração, descontadas as unidades em manutenção, era de 42 mil MW – caracterizando-se, portanto, uma reserva de apenas 3,9%.

É importante observar que as condições hidrológicas favoráveis beneficiaram o sistema de transmissão, reduzindo os casos de carregamento elevado por necessidade de otimização energética dos reservatórios. Isso não impediu, porém, que várias perturbações atingissem a malha principal dos sistemas interligados. As mais graves ocorreram na conexão das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste, no início da noite de quinta-feira, 24 de abril, e no mesmo horário do dia seguinte. Ambas foram causadas por uma queda generalizada de tensão, que provocou o desligamento de bipólos do elo de corrente contínua do sistema de transmissão de Itaipu, com efeitos imediatos na geração da usina e de outras do sistema. Nas duas ocasiões, a atuação do Erac evitou um colapso generalizado, interrompendo cerca de 15% da carga (5.800 MW) de forma equânime entre as empresas das três regiões.

Em 1998, último ano de existência efetiva do GCOI e do CCON, a carga própria de energia dos sistemas interligados cresceu 3,8%, refletindo a queda na expansão do mercado de energia elétrica nacional. O consumo das classes residencial e comercial, ainda que com pequena diminuição em relação a 1997, alcançou taxas elevadas e superiores à do crescimento do consumo total. Entretanto, o consumo industrial manteve-se praticamente no mesmo patamar de 1997, em conseqüência da forte retração da atividade produtiva do país no segundo semestre.

As condições hidrológicas foram adversas nas principais bacias dos sistemas interligados, em contraste com o panorama favorável do ano anterior. Só a Região Sul apresentou um comportamento hidrológico satisfatório, em virtude do fenômeno meteorológico El Niño, responsável pela ocorrência de elevadas vazões nos rios Paraná (em Itaipu, foram 20% acima da média histórica) e Iguaçu.

Fundamentais para o atendimento energético da Região Sudeste, as bacias dos rios Grande e Paranaíba tiveram um desempenho hidrológico insatisfatório, com vazões naturais afluentes inferiores aos valores médios históricos em todos os meses do ano. O armazenamento de outubro, fim do período seco no Sudeste, atingiu 48% de seu volume máximo, contra os 63% da mesma época do ano anterior.

Na Região Nordeste, em novembro, o armazenamento decaiu até 33,7% de sua capacidade máxima, contra 65,3% do mesmo mês do ano anterior. Na Região Norte, as vazões afluentes médias ficaram aquém das médias históricas em todos os meses do ano. O reservatório de Tucuruí operou em sua capacidade máxima até maio, começando a perder reservas em junho e chegando ao mínimo de 27,4% em novembro.

A coordenação da integração energética entre a usina Três Marias, no alto São Francisco, com as usinas a jusante da Chesf na Região Nordeste contribuiu novamente, e de modo decisivo, para assegurar o atendimento ao sistema Nordeste. A interligação elétrica com Tucuruí também foi importante para aumentar a disponibilidade de energia do sistema Chesf. Vale observar que o intercâmbio de energia do Norte para o Nordeste havia sido consideravelmente reduzido em 1997, devido aos bons níveis de armazenamento do Nordeste e à operação de enchimento do reservatório de Serra da Mesa. Em 1998, as transferências da Eletronorte para a Chesf, apesar das condições hidrológicas desfavoráveis na bacia do rio Tocantins, foram triplicadas, somando cerca de 880 GWh.

A demanda de ponta dos sistemas interligados superou novamente as previsões do plano anual de operação, atingindo valores máximos de 42.240 MW no sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste, em meados de setembro, e de 10.200 MW no sistema Norte/Nordeste, no início de novembro.

A oferta de geração garantiu com folga o atendimento à ponta de carga no sistema Norte/Nordeste. Foi inevitável, entretanto, a utilização de reserva de potência como complemento do atendimento à carga, no horário de ponta do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste. No primeiro semestre, a eficiente administração da disponibilidade de geração do sistema – por meio do controle da manutenção de unidades geradoras, de acordo com a elevação sazonal da demanda – permitiu a manutenção de saldos de reserva de potência maiores que os verificados no mesmo período do ano anterior. Antes disso, a reserva de potência só fora utilizada por todo o sistema, entre 6 e 21 de abril, durante a indisponibilidade do sistema de transmissão de 750 kV, causada pela queda de várias torres nos dois circuitos entre Foz de Iguaçu e Ivaiporã. Nos meses de agosto e setembro, porém, a margem de segurança (diferença entre a produção e o consumo de energia nos horá-

rios de pico) tornou-se bem mais estreita, variando entre 2% e 3%, ou seja, bem abaixo do padrão internacionalmente recomendado, de 5%.

Durante o verão, o atendimento à carga de determinadas áreas do sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste – em especial, as áreas Rio de Janeiro e Rio Grande do Sul – atingiu condições críticas, particularmente no tocante ao controle de tensão. No sistema interligado Norte/Nordeste, algumas áreas apresentaram esgotamento de recursos de controle de tensão e sobrecarga em equipamentos.

O ano de 1998 foi um momento decisivo no processo de reformas do setor de energia elétrica, empreendido pelo governo Fernando Henrique Cardoso, com o estabelecimento de nova legislação e regras básicas para o mercado de energia elétrica e a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em substituição às estruturas colegiadas do GCOI e do CCON.

A criação e a estruturação do ONS

A constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 26 de agosto de 1998, após sua criação pela Lei nº 9.648, 27 de maio do mesmo ano, representou um dos principais marcos das reformas empreendidas no setor de energia elétrica pelo governo federal, no primeiro mandato do presidente Fernando Henrique Cardoso (1995-1998).

As reformas do setor ocorreram de acordo com uma política mais ampla de redução da presença empresarial do Estado na economia e de estímulo à concorrência em atividades monopolizadas ou quase inteiramente dominadas por empresas públicas. Foram implementadas de modo gradual, por um conjunto de medidas legislativas e executivas, começando em 1995, com a aprovação da nova legislação sobre concessão de serviços públicos.

Em fevereiro daquele ano, após uma longa tramitação no Congresso, a Lei nº 8.987 regulamentou o artigo 175 da Constituição, estabelecendo a obrigatoriedade de licitação para a concessão de serviço público. Em julho, a Lei nº 9.074 fixou regras específicas para a concessão desses serviços no setor de eletricidade, reconhecen-



Mário Fernando de Melo Santos (centro) em sua posse como diretor-presidente do ONS, ladeado por Firmino Ferreira Sampaio Neto, presidente da Eletrobrás (esq.), e Márcio Fortes, presidente da Firjan, instituição que sediou o evento.
Rio de Janeiro, RJ.
19 de outubro de 1998
Acervo ONS

do a figura do produtor independente de energia, liberando os grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e assegurando o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Além dessas mudanças na legislação, o governo decidira, ainda em maio, incluir a Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás) e suas quatro subsidiárias de âmbito regional no Programa Nacional de Desestatização (PND). Essa decisão exigia a reestruturação do setor como um todo, devido ao papel-chave da Eletrobrás no modelo de organização da indústria de energia elétrica nacional e em função da importância das usinas e linhas de transmissão das subsidiárias – a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), Furnas Centrais Elétricas, Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) e Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte). Para estudar o assunto, sobretudo seus reflexos comerciais e institucionais, foi criada a Comissão Interministerial para a Desestatização do Sistema Eletrobrás. Baseado no relatório dessa comissão, o Conselho Nacional de Desestatização (CND) aprovou a contratação de uma consultoria internacional, para auxiliar o governo no trabalho de elaboração do novo modelo institucional do setor.

Com a assinatura, em julho de 1996, de contrato entre a Eletrobrás e o consórcio de consultores liderado pela firma inglesa Coopers & Lybrand, o Ministério de Minas e Energia (MME) deu partida aos estudos do chamado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB). O desenvolvimento do projeto contou com a participação de especialistas da Eletrobrás e de outras empresas públicas e privadas, tendo como premissas básicas a instituição de um mercado competitivo no atacado, a abertura de oportunidades aos produtores independentes e a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição. Em agosto de 1997, o ministro de Minas e Energia, Raimundo Brito, recebeu o relatório final dos consultores internacionais, com recomendações que passaram a balizar a reformulação do setor e a privatização do grupo Eletrobrás.

Outro passo importante foi a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) pela Lei nº 9.427, sancionada em dezembro de 1996. A nova agência começou a funcionar como órgão regulador e fiscalizador do setor, em fins de 1997, assumindo as funções do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), extinto na mesma ocasião.



Capa de relatório do Projeto RE-SEB
Acervo Memória da Eletricidade



PÓS-ABERTURA

Governo cria agência para o setor elétrico

Da Sucursal de Brasília

O ministro Raimundo Brito (Minas e Energia) anunciou ontem a criação, nos próximos meses, da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica).

Ela será o órgão regulador e fiscalizador do setor elétrico, em substituição ao atual DNAEE (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica).

Conforme o ministro, a Aneel é decorrência natural do novo perfil energético do país, que surge a partir da entrada da iniciativa privada na construção de usinas hidrelétricas e na geração comercial de energia.

A grande novidade da nova instituição estatal, segundo o ministro, será a atuação conjunta com o setor privado.

"Diferentes tarefas deverão ser executadas pela iniciativa privada, como serviços de consultoria e assessoria", disse.

O projeto de criação da Ag encaminhado pelo ministro a lício do Planalto, para ana do presidente Fernando He Cardoso, na última semana.

A **Folha** apurou que a Ag terá um quadro funcional c de carreira próprios, salári Bones do que os atuais d elétrico federal e também reporta com mandato fixo.

O objetivo é dotar o t talmente desvinculado de políticas.

Gasoduto

Brito defendeu a cons gasoduto entre a Bolí Cruz de La Sierra) e (Campinas).

O gasoduto, com orç cial de R$ 1,8 bilhão, desnecessário segundo ção dos Engenheiros d "O presidente da as representa o pensame nharia da Petrobrás".

SENADO

Agência de energia é aprovada

Assim como as demais agências de regulação e fiscalização de atividades de infraestrutura implantadas no Brasil – como a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel) –, a Aneel foi constituída como autarquia sob regime especial. Um contrato com o Poder Executivo garantiu-lhe autonomia de gestão e também financeira, por meio de cobrança de taxa de fiscalização sobre os serviços de geração, transmissão e distribuição. Além das competências básicas como órgão regulador e fiscalizador do setor, a Aneel recebeu delegação da União para atuar como poder concedente, tornando-se responsável pela condução dos processos de licitação destinados à contratação de concessionárias de serviço público para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para o aproveitamento de potenciais hidráulicos. Posteriormente, a agência também seria incumbida de zelar pela defesa da concorrência no setor, estabelecendo regras para coibir a concentração do mercado, de forma articulada com a Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça. Outro aspecto importante da legislação de criação da Aneel foi a previsão de estabelecimento de convênios com agências estaduais, para controle e fiscalização dos serviços e instalações de energia elétrica.

Os contornos básicos do novo marco regulatório setorial foram definidos em 27 de maio de 1998, pela Lei nº 9.648, que criou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), responsável pela livre negociação de toda a energia de cada sistema interligado, e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), encarregado da coordenação e controle da operação das instalações dos sistemas interligados.

Três meses mais tarde, o ONS foi constituído como pessoa jurídica de direito privado, em assembléia que contou com a participação de mais de 50 agentes do setor.

Notícias do jornal *Folha de São Paulo*. São Paulo, SP. 8 de fevereiro de 1996 e 27 de novembro de 1996. Acervo O Globo

Algumas diretrizes da reforma setorial empreendida pelo governo Fernando Henrique foram inspiradas na experiência de outros países, que abriram espaço para a entrada de novos agentes no mercado de energia elétrica, quebrando o poder de empresas tradicionalmente protegidas da concorrência por barreiras institucionais.

O caráter monopolista dos serviços de eletricidade começou a ser rompido na década de 1970. Os Estados Unidos foram pioneiros, estimulando os chamados produtores independentes de energia que, efetivamente, aumentaram a oferta de eletricidade com preços inferiores aos praticados pelas concessionárias. Os produtores independentes se multiplicaram em vários pontos do mundo, sobretudo no Sudeste Asiático, firmando contratos com empresas estatais que não tinham capacidade financeira de erguer novas usinas para atender ao rápido crescimento da demanda.

Chile e Grã-Bretanha promoveram as primeiras reformas de sistemas elétricos estatizados. Nos dois países, as mudanças apresentaram vários pontos comuns, como a separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, e a privatização de ativos estatais. A reforma chilena foi iniciada em 1982, durante a ditadura do general Augusto Pinochet, visando criar condições para a privatização da Empresa Nacional de Electricidad (Endesa) e da Compañia Chilena de Electricidad (Chilectra), em movimento reativo à estatização promovida nos anos 1970.

Apesar do pioneirismo chileno, a reforma inglesa foi mais profunda e abrangente. Nacionalizado em 1947, o sistema elétrico inglês era composto de uma única empresa de geração e transmissão e 12 distribuidoras regionais. A Central Electricity Generation Board (CEGB) produzia, transmitia e vendia eletricidade às distribuidoras regionais, com base em um preço unificado, e também negociava com alguns grandes consumidores, com base em tarifas especiais associadas aos custos marginais. Em 1983, o governo Margaret Tachter abriu as redes de transporte para que produtores privados pudessem colocar energia no sistema elétrico, movimento muito semelhante à experiência americana. Na prática, contudo, nada ocorreu, pois os geradores privados não conseguiram convencer a CEGB de sua capacidade de oferecer energia ao sistema a preços inferiores.

Esse fracasso levou o governo Tachter a propor a desverticalização, a privatização e a introdução da concorrência no sistema elétrico inglês. Com a aprovação do *Electricity Act* em 1989, geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia foram estruturadas como atividades econômicas independentes, rompendo a secular trajetória de integração vertical e horizontal dos serviços de eletricidade britânicos. A CEGB foi dividida em três empresas de geração e uma de transmissão, ao passo que as 12 empresas regionais de distribuição foram mantidas em sua forma anterior. Todas foram privatizadas, restando sob controle estatal apenas o segmento nuclear. A reforma inglesa estabeleceu o livre acesso às linhas de transmissão e redes de distribuição, como forma de viabilizar a competição entre os produtores, mediante o pagamento de um pedágio pelo uso das linhas e das redes. A coordenação do sistema foi mantida, ficando com a National Grid Company (NGC), responsável pela transmissão) o despacho das centrais geradoras e a fixação do preço de energia no mercado *spot*. A NGC foi constituída a partir da cisão da CEGB, sob o controle acionário das 12 distribuidoras regionais privatizadas, sendo posteriormente vendida de forma pulverizada, para evitar a interferência direta dos distribuidores no segmento de transmissão.

O modelo de reforma inglesa foi adotado por vários países, como Noruega, Argentina, Peru, Colômbia e Austrália, além de diversos estados americanos.

No Brasil, os primeiros passos para a reorganização institucional da indústria de energia elétrica foram dados nos governos Fernando Collor (1990-1992) e Itamar Franco (1992-1994), em resposta à grave crise financeira setorial, que perdurava desde o início da década de 1980, limitando drasticamente a capacidade de investimento das empresas estatais. Endividamento exagerado, obras inacabadas que se arrastaram por anos a custos crescentes e tarifas deprimidas comprometeram seriamente as bases de organização do setor, colocando em cheque o antigo modelo estatal. Simultaneamente, começou a tomar corpo a idéia da privatização de serviços públicos, até então a cargo de empresas controladas pelo Estado.

Em março de 1990, o governo Fernando Collor instituíra o Programa Nacional de Desestatização (PND), direcionado prioritariamente para os setores siderúrgico, petroquímico e de fertilizantes. Em junho de 1992, às vésperas do processo de *impeachment*, o presidente anunciou o propósito de desencadear a privatização dos

serviços públicos de energia elétrica, incluindo no PND a Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa) e a Light Serviços de Eletricidade.

O governo Collor também chegou a formular uma proposta de reforma do modelo de funcionamento do setor, prevendo a criação da Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense), que seria responsável por toda a transmissão de eletricidade no país. O projeto pretendia estimular a concorrência no segmento de geração, com a exigência de licitação para a construção de novas usinas, mas não obteve o mínimo consenso entre dirigentes das principais empresas de energia elétrica.



Leilão de privatização da Light. José Serra, ministro do Planejamento (1º esq.) e Fernando Optiz, presidente da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, (2º esq.). Rio de Janeiro, RJ. Maio de 1996
Acervo CVRJ

As mudanças começaram, de fato, no governo Itamar Franco. Em março de 1993, a Lei nº 8.631 eliminou o regime de equalização tarifária e remuneração garantida, criou a obrigatoriedade da celebração de contratos de suprimento entre geradoras e distribuidoras de energia, e promoveu um grande encontro de contas entre os devedores e os credores do setor, envolvendo cerca de US$ 26 bilhões, assumidos pelo Tesouro Nacional.

Em setembro de 1993, o Decreto nº 915 permitiu o acesso de autoprodutores à rede de transmissão, para o transporte de energia às suas respectivas unidades consumidoras, admitindo a formação de consórcios entre concessionários de serviços públicos e autoprodutores, para a exploração de aproveitamentos hidrelétricos. Com base nessa legislação, várias usinas com peso importante no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste teriam suas obras retomadas em parceria com consórcios privados – entre elas as da usina Serra da Mesa (Furnas), situada no rio Tocantins, nos municípios de Colina do Sul e Minaçu (GO), e Itá (Eletrosul), no rio Uruguai, na divisa de Itá (SC) com Aratiba (RS). Esta última, com 1.450 MW de potência, pertence hoje à empresa belga Tractebel Energia.



Concepção artística da usina hidrelétrica Itá.
S.I. 1983
Acervo Eletrosul

Em dezembro do mesmo ano, o presidente Itamar Franco promulgou o Decreto nº 1.009, criando o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), apresentado pelo governo como parte estratégica do projeto de modernização do setor. Tratava-se de um pacto operativo entre empresas detentoras de instalações de transmissão, baseado no princípio do livre acesso à rede de transporte de energia. De imediato, o governo garantiu a abertura de toda a malha de transmissão das empresas do grupo Eletrobrás.

O projeto Sintrel buscou, sem sucesso, a adesão das empresas estaduais, visando criar, a partir da garantia do livre acesso à rede, novas formas de comercialização de energia entre as concessionárias e os grandes consumidores. Cerca de 96 transações potenciais foram cotadas sob a metodologia de cobrança de transmissão, mas apenas uma se transformou em contrato formal para fornecimento de energia.

Primeiro governo FH: as privatizações e o projeto RE-SEB

As reformas do setor ganharam notável impulso após a posse do presidente Fernando Henrique Cardoso, em 1995. O sucesso do Plano Real, a vitória de aliados políticos do presidente nos pleitos para os governos de quase todos os estados e a escolha de um Congresso Nacional em que a coalizão partidária vitoriosa tinha folgada maioria criaram um quadro favorável ao cumprimento da extensa agenda de reformas liberais proposta por Fernando Henrique.

Tal como assinalado, as mudanças começaram pela aprovação da nova legislação sobre a concessão de serviços públicos, resultando na extinção imediata de 33 concessões para aproveitamentos hidrelétricos, outorgados sem licitação na vigência da Constituição de 1988, ou mesmo antes de sua promulgação, embora suas obras estivessem atrasadas ou nem tivessem sido iniciadas. A medida foi apresentada pelo governo como símbolo do encerramento do ciclo cartorial de reserva de concessões, liberando para licitações cerca de 19 mil MW.

Como reconheceu o próprio governo naquele ano, as mudanças em curso eram de uma tal profundidade que tornavam inaplicável parte da regulamentação

vigente, sendo indispensável a elaboração de uma nova estrutura e de um novo quadro de regulamentação. Entretanto, a necessidade de gerar um fluxo significativo de divisas para sustentar o programa de estabilização econômica levou à decisão de deslanchar o processo de privatização das concessionárias, mesmo sem um arcabouço jurídico-institucional que desse formato ao novo mercado de energia elétrica.

Em julho de 1995, o leilão da Escelsa inaugurou a venda das concessionárias públicas de energia elétrica no país. A desestatização do setor, gerenciada na esfera federal pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), prosseguiu com a venda da Light, em maio de 1996. O caráter pioneiro da venda das duas empresas, antecedendo a legislação que deu origem ao novo modelo de organização setorial, foi um dos motivos que acarretaram várias imprecisões em seus contratos de concessão.

Além da privatização das duas distribuidoras federais, o governo Fernando Henrique criou um programa especialmente destinado a estimular a venda de distribuidoras estaduais, antecipando recursos financeiros aos estados, por conta do que seria obtido nos leilões, após a aprovação do plano de privatização pelas respectivas Assembléias Legislativas. Em dezembro de 1996, marcando o início das privatizações de empresas estaduais, o governo fluminense leiloou a Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj).

As privatizações foram intensificadas em 1997, com a venda de nove concessionárias estaduais, todas essencialmente distribuidoras, exceto a Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada (CDSA), geradora oriunda da cisão da Centrais Elétricas de Goiás (Celg). As demais empresas privatizadas foram a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), a Empresa Energética de Sergipe (Energipe), a Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern), a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), a Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (Enersul), a Centrais Elétricas Matogrossenses (Cemat) e duas concessionárias gaúchas, a Companhia Centro-Oeste de Distribuição e a Companhia Norte-Nordeste de Distribuição, criadas a partir da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE).

Ainda em 1997, o governo federal iniciou o processo de reestruturação das empresas de âmbito regional do grupo Eletrobrás, com o objetivo de permitir a venda



Leilão de privatização da Cemat. Da esquerda para a direita, Fernando Optiz, presidente da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, Dante de Oliveira, governador do estado de Mato Grosso, Alexandre Runte, leiloeiro, e Firmino Ferreira Sampaio Neto, presidente da Eletrobrás.
Rio de Janeiro, RJ.
Novembro de 1997
Acervo O Globo

em separado de seus ativos de geração, como fora recomendado pelos consultores estrangeiros.

O primeiro passo para a privatização de Furnas consistiu na transferência de seus ativos de geração nuclear para outra empresa estatal, tendo em vista o monopólio constitucional da União sobre as atividades nucleares. Em agosto de 1997, foi criada a Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear), como resultado da cisão do segmento nuclear de Furnas e sua fusão com a Nuclebrás Engenharia (Nuclen). A Eletronuclear integrou de imediato o quadro de empresas controladas pela *holding* federal, tornando-se responsável pela operação de Angra 1 e pela conclusão de Angra 2.

Os ativos de geração da Eletrosul foram transferidos, em novembro, para uma nova empresa – a Centrais Geradoras do Sul do Brasil (Gerasul). A Eletrosul transformou-se, assim, numa empresa exclusivamente de transmissão, alterando sua

razão social para Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil. Em dezembro, a Eletronorte também foi cindida, com a criação das subsidiárias Manaus Energia (Mesa) e Boa Vista Energia (BVSA), que receberam a parcela do patrimônio correspondente à geração e distribuição de energia elétrica nas capitais dos estados de Amazonas e Roraima, respectivamente.

O ano de 1998 foi marcado pela venda de cinco empresas distribuidoras e pela privatização da primeira geradora de grande porte do país, efetivada em setembro com o leilão da Gerasul, detentora de 3.680 MW na Região Sul. O capital privado assumiu a quase totalidade dos serviços de distribuição no território paulista, com a venda de mais três empresas: a Eletropaulo Metropolitana-Eletricidade de São Paulo e a Empresa Bandeirante de Energia, ambas criadas a partir da reestruturação da Eletropaulo-Eletricidade de São Paulo, e a Elektro-Eletricidade e Serviços, resultante da cisão da Companhia Energética de São Paulo (Cesp). As demais empresas privatizadas foram a Companhia Energética do Ceará (Coelce) e a Centrais Elétricas do Pará (Celpa).

Notícias do jornal *Gazeta Mercantil*. Rio de Janeiro, RJ. 12 de maio de 1997 e 16 de abril de 1997 Acervo *O Globo*



Página B-6

■ FINANÇAS

Leilão da Coelce f

Lote de mil ações saiu a R$ 4,40, preço 62%

Página B-2

■ FINANÇAS

Ceará leiloará ações da Coelce

Lote é de 22,1 bi de papéis preferenciais, correspondentes a 40,55% do capital da empresa

As privatizações realizadas no primeiro governo Fernando Henrique alteraram de forma significativa a composição da estrutura de propriedade do setor, principalmente na área de distribuição. Metade do mercado nacional de distribuição de energia elétrica passou para o controle de grupos privados, nacionais e estrangeiros. A participação do capital privado na capacidade geradora dos sistemas elétricos brasileiros, praticamente residual no início da década, chegou a cerca de 10% no fim de 1998. As licitações de aproveitamentos hidrelétricos também contribuíram para a ampliação do número de agentes privados no segmento de geração.

A abertura do setor atraiu grandes consumidores industriais, autoprodutores de energia elétrica e empresas nacionais atuantes em outros setores da economia.

Entre os grupos nacionais que despontaram com força no novo cenário do setor, merece destaque o consórcio VBC Energia. Formado pela associação entre a Votorantim, o Bradesco e a Camargo Corrêa, o consórcio VBC assumiu o controle da CPFL e da Companhia Norte-Nordeste de Distribuição do Rio Grande do Sul (depois denominada Rio Grande Energia - RGE), estabelecendo ainda uma parceria com Furnas, no projeto de aproveitamento hidrelétrico de Serra da Mesa.

Grupos nacionais tradicionais do setor também ampliaram consideravelmente seu espaço de atuação. Tal foi o caso do Grupo Rede e da Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL). *Holding* de várias empresas de distribuição no interior paulista e no Estado de Tocantins, o grupo Rede adquiriu o controle da Cemat e da Celpa, firmando ainda parceria com o grupo paranaense Inepar, para a construção de hidrelétricas. Estabelecida originalmente em Minas Gerais, a Cataguazes-Leopoldina venceu o leilão de privatização da Energipe, em associação com o grupo norte-americano CMS Energy Corporation.

Quanto aos grupos estrangeiros que ingressaram no setor, merecem destaque a Electricité de France (EDF), as multinacionais norte-americanas AES Corporation e Enron, os grupos espanhóis Empresa Nacional de Electricidad (Endesa) e Iberdrola, a Eletricidade de Portugal (EDP) e a empresa belga Tractebel.

A estatal francesa EDF liderou o consórcio vencedor do leilão de privatização da Light, em associação com a AES e outras empresas, tornando-se também controladora da Eletropaulo Metropolitana, ao lado da AES. Posteriormente, EDF e AES romperiam a gestão compartilhada dessas duas concessionárias, ficando a Light

com a estatal francesa e a Metropolitana com a operadora norte-americana. A AES adquiriu 14% do capital da Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), arrematou o controle da Companhia Centro-Oeste de Distribuição, do Rio Grande do Sul, (depois denominada AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia) e constituiu a AES Uruguaiana Empreendimentos, tendo em vista a construção e exploração da termelétrica Uruguaiana, no distrito industrial do município de mesmo nome (RS).

A Enron comprou a distribuidora paulista Elektro, concentrando seus investimentos em atividades ligadas ao gás natural. Além da participação na construção do gasoduto Brasil-Bolívia, a Enron assumiu posições minoritárias em distribuidoras de gás e iniciou a construção de uma termelétrica a gás em Cuiabá.

A Endesa integrou os consórcios vencedores dos leilões de privatização das distribuidoras Cerj e Coelce e da geradora Cachoeira Dourada (CDSA). Além disso, liderou a constituição da Companhia de Interconexão Energética (Cien), em associação com a Copel e a Inepar, assumindo posição proeminente no projeto de implantação do sistema de transmissão para o transporte e a comercialização de mil MW de potência firme da Argentina. O grupo Iberdrola passou a controlar a Coelba e a Cosern. Já a Eletricidade de Portugal (EDP) participou dos consórcios que arrematataram o controle da Cerj e da Bandeirante de Energia. Posteriormente, a EDP assumiria o controle de mais duas distribuidoras, a Escelsa e a Enersul, associando-se também a empreendimentos de geração, como o aproveitamento hidrelétrico de Lajeado, situado no rio Tocantins, nos municípios de Lajeado e Miracema do Tocantins (TO). O grupo Tractebel centrou o foco de suas atividades no segmento de geração, ganhando a concessão para a construção da hidrelétrica Cana Brava – também situada no Tocantins, em Cavalcante (GO) – e adquirindo o controle da Gerasul.

Mas a Aneel estabeleceu limites para a concentração do mercado, ao promulgar a Resolução nº 94, em março de 1998. A nova regra vedava aos agentes de geração uma participação superior a 20% da capacidade instalada nacional ou acima de 25% e 35%, respectivamente, da capacidade dos sistemas interligados Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste. Os agentes de distribuição poderiam deter, no máximo, 20% do mercado nacional ou 25% e 35%, respectivamente, dos mercados daqueles dois sistemas interligados. Também foi proibida a participação cruzada na geração e distribuição que resultasse em percentual superior a 30%, considerando a



Leilão de privatização da Enersul. Da esquerda para a direita, Wilson Barbosa Martins, governador do estado do Mato Grosso do Sul, Fernando Optiz, presidente da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, Alexandre Runte, leiloeiro, e Firmino Ferreira Sampaio Neto, presidente da Eletrobrás.
Rio de Janeiro, RJ.
19 de novembro de 1997
Acervo O Globo

soma aritmética nos dois mercados. Além disso, após o vencimento dos contratos iniciais, uma empresa de distribuição só poderia adquirir energia elétrica de empresas a ela vinculadas ou destinar energia por ela mesma produzida (*self-dealing*) para o atendimento de consumidores cativos, até o limite de 30% dos requisitos anuais de energia desses consumidores. No cálculo da participação de mercado, a Aneel passou a considerar a parte de cada grupo no bloco de controle da empresa e a energia vendida pela empresa no país e nos mercados regionais.

Os estudos do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), iniciados em julho de 1996, abrangeram quatro áreas genéricas, tal como previsto no termo de referência para contratação da consultoria internacional: a) o projeto de novos arranjos mercantis para o setor, abarcando a compra e venda de energia em grosso, o acesso às redes de transmissão e distribuição, e os mecanismos para assegurar o planejamento e a expansão do setor, especialmente no tocante ao desenvolvimento ótimo de novos potenciais hidrelétricos; b) as medidas jurídicas e re-

gulamentares para permitir a reforma do setor, incluindo ajustes no quadro jurídico e regulamentar referente a concessões, a regulamentação econômica de monopólios naturais, a regulamentação para facilitar a concorrência e os padrões técnicos e de atendimento ao cliente; c) as alterações institucionais necessárias para complementar os arranjos mercantis e o quadro regulamentar propostos, incluindo uma mudança de foco na responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), o estabelecimento de órgão regulador independente (a Aneel), a revisão do papel da Eletrobrás e as mudanças estruturais de empresas do setor; d) o financiamento do setor, a alocação de riscos e o nível de retorno das diversas atividades.



Capa de relatório da Coopers & Lybrand
Acervo Memória da Eletricidade

Contratado com um financiamento do Banco Mundial, o consórcio consultor liderado pela Coopers & Lybrand (Grã-Bretanha), conhecida por trabalhos do mesmo gênero em dezenas de países, foi integrado por mais cinco empresas: Rust, Kennedy & Donkin, Power and Water Systems (Grã-Bretanha, engenheiros consultores), Latham & Watkins (Estados Unidos, consultores jurídicos), Main Engenharia e Engevix (Brasil, engenheiros consultores na área de sistemas elétricos), Ulhôa Canto, Rezende e Guerra (Brasil, consultores jurídicos) e Coopers & Lybrand (Brasil, consultores em finanças e contabilidade).

O trabalho dos consultores foi desenvolvido em estreita articulação com quatro grupos de apoio formados por 52 técnicos de diversas empresas e entidades do setor, convocados pela Secretaria Nacional de Energia, então chefiada pelo engenheiro Peter Greiner. Sempre em consonância com as quatro equipes do consórcio consultor, os grupos de apoio foram coordenados pelo engenheiro Lindolfo Ernesto Paixão, escolhido como gerente-geral do projeto RE-SEB.

Fruto do trabalho conjunto do consórcio consultor e dos técnicos participantes do projeto RE-SEB, a concepção básica do novo modelo institucional do setor foi delineada em relatório apresentado pela Coopers & Lybrand ao governo federal, em julho de 1997. Foi então iniciada uma nova etapa do projeto RE-SEB, voltada basicamente para a elaboração de documentos institucionais, regulamentares e de anteprojeto da lei de instituição do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e da

entidade que deveria substituir o GCOI na coordenação da operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros. Concebida em moldes similares ao *Independent System Operator* (ISO), implementado no contexto internacional, essa entidade vinha sendo referida como Operador Independente do Sistema (OIS) ou Agente Operador do Sistema (AOS) nos relatórios e debates do projeto RE-SEB. Meses mais tarde, a denominação Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi considerada mais apropriada e oficialmente adotada.

O governo federal oficializou a proposta de instituição do MAE e do ONS em março de 1998, com uma nova edição da Medida Provisória nº 1.531. Em sua primeira versão, datada de dezembro de 1996, esta MP tratava de questões relacionadas ao regime de concessão e prestação de serviços públicos e às normas para licitação e contratos da administração pública. Posteriormente, o governo passou a utilizá-la como instrumento legal para a reestruturação do sistema Eletrobrás e, finalmente, para a instituição do novo modelo setorial. Dois meses depois, a nova versão da MP foi apreciada e aprovada sem alterações pelo Congresso, sendo finalmente convertida na Lei nº 9.648.

Paralelamente ao extenso trabalho realizado no âmbito do projeto RE-SEB, os idealizadores da reforma setorial previram algumas modificações importantes no perfil das obras que assegurariam a expansão do sistema elétrico brasileiro, pressupondo o custo crescente dos aproveitamentos hidrelétricos remanescentes e uma maior predisposição do capital privado ao investimento em projetos de geração térmica. Previram, além disso, boas perspectivas de ampliação do intercâmbio internacional de energia, levando em conta os excedentes argentinos, o aumento das reservas de gás natural nos países limítrofes e a oferta mundial favorável de gás natural e óleo combustível. A construção do gasoduto Brasil-Bolívia foi considerada fundamental para a viabilização de planos de geração térmica, como ponte para a expansão da oferta durante o período de transição do setor, sendo incluída na relação dos projetos prioritários do programa *Brasil em Ação* do governo federal. O empreendimento ficou a cargo de consórcio integrado pela Petrobras/Gaspetro, pela estatal boliviana Yacimentos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) e grandes empresas multinacionais, como a inglesa British Gas, as norte-americanas Enron e El Paso Energy e a australiana BHP.

Base legal
e estruturação do ONS

A base legal que instituiu o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) seguiu um extenso roteiro, condizente com a abrangência das atribuições e o poder de decisão conferidos à entidade. Criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, o ONS teve seu funcionamento autorizado pela Resolução nº 351 da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), em 11 de novembro do mesmo ano.

Promulgada pelo presidente Fernando Henrique Cardoso logo depois de o Congresso Nacional aprovar a conversão em lei da MP nº 1.531, a Lei nº 9.648 definiu os contornos do novo marco regulatório do setor de energia elétrica. Entre seus pontos básicos, cumpre destacar a segmentação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, a criação do ONS (ainda designado Operador Independente do Sistema), a instituição do MAE e a assinatura de contratos iniciais entre geradores e compradores de energia elétrica, visando a



Cerimônia de posse de Mario Fernando de Melo Santos como diretor-presidente do ONS. Rio de Janeiro, RJ. 19 de outubro de 1998 Acervo ONS

transição do ambiente regulado para o competitivo. A lei também referendou a cisão da Eletrosul, propondo a divisão de Furnas e da Chesf, cada uma em duas empresas de geração e uma de transmissão, e a criação de até seis empresas a partir da reestruturação da Eletronorte.

O MAE foi definido, no artigo 12 da Lei nº 9.648, como o novo cenário para as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas interligados, incluindo as atividades de contabilização dessas transações e a liquidação das diferenças entre os valores contratados e os verificados por medição. A lei previu a instituição do MAE, por meio de um *Acordo de Mercado* a ser firmado entre geradores e comercializadores de energia elétrica. Previu ainda que o tal acordo estabeleceria as regras comerciais e os critérios de rateio dos custos administrativos decorrentes das atividades desenvolvidas no âmbito do MAE, bem como a solução de eventuais divergências entre os agentes, sem prejuízo da competência da Aneel para dirimir os conflitos em caso de impasse.

Nos termos do artigo 13, as atividades de coordenação e controle da operação dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados seriam executadas por um operador independente, mediante autorização específica da Aneel e integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização para a exploração de serviços de energia elétrica e também pelos chamados consumidores livres.

A Lei nº 9.648 definiu seis atribuições básicas do operador no novo modelo setorial: o planejamento da operação, sua programação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados; a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos; a supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais; a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares; a elaboração e o encaminhamento à Aneel de propostas de ampliação das instalações da rede básica de transmissão, bem como de reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados; e a definição de regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela Aneel.

A Aneel foi incumbida de estabelecer a regulamentação do MAE, coordenar a assinatura do Acordo de Mercado pelos agentes, definir as regras de organização do operador independente e implementar os procedimentos necessários a seu funcionamento. A Lei nº 9.648 determinou, também, a transferência progressiva das atividades e atribuições do Grupo Coordenador da Operação Interligada (GCOI) e de parte das desenvolvidas pelo Comitê Coordenador da Operação do Nordeste (CCON) para o ONS. O prazo de transferência foi fixado em nove meses, a contar da constituição da nova entidade, findo o qual o GCOI seria automaticamente extinto.

Foram ainda estabelecidos prazos e condições de transição para a livre negociação de compra e venda de energia elétrica, com o objetivo de mitigar os efeitos de um possível choque tarifário no início da implantação do novo modelo. Segundo os formuladores da reforma, a imediata entrada em vigor da livre negociação de contratos de fornecimento de energia no MAE provocaria um choque nos preços da eletricidade no Brasil, pois o custo médio de suprimento repassado para a concessionária de distribuição, e desta para os consumidores finais, iria refletir os crescentes custos marginais de expansão do sistema. Acatando sugestão do consórcio consultor, a lei determinou, no artigo 10, a assinatura de contratos bilaterais compulsórios entre geradores e compradores – os chamados *Contratos Iniciais* –, com nove anos de duração.

Durante os primeiros cinco anos de vigência desses contratos (até 2003), a competição no segmento de geração ficaria restrita à energia acrescida ao sistema pelos novos investimentos. Em seguida, a quantidade de energia comercializada livremente seria acrescida anualmente em 25% do volume dos *Contratos Iniciais*, estimulando gradualmente a concorrência no segmento de geração. Como tais contratos tratariam apenas dos preços de geração, a lei previu que a tarifa de suprimento fosse dividida em dois componentes – geração e transporte. A lei incumbiu a Aneel de fixar critérios para limitar eventuais repasses do custo de compra da energia entre concessionários e autorizados para as tarifas de fornecimento, aplicáveis aos consumidores cativos, com vistas a garantir a permanência dos preços módicos.

Além da compra e venda de energia por contratos bilaterais de longo prazo, foi prevista a liquidação de blocos de energia no curto prazo (mercado *spot*), a partir das disponibilidades ofertadas pelos geradores, conforme as regras do *Acordo de*



Cerimônia de transferência do CNOS para o ONS. Da esquerda para a direita, José Mário Miranda Abdo, diretor-geral da Aneel, Firmino Ferreira Sampaio Neto, presidente da Eletrobrás, Rodolpho Tourinho Neto, ministro de Minas e Energia, Mario Fernando de Melo Santos, diretor-presidente do ONS e Mario Penna Bhering, presidente da Memória da Eletricidade.
Brasília, DF.
1º de março de 1999
Acervo ONS

Mercado. Era sabido que o preço da energia comercializada no mercado *spot* apresentaria alto grau de volatilidade, em função da predominância da geração de base hidráulica nos dois grandes sistemas interligados brasileiros. Por essa razão, o novo modelo atribuiu um papel estratégico aos contratos bilaterais de longo prazo, que, diferentemente da comercialização de energia no curto prazo, teriam preço prefixado, envolvendo um grau bem menor de incerteza. O governo previa, na época, que o total de energia a ser negociado no mercado *spot* não ultrapassaria a parcela de 10 a 15% do total comercializado no MAE.

Em 2 de julho de 1998, o Decreto nº 2.655 regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e definiu as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, oficializando a denominação do ONS. O novo decreto trouxe uma série de requisitos que deveriam ser observados no *Acordo de Mercado* que instituiria o MAE, com destaque para o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), concebido com o objetivo de permitir o compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas hidrelétricas despachadas de forma centralizada pelo ONS.

A concepção do MRE levou em conta a predominância absoluta das fontes de geração hidráulica no parque elétrico brasileiro, com a conseqüente volatilidade

dos preços de energia, e a necessidade de cooperação entre empresas que, em tese, deveriam estar competindo entre si. O MRE consistiria essencialmente na atribuição, a cada hidrelétrica participante dos sistemas interligados, de um valor de referência denominado Energia Assegurada, e na divisão da toda a geração hidrelétrica proporcionalmente às energias asseguradas por cada usina. Desta forma, a energia alocada a cada usina participante do MRE para efeitos do MAE não seria a sua produção física, mas sim uma parcela do rateio da produção de todas as usinas pertencentes ao MRE.

Nas disposições finais e transitórias, o Decreto nº 2.655 fixou as condições para a implementação dos contratos iniciais e para o repasse de energia da Itaipu Binacional.

Logo em seguida, a Aneel iniciou um processo de consulta pública, com o objetivo de obter subsídios e informações para o aprimoramento dos atos regulamentares a serem expedidos, do *Acordo de Mercado* e do Estatuto do ONS, que seriam homologados pela agência.



Mário Fernando de Melo Santos, diretor-presidente do ONS descerrando placa comemorativa à posse do CNOS pelo ONS. Brasília, DF. 1º de março de 1999 Acervo ONS

Paralelamente, a Aneel deu andamento à regulamentação do novo modelo setorial, publicando um conjunto de oito resoluções, que trataram de questões básicas, como os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência a serem considerados nos *Contratos Iniciais*, os critérios para a composição da rede básica dos sistemas elétricos interligados, as condições gerais da prestação dos serviços de transmissão, contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica.

Os totais de votos dos participantes das assembléias de adesão ao *Acordo de Mercado* e de constituição do ONS foram divulgados em 12 de agosto, pela Aneel. No caso do MAE, estariam em jogo 100 mil votos, divididos entre as empresas produtoras e consumidoras de eletricidade nas cinco regiões do país: 7,6 mil votos na Região Norte, 14,2 mil no Nordeste, 3,8 mil no Centro-Oeste, 15,1 mil no Sul e 59,1 mil no Sudeste. Na assembléia do ONS, estariam em jogo 21 mil votos, sendo 9 mil das empresas geradoras, 9 mil das consumidoras e 3 mil das transportadoras. A última revisão do estatuto do ONS, feita no âmbito do projeto RE-SEB, previa votos iguais para as categorias produção, transporte e consumo. Após discussões com a Aneel e como condição para a homologação do estatuto do ONS, ficou acertada a proporção 3:1:3 para geradores, transmissores e distribuidores/comercializadores, respectivamente.

Em 26 de agosto de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foi constituído como sociedade civil de direito privado, sem fins lucrativos, em assembléia geral realizada no edifício-sede do Ministério de Minas e Energia, em Brasília. Em cerimônia realizada no mesmo dia, no Palácio do Planalto, foi assinado o *Acordo de Mercado,* instituindo o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

A assembléia de constituição do ONS contou com a participação de 59 empresas como membros associados com direito a voto, além de um representante do MME e dois representantes de Conselhos de Consumidores (um das regiões Norte e Nordeste e outro das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste), na condição de membros participantes sem direito a voto.

A proposta de estatuto do ONS foi aprovada sem ressalvas. Segundo o texto, a estrutura de regência do órgão seria constituída por uma Assembléia Geral, um Conselho de Administração, uma Diretoria Executiva e um Conselho Fiscal.

Ficou estabelecido que a Assembléia Geral, instância superior de decisão do ONS, seria formada por representantes das categorias produção (agentes de geração e agentes importadores), consumo (agentes de distribuição, consumidores livres e agentes exportadores) e transporte (agentes de transmissão), todos com direito a voto, além do membro indicado pelo MME e de dois representantes dos Conselhos de Consumidores. Vale ressaltar que compete à Assembléia Geral, dentre outras atribuições, aprovar modificações no estatuto e eleger ou destituir o Conselho de Administração.

Ainda segundo os termos do estatuto, os membros associados do ONS ficaram divididos em seis classes: agentes de geração (detentores de concessão ou autorização para a geração de energia elétrica, com usinas despachadas de forma centralizada, e o representante da parte brasileira da Itaipu Binacional); agentes de transmissão (detentores de concessão para a transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica); agentes de distribuição (detentores de concessão para a distribuição de energia elétrica através de instalações próprias, de montante igual ou superior a 300 GWh/ano); agentes importadores (titulares de autorização para a implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica); agentes exportadores (titulares de autorização para a implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica); e consumidores livres conectados à rede básica, que optaram por participar do MAE.

O estatuto determinou que o Conselho Fiscal teria três membros; a Diretoria Executiva, um presidente e quatro diretores; e o Conselho de Administração, 19 membros, sendo sete representantes da produção, quatro do transporte, sete do consumo e um do MME – este último sem direito a voto, mas com poder de veto em questões que contrariassem as diretrizes e políticas estabelecidas pelo governo. O prazo de gestão de conselheiros e diretores foi fixado em três anos.

O Conselho de Administração recebeu amplas atribuições, entre as quais a nomeação e destituição da Diretoria Executiva; a deliberação sobre diretrizes e linhas de atuação, além de planos e procedimentos operacionais do ONS; a aprovação dos procedimentos operacionais dos sistemas de geração e transmissão, e subseqüentes mudanças, a serem submetidos à Aneel; bem como a aprovação, para encaminhamento à agência, das ampliações e expansões no sistema de transmissão, propostas pela Diretoria Executiva.



Reunião do Conselho de Administração do ONS. Da esquerda para a direita, Mario Fernando de Melo Santos, diretor-presidente, Celso Ferreira, presidente do Conselho de Administração e Humberto Valle do Prado Júnior, secretário-geral do ONS. [Rio de Janeiro, RJ]. 24 de março de 2000 Acervo ONS

Integraram o primeiro Conselho de Administração do ONS os engenheiros Reinaldo José Rodriguez de Campos (Cesp), Celso Ferreira (Furnas), Jorge Nassar Palmeira (Eletronorte), Marcos Aurélio Madureira da Silva (Cemig), Lindolfo Zimmer (Copel), Laércio Dias (Gerasul) e Altino Ventura Filho (Itaipu), representantes da categoria geração; Sidney Simonaggio (EPTE), Cláudio Ávila da Silva (Eletrosul), Leonardo Lins de Albuquerque (Chesf) e Reni Antonio da Silva, (Escelsa), representantes da categoria transporte; Oscar Alfredo Prieto (Light), Wilson Pinto Ferreira Júnior (RGE), Moisés Afonso Sales Filho (Coelba), José Moreno Fariña (Cerj), Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo (Grupo Rede), Marcelo Silveira da Rocha (Energipe) e Pedro de Souza Bisch Neto (CEEE), da categoria consumo; e Osvaldo Baumgarten, do MME.

Para a presidência do Conselho de Administração, foi eleito o engenheiro Celso Ferreira, ex-coordenador do Subcomitê de Estudos Energéticos do GCOI, que então comandava a Diretoria de Produção e Comercialização de Energia Elétrica de Furnas.

A primeira Diretoria Executiva do ONS, eleita logo a seguir pelo Conselho de Administração, foi composta pelos engenheiros Mario Fernando de Melo Santos (Eletrobrás), titular da Diretoria de Operação da *holding* federal desde 1991 e, nessa condição, coordenador do Comitê Executivo do GCOI; Carlos Ribeiro (Cesp); Heitor Gontijo de Paula (oriundo da Cemig); Hermes Jorge Chipp (Eletrobrás) e Roberto José Ribeiro Gomes da Silva (Chesf).

Em outubro, as primeiras equipes técnicas do ONS, constituídas em grande parte por profissionais cedidos pela Eletrobrás e suas empresas controladas, começaram a trabalhar provisoriamente em dependências do escritório central de Furnas, no Rio de Janeiro. Em solenidade realizada em meados de outubro, no Rio, os cinco diretores do novo órgão foram formalmente investidos em seus cargos: Mario Santos, diretor-presidente, Carlos Ribeiro, diretor de Operação, Heitor Gontijo, diretor de Assuntos Corporativos, Hermes Chipp, diretor de Planejamento e Programação da Operação, e Roberto Gomes, diretor de Administração dos Serviços de Transmissão.

Em 11 de novembro de 1998, a Aneel publicou a Resolução nº 351, que autorizou o funcionamento do ONS, complementando a base legal do órgão. A resolução estipulou uma série de obrigações do ONS perante a Aneel, incluindo a apresentação dos modelos computacionais utilizados no planejamento e na programação da operação, como também no cálculo dos encargos de uso da rede básica de transmissão dos sistemas elétricos interligados, com o fim de validá-los e disponibilizá-los entre os agentes.



Diretoria do ONS. Da esquerda para a direita, Roberto José Ribeiro Gomes, diretor de Administração de Serviços de Transmissão, Hermes Jorge Chipp, diretor de Planejamento e Programação da Operação, Mario Fernando de Melo Santos, diretor-presidente, Heitor Gontijo de Paula, diretor de Assuntos Corporativos, e Carlos Ribeiro, diretor de Operação. Rio de Janeiro, RJ. Junho de 2003 Acervo ONS

Paralelamente ao processo de estruturação do ONS, o GCOI e o CCON asseguraram a continuidade da operação dos sistemas elétricos interligados. Além disso, o Comitê Executivo do GCOI tomou a iniciativa de preparar um conjunto de documentos técnicos – os chamados *Livros do GCOI* –, com o objetivo de facilitar a transferência das funções e procedimentos do organismo colegiado para o novo órgão. Elaborados sob a coordenação da Eletrobrás, os *Livros do GCOI* descreveram pormenorizadamente os produtos e serviços desenvolvidos pelo organismo colegiado ao longo de seus 25 anos de existência. Com o mesmo propósito, o CCON elaborou um trabalho de análise, avaliação e catalogação de seu acervo técnico.

Dando seqüência ao processo de transição institucional, o ONS elaborou o *Manual de Procedimento da Operação*, que fora aprovado pela Aneel em 10 de fevereiro. Também foram elaborados os contratos de cessão das instalações dos principais centros de operação de sistemas pertencentes à Eletrobrás e suas empresas controladas. Quase ao mesmo tempo, a entrada em operação da Interligação Norte-Sul estabeleceu a conexão elétrica entre os dois grandes sistemas interligados do país, doravante unificados em torno do chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).

Seis meses depois de sua constituição, o ONS já estava capacitado para assumir o controle e a coordenação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Superado esse desafio e de acordo com o cronograma de transição das atividades desenvolvidas pelo GCOI e pelo CCON para o ONS, o órgão assumiria a execução dos processos de planejamento e programação eletroenergética da operação, bem como das funções de administração dos serviços de transmissão que lhe foram atribuídas pelo novo modelo setorial.

A criação do ONS contemplou, sem dúvida, as características peculiares do sistema elétrico brasileiro e a experiência acumulada pelo GCOI e pelo CCON nas atividades de coordenação, planejamento, programação e supervisão da operação dos sistemas interligados, evidenciando o reconhecimento da necessidade de otimização rigorosa e centralizada da operação hidrotérmica, bem como da gestão dos usos múltiplos da água e da energia secundária, inerentes aos sistemas predominantemente hidrelétricos.

A trajetória do ONS e a operação do Sistema Interligado Nacional no período de 1999 a 2002

Desde sua constituição, em agosto de 1998, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ocupa um lugar relevante na complexa estrutura do setor de energia elétrica. Marcando o início da transferência para o ONS das atribuições do Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) e do Comitê Coordenador da Operação no Nordeste (CCON), o Operador assumiu em março de 1999 as funções de supervisão e controle em tempo real do chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).



Sistema Interligado Nacional (SIN). S.I. 1999
Acervo ONS

Comparado com os sistemas de produção e transmissão de energia elétrica de outros países, o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresenta características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial. Trata-se de um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte preponderância de usinas hidrelétricas, dotado de extensa rede de transmissão e de vários reservatórios com capacidade de regularização plurianual, que atende a cerca de 98% do mercado. Não fazendo parte do SIN os sistemas isolados da Região Amazônica.

O ONS assumiu a coordenação da operação do SIN em 1º de março de 1999, ao tomar posse do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), da Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás), e dos Centros de Operação dos Sistemas (COSs) de Furnas Centrais Elétricas, da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), da Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Eletrosul) e da Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte). A posse dos centros de operação de sistemas das empresas do grupo Eletrobrás foi efetivada com a assinatura de contratos de comodato, tal como previsto no Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e em consonância com a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, que estabelecera a transferência da propriedade dessas instalações para o ONS.

A passagem para o ONS das atividades de supervisão e controle da quase totalidade do sistema elétrico brasileiro ocorreu quase simultaneamente à entrada em operação comercial das linhas e subestações componentes do primeiro estágio da Interligação Norte-Sul, construídas por Furnas e Eletronorte, sob a coordenação da Eletrobrás. Empreendimento de caráter estratégico, incluído entre os projetos prioritários do programa *Brasil em Ação* do governo federal, a Norte-Sul estabeleceu a conexão entre os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, representando um passo fundamental para a constituição do SIN e a integração elétrica do país, idealizada desde a década de 1970.

Situado no centro de uma complexa estrutura de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, o Operador enfrentou sérios desafios em seus primeiros anos de existência, para assegurar aos usuários do Sistema Interligado Nacional a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

O atraso de obras e a insuficiência de novos investimentos em geração e transmissão acentuaram a tendência ao desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, notada desde o momento inicial de implementação das reformas do setor. Esse desequilíbrio resultou na necessidade de utilização excessiva da água armazenada nos reservatórios e na perda progressiva da capacidade de regularização do Sistema Interligado Nacional.

As condições hidrológicas extremamente desfavoráveis nas regiões Sudeste e Nordeste, em 2001, acabaram precipitando a maior crise de energia elétrica já ocorrida no Brasil. O ONS alertou sobre a crise que se avizinhava, indicando a necessidade de serem aplicadas medidas de restrição ao consumo de energia elétrica. Em função da gravidade da situação, o governo federal criou, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) e implantou um rigoroso programa de racionamento a partir do mês seguinte. O racionamento perdurou até fevereiro de 2002, atingindo todas as regiões do país, menos a Região Sul. Em trabalho conjunto com a GCE, o Operador ajudou o governo federal a administrar com sucesso o quadro de escassez de energia. Grandes e pequenos consumidores realizaram notável esforço para atender às metas de redução, economizando energia por diversos meios e adotando novos hábitos de consumo.

O racionamento despertou profunda reflexão sobre os rumos do setor de energia elétrica e as dificuldades de implementação do novo modelo setorial. Foi, sem dúvida, o maior desafio do ONS durante o seu processo de afirmação institucional. O maior, mas não o primeiro. Já em março de 1999, o ONS enfrentara seu batismo de fogo, em função de um blecaute no Sistema Interligado Nacional, que deixara metade do país às escuras.

Blecaute em vários estados do país

Na noite de quinta-feira, 11 de março de 1999, uma perturbação de grande porte no sistema interligado das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste provocou a interrupção do fornecimento de energia elétrica aos principais centros de carga dos

estados do Rio Grande do Sul, Paraná, Santa Catarina, São Paulo, Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso do Sul, afetando também, em menor escala, Minas Gerais, Mato Grosso, Goiás e o Distrito Federal.

O blecaute ocorreu às 22h16, ocasionando a interrupção de 24.940 MW, correspondentes a cerca de 72% da carga total do sistema interligado, no momento inicial da perturbação. Na Região Sul, a recomposição do sistema foi iniciada logo após o início da perturbação, sendo concluída em 49 minutos. O restabelecimento das cargas interrompidas pela atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (Erac) da área Minas Gerais e da área Goiás/Distrito Federal/Mato Grosso foi realizado em cerca de 20 minutos e 30 minutos, respectivamente. O processo de recomposição do sistema nos demais estados foi mais demorado, sendo concluído por volta das 2h30 da madrugada de 12 de março.

O colapso do sistema teve origem na subestação Bauru, entroncamento de várias linhas de transmissão procedentes de usinas dos rios Paraná e Paranapanema, que convergem para a região metropolitana de São Paulo. Com base em relatório preliminar do ONS, o Ministério de Minas e Energia (MME) divulgou, em 13 de março, uma nota oficial sobre a causa do blecaute. A nota relacionou o fenômeno à incidência de uma descarga atmosférica, que danificou a subestação Bauru, então pertencente à Companhia Energética de São Paulo (Cesp), ocasionando uma sucessão de desligamentos de linhas e usinas vitais para o funcionamento do sistema.

Efetivamente, a perturbação foi desencadeada por um curto-circuito na subestação Bauru, provocado por descarga atmosférica. O relatório de fiscalização da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) destacou que o desligamento do sistema poderia ter sido evitado, não fosse o arranjo de barras e os tipos de relés de proteção existentes na subestação Bauru. Cumpre observar que a propriedade e a gestão do vasto conjunto de linhas e subestações da Cesp – incluindo Bauru – seriam transferidas para a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP) em abril de 1999, em decorrência do processo de cisão da Cesp.

O relatório final do ONS sobre o blecaute e as ações desenvolvidas para a recomposição do sistema foi apresentado em 29 de março, confirmando a causa da perturbação como um curto-circuito na subestação Bauru. Segundo o relatório, o curto-circuito ocasionou o desligamento das linhas Assis-Bauru, Jupiá-Bauru e Bauru-





Blecaute na cidade de São Paulo. SP. 11 de março de 1999 Acervo Agência Estado de São Paulo



Subestação Bauru. SP.
S.d.
Acervo CTEEP

Embuguaçu, em virtude do tipo de arranjo de barra da subestação. A perda desses elementos e a abertura da linha Três Irmãos-Ilha Solteira, por atuação da proteção de distância, acarretaram intenso processo de oscilação das hidrelétricas Três Irmãos, situada em Pereira Barreto (SP); Jupiá (Eng. Souza Dias), localizada em Castilho (SP) e Três Lagoas (MS); Taquaruçu (Escola Politécnica), em Sandovalina (SP) e Itaguajá (PR); Porto Primavera (Eng. Sérgio Motta), em Rosana (SP); e Capivara (Escola de Engenharia Alexandre Mackenzie), em Taciba (SP) e Porecatu (PR), contra o restante do sistema interligado, além da redução do perfil de tensão no centro de carga da área São Paulo. Separadas do sistema de 440 kV, as cinco usinas saíram de operação com as linhas que interligavam os sistemas Sul e Sudeste no Norte do Paraná, ocorrendo ainda abertura de linhas de 500 kV na área Rio Grande do Sul. O colapso de tensão na área São Paulo conduziu ao desligamento do sistema de transmissão em corrente contínua associado a Itaipu, à perda de aproximadamente 10 mil MW, que estavam sendo gerados na usina binacional, localoizada em Foz do Iguaçu (PR) e à abertura em cascata de diversas linhas de 500 kV e 345 kV na Região Sudeste.

O relatório do Operador ressaltou que falhas de equipamentos em diversas áreas, especialmente em São Paulo e no Rio de Janeiro, impediram a religamento do sistema em tempo menor que o verificado. Em decorrência dessas falhas, os centros de operação do ONS interviram para coordenar as ações de recomposição do sistema, conforme o estabelecido em normas e instruções de operação da entidade.

O blecaute suscitou intenso debate sobre a vulnerabilidade do sistema elétrico brasileiro, contribuindo também para o acirramento das críticas ao processo de reestruturação do setor. A repercussão negativa do blecaute chegou a provocar um movimento de recuo do governo federal quanto à extinção do GCOI. Em 31 de março, o funcionamento do GCOI foi prorrogado por um ano, com base na Medida Provisória (MP) nº 1.819, que tratava de múltiplos assuntos relacionados à reestruturação do setor, em especial a cisão de Furnas.

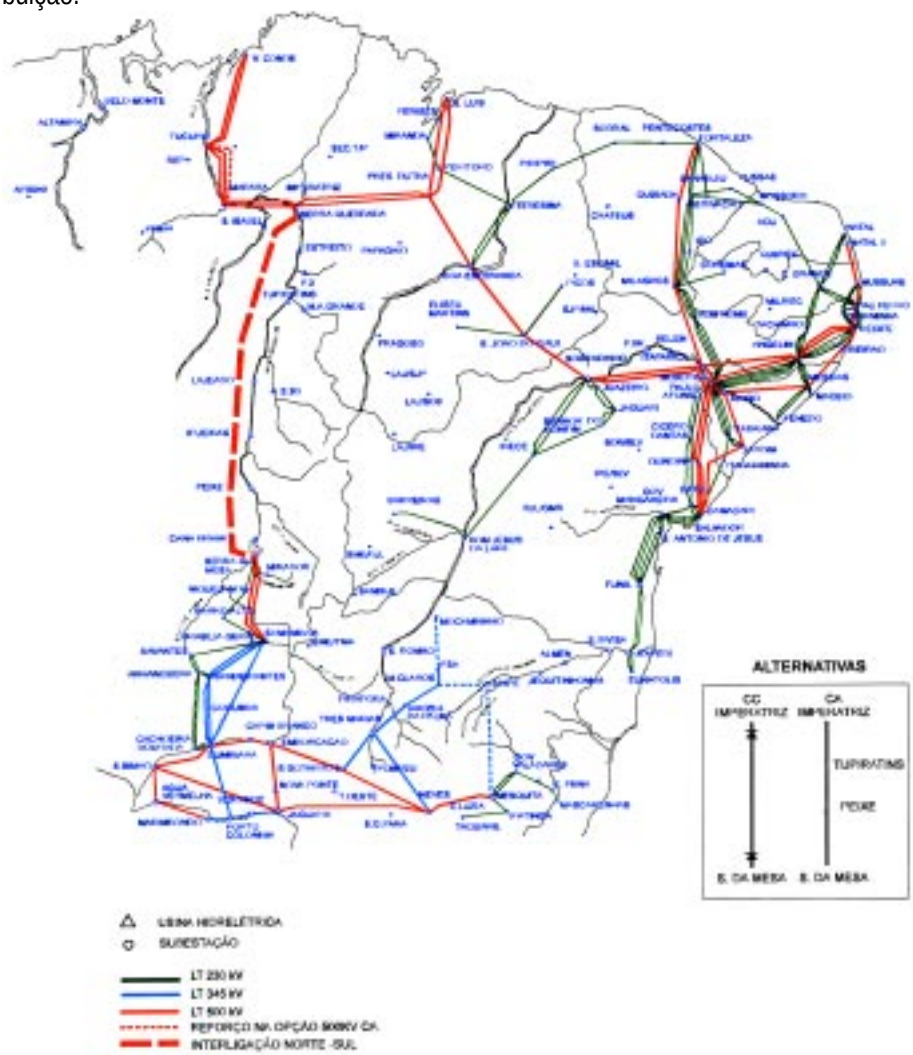
Dois meses mais tarde, a MP que conferia sobrevida ao GCOI foi julgada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal (STF), por causa dos dispositivos referentes à cisão de Furnas. Essa decisão do STF também colocou um termo final à existência do GCOI e do CCON. Dessa forma, a transferência das atribuições dos antigos organismos colegiados da operação para o ONS foi concluída no prazo estipulado pela Lei nº 9.648.

Em 26 de maio de 1999, o ONS assumiu, de fato e de direito, a execução dos processos de planejamento e programação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional.

Dificuldades da reforma e desafios da expansão da oferta de energia

A reeleição do presidente Fernando Henrique Cardoso assegurou, em princípio, a continuidade do processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro, tendo como pontos fundamentais a privatização, a desverticalização das empresas, a implantação de um mercado competitivo, a licitação da expansão, a garantia do livre acesso à rede de transmissão e a liberalização progressiva dos consumidores.

Havia, também, a expectativa de superação do quadro de relativa estagnação dos investimentos no setor de energia elétrica. De fato, os investimentos em geração não vinham ocorrendo no volume necessário para garantir a expansão da oferta, restringindo-se basicamente à retomada de obras paralisadas e à construção de novas usinas por produtores independentes e algumas concessionárias de distribuição.



Interligação Norte-Sul.
S.I. 2000
Acervo Eletrobrás

O resultado foi um aumento progressivo do risco de não atendimento ao mercado, sinalizado nos últimos planos de operação do GCOI e nos planos decenais de expansão do GCPS. O relatório do penúltimo plano decenal de expansão elaborado pelo GCPS (referente ao período 1999-2008) projetou riscos anuais de déficit superiores a 5% do mercado na Região Sul até 2000 e na Região Sudeste/Centro-Oeste até 2001, mesmo levando em conta a implantação de algumas unidades termelétricas e outros projetos com características emergenciais, como a Interligação Norte/Sul e a importação de energia da Argentina. Os riscos projetados para o ano 2000 foram particularmente elevados, chegando a 9,8% no Sudeste/Centro-Oeste e a 9,9% no Sul.

Dificuldades no plano macroeconômico também introduziram novos componentes de risco para os investimentos na expansão da oferta de energia elétrica. No segundo semestre de 1998, o Brasil sofreu intensamente os efeitos da crise internacional deflagrada pela moratória da Rússia. As turbulências chegaram ao auge em janeiro de 1999, no início do segundo mandato de Fernando Henrique (1999-2002), acarretando significativa desvalorização da moeda nacional.

A desvalorização cambial teve um forte impacto no setor de energia elétrica, aumentando sensivelmente os custos das distribuidoras com alto nível de endividamento externo, especialmente as que haviam sido utilizadas como instrumento para compra de outras concessionárias. Além disso, afetou os custos de importação do gás natural boliviano e dos equipamentos para geração térmica.

No plano político, a privatização das geradoras federais, considerada essencial para o funcionamento adequado do novo modelo setorial, passou a enfrentar forte oposição. A controvérsia em torno da desestatização dessas empresas envolveu inúmeras questões, como a modelagem de venda de Furnas; o uso das águas, no caso da Chesf; e a forma de viabilização econômico-financeira dos sistemas isolados, no caso da Eletronorte. Em fevereiro de 1999, o Conselho Nacional de Desestatização (CND) determinou ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) a definição de nova modelagem de venda das geradoras federais, incluindo a possibilidade de pulverização de uma parcela de suas ações. Os estudos para a privatização de Furnas, Chesf e Eletronorte prosseguiram, mas sem conseqüências práticas efetivas.



Brasil

FOLHA DE S.PAULO

SÃO PAULO *Liminares da Justiça de Mato Grosso do Sul impediam leilões; privatização do primeiro empresa deve ser em julho*

Decisão do STF permite venda da Cesp

PRIVATIZAÇÃO

Leilões de elétricas de SP

Notícias do jornal *Folha de São Paulo*. São Paulo, SP. 15 de fevereiro de 1998 (esq.) e 22 de junho de 1999
Acervo O Globo



Leilão de privatização da CGEET. São Paulo, SP. 27 de outubro de 1999
Acervo O Globo
Fotógrafo José Luís da Conceição

A privatização do setor de energia elétrica não foi de todo interrompida. Em 1999, o governo de São Paulo conseguiu levar a termo a venda de duas das três empresas de geração oriundas da cisão da Cesp: a Companhia de Geração de Energia Elétrica do Paranapanema - CGEEP (2.300 MW) e a Companhia de Geração de Energia Elétrica do Tietê - CGEET (2.640 MW), leiloadas às empresas norte-americanas Duke Energy e AES, respectivamente. A Cesp remanescente ficou com seis usinas, entre as quais Jupiá, e Ilha Solteira, nas cidades de Pereira Barreto (SP) e Selvíria (MS).

Também em 1999, o governo decidiu ajustar o processo de planejamento do setor ao novo contexto institucional. Em maio, o ministro de Minas e Energia, Rodolpho Tourinho Neto, promulgou a Portaria nº 150, determinando a criação do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE) em substituição ao Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), órgão coordenado pela Eletrobrás e responsável, desde o início da década de 1980, pela elaboração dos planos de expansão setorial. A portaria atribuiu ao comitê as tarefas de formulação dos planos de expansão da geração (a título indicativo) e da transmissão (em caráter determinativo), prevendo a extinção automática do GCPS por ocasião da conclusão do Plano Decenal de Expansão 2000/2009.

Com estruturação transitória aprovada em dezembro de 1999, o CCPE iniciou suas atividades em janeiro de 2000, como órgão do Ministério de Minas e Energia. Vale destacar que o MME também ficara encarregado de presidir o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Instituído em agosto de 1997 pela Lei nº 9.478 e efetivamente instalado em outubro de 2000, o CNPE assumiu a atribuição de formular e propor ao presidente da República as diretrizes da política energética nacional.

Em setembro de 1999, o MME anunciou um plano de medidas emergenciais para induzir e viabilizar o aumento da oferta de eletricidade no curto prazo, tendo em conta o aumento da probabilidade de problemas no fornecimento de energia, no período de 2000 a 2003. Tratava-se de um plano de ação articulado com o BNDES, a Eletrobrás e a Petrobras, contendo medidas de estímulo a investimentos em geração e transmissão, em especial as usinas termelétricas consideradas prioritárias pelo ministério. O plano considerou ainda as metas de crescimento da

economia, previstas no plano plurianual de investimentos conhecido como *Avança Brasil,* que fora submetido à aprovação do Congresso no fim de agosto.

O BNDES criou então o Programa Prioritário de Energia (PPE), abrindo condições especiais de financiamento para projetos de termelétricas (gás natural, carvão e xisto), hidrelétricas (inclusive Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs), co-geração (gás natural, carvão, resíduos de petróleo e biomassa) e transmissão de energia.

A Eletrobrás foi autorizada a atuar como agente comercializador de energia, iniciando entendimentos com investidores em geração térmica para a celebração de contratos de compra antecipada de energia – os *Power Purchase Agreements* (PPAs). Esperava-se que a garantia prestada pela Eletrobrás aos pagamentos a serem realizados pelas distribuidoras nos PPAs facilitaria a obtenção de financiamentos nacionais e internacionais para a construção das termelétricas. Ainda como parte do plano de medidas emergenciais, o governo promoveu uma redução do preço médio do gás natural destinado à geração termelétrica, com o intuito de compatibilizá-lo com os valores normativos estabelecidos pela Resolução nº 233/1999 da Aneel. Essa resolução limitou o repasse do custo da energia comprada pelos distribuidores (valor normativo) para os consumidores cativos.

Em outubro, o MME criou o Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica (Caet), levando em conta a necessidade urgente de ações mais amplas para viabilizar a instalação de cerca de 7 mil MW de geração termelétrica a gás natural e a garantia de equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade.

Os entendimentos com grupos empresariais interessados na construção das termelétricas a gás natural foram acelerados, culminando com a formulação do chamado Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), instituído em 24 de fevereiro de 2000 pelo Decreto nº 3.371. Segundo o decreto, as usinas termelétricas integrantes do programa fariam jus às três prerrogativas: garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos; garantia de aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica pelo mesmo prazo; e garantia de acesso ao financiamento do BNDES.


Brasil.
Agora com 15 mil MW a mais de energia.
Programa Prioritário de Termelétricas.

Anúncio do Programa Prioritário de Termelétricas no *Jornal do Brasil*.
Rio de Janeiro, RJ.
24 de fevereiro de 2000
Acervo Memória da Eletricidade

O Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) previu a construção de 49 termelétricas em 18 estados brasileiros, para adicionar cerca de 17 mil MW de potência ao sistema elétrico até dezembro de 2003.

A implementação do PPT, no entanto, esbarrou em numerosos obstáculos relacionados com o reajuste do preço do gás (insumo cotado em dólar) e o da tarifa de fornecimento (valor normativo); o risco cambial sobre o endividamento; a celebração dos contratos de longo prazo de venda de energia (PPAs); a demora na obtenção de licenças ambientais; e a carência de turbinas no mercado externo. Para compensar essas dificuldades, o governo decidiu concentrar esforços em cerca de 15 projetos do PPT, quase todos com a participação da Petrobras.

Instituído com a função de intermediar todas as transações de compra e venda de energia elétrica de longo e curto prazo no Sistema Interligado Nacional, o Mercado Atacadista de Energia (MAE) assumiu a contabilização e a liquidação das operações de curto prazo em julho de 1999, tendo como braço operacional a Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Asmae). Paralelamente, o Comitê Executivo (Coex) do MAE conduziu os trabalhos de definição das regras do mercado, abrangendo questões fundamentais, como formação de preços, padronização da medição, penalidades, pagamento de encargos do serviço do sistema, intercâmbios internacionais e realocação de energia.

As regras do mercado foram aprovadas pela Assembléia Geral do MAE, em fevereiro de 2000, e homologadas em 3 de agosto do mesmo ano, pela Resolução Aneel nº 290. Vale ressaltar, contudo, o atraso no processo de implantação do MAE, devido a uma série de problemas administrativos e operacionais, relativos à liquidação de transações de compra e venda de energia.

O início de 2001 foi marcado pelo crescimento das expectativas dos técnicos e dirigentes do setor em torno da configuração de séria crise de oferta de energia no país, devido ao quadro hidrológico extremamente desfavorável nas regiões Sudeste e Nordeste.

Em 12 de março, o ONS encaminhou à Aneel e ao MME uma *Nota Técnica*, recomendando a aplicação de medidas de restrição de carga no Sistema Interligado Nacional. Em 5 de abril, o MME lançou o Plano de Redução de Consumo e Aumento da Oferta (Recao). Duas semanas depois, o Operador apresentou à Aneel e ao MME



Pedro Parente (2º esq.), ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República e presidente da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, em reunião com representantes de empresas distribuidoras de energia. Da esquerda para a direita, Luiz Gonzaga Leite Perazzo, secretário-executivo do MME, Euclides Scalco, diretor-geral brasileiro da Itaipu Binacional e membro do Núcleo Executivo da GCE e José Mário Miranda Abdo, diretor-geral da Aneel e membro do Núcleo Executivo da GCE. Brasília, DF. 16 de maio de 2001 Acervo O Globo Fotógrafo Roberto Stuckert Filho

uma nova *Nota Técnica*, ratificando a necessidade de um plano de contingenciamento de energia.

Em 15 de maio, o presidente Fernando Henrique Cardoso criou, por meio da Medida Provisória nº 2.147, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de "propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica".

Ainda em maio, o governo criou a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASHEE) com a tarefa específica de avaliar, no prazo de dois meses, a política de produção energética e identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia.

A Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) foi instalada no âmbito da Presidência da República e a ela foram atribuídos poderes extraordinários, inclusive o de tomar decisões imediatas, em caráter de última instância, sobre temas de competência do Poder Executivo.

A GCE atuou durante um ano sob a presidência do Ministro Chefe da Casa Civil, Pedro Pullen Parente, que liderou um grupo de mais de 100 dirigentes e técnicos de diferentes esferas do governo e do setor de energia elétrica. O ministro de Minas e Energia, José Jorge de Vasconcelos Lima, nomeado para o cargo em março de 2001, presidiu o núcleo executivo da câmara até março de 2002. Nessa ocasião, o engenheiro Francisco Luiz Sibut Gomide assumiu o lugar de José Jorge na GCE, como novo titular do MME. O núcleo executivo da câmara contou com mais 10 integrantes, entre os quais o diretor-presidente do ONS, Mario Santos, o da Aneel, José Mário Abdo, o da Agência Nacional de Águas (ANA), Jerson Kelman, e Octávio Lopes Castelo Branco, diretor do BNDES.

Além das medidas de curto prazo relacionadas à administração do racionamento, a GCE coordenou uma série de ações para garantir a expansão da oferta de energia. Em julho de 2001, o ministro José Jorge lançou o Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia Elétrica, propondo investimentos em obras de geração e transmissão da ordem de R$ 43 bilhões até 2004 – a maior parte oriunda da iniciativa privada. O programa estratégico contemplou 24 usinas hidrelétricas e 38 termelétricas do PPT, que acrescentariam 26.325 MW ao Sistema Interligado Nacional.

No mês seguinte, a GCE anunciou o Programa Emergencial de Oferta de Energia, prevendo a instalação de 58 usinas a diesel e óleo combustível, por produtores independentes, até julho de 2002. Tais usinas seriam contratadas sob a forma de aluguel, por um prazo de três anos, e entrariam em operação apenas em caso de necessidade, para manter adequado o nível dos reservatórios e garantir o fornecimento de energia elétrica. Por isso mesmo, sua desativação foi prevista para 2005.

Para realizar a contratação das térmicas emergenciais, o governo criou ainda, em agosto, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), prevendo a extinção da empresa em junho de 2006.

Logo no início do funcionamento, a GCE também criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, com a missão de corrigir disfunções e propor aperfeiçoamentos para o modelo do setor. Coordenado pelo BNDES, o comitê liderou, durante a vigência da GCE, as duas principais tarefas: a implementação do chamado Acordo Geral do Setor Elétrico e a proposição das medidas de revitalização do setor.

Resultado de seis meses de intensas negociações, o Acordo Geral do Setor Elétrico foi firmado pelo governo e por 80 empresas de energia elétrica, sendo oficializado em 21 de dezembro de 2001 pela Medida Provisória nº 14, convertida na Lei nº 10.438, promulgada em 26 de abril de 2002. Essa lei regulamentou a cobrança do encargo de capacidade emergencial nas contas dos consumidores, para cobrir a contratação das termelétricas emergenciais e o adicional tarifário referente à recomposição das perdas de receita das distribuidoras durante o racionamento. Além disso, previu investimentos em fontes alternativas para a produção de energia elétrica, garantiu as operações da CBEE até o limite de R$ 11 bilhões e prorrogou até dezembro de 2004 o prazo de entrada em operação comercial das usinas enquadradas no PPT.

A Lei nº 10.438 aprovou ainda algumas medidas sugeridas pelo Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, como a obrigatoriedade da comercialização da energia de serviço público (a chamada "energia velha") por parte das concessionárias federais de geração, por meio de leilões públicos.

Em junho de 2002, o governo decidiu extinguir a GCE, criando em seu lugar a Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), vinculada ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Presidida pelo ministro Francisco Gomide, a nova câmara foi encarregada de propor ao CNPE diretrizes para a elaboração da política do setor de energia elétrica, além de gerenciar o Programa Estratégico Emergencial para o aumento da oferta de energia.



Criada empresa que vai comercializar energia

Foi criada ontem, por medida provisória, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (-CBEE), que terá a missão de contratar energia para aumentar a oferta e superar a atual crise energética enfrentada pelo País.

A nova empresa receberá do Governo verbas de R$ 50 milhões. Com sede no Rio de Janeiro, a CBEE buscará o reequilíbrio entre oferta e demanda de energia no País. O estatuto da CBEE será aprovado

visória, a União fica autorizada a transformar a CBEE em sociedade por ações e a alienar, total ou parcialmente, a entidades da administração pública federal indireta, sua participação no respectivo capital.

A criação da nova empresa foi anunciada em julho pelo presidente Fernando Henrique Cardoso como uma das medidas do Plano Emergencial de Oferta de Energia.

GARANTI
medida pr
iona dispe
ção para c
obras, com
que atenda
aos objetiv
autoriza a U
garantias nos
leilões pelo
dora. Ainda s
a constituição
rio inicial se
mediante capi
União.

Governo cria nova estatal para negociar energia

A CBEE se e
30 de junho o
acordo com a

que condições.

Notícias do *Jornal do Commercio* e da *Folha de São Paulo*.
Rio de Janeiro, RJ, São Paulo, SP.
31 de agosto de 2001
Acervo Memória da Eletricidade

O crescimento da capacidade geradora do Sistema Interligado Nacional

Concentrando sua atuação no Sistema Interligado Nacional (SIN), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) tem a missão de utilizar 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.

No período entre 1999 e 2002, a capacidade geradora instalada do SIN aumentou cerca de 13.300 MW, atingindo o montante de 72.843 MW, sem contar as termelétricas emergenciais. A Tabela 1 mostra a evolução da capacidade geradora do sistema no período em questão, especificando a participação das usinas hidrelétricas e das termelétricas a óleo diesel (OD), óleo combustível (OC), gás natural (GN), carvão (C) e nucleares (N), bem como a parcela de potência da Itaipu Binacional pertencente ao Brasil.

Em 1999, aproximadamente 2.500 MW foram adicionados ao sistema, com a entrada em operação das usinas Porto Primavera, Salto Caxias, Igarapava, Canoas I e II, Santa Branca, Rosal, William Arjona e Cuiabá, além de unidades adicionais nas usinas Três Irmãos e Sobragi. Houve um acréscimo de 4,3% em relação à capacidade instalada do SIN no ano anterior.

Situada no rio Paraná, a hidrelétrica Porto Primavera, foi inaugurada pela Cesp em janeiro de 1999, após quase vinte anos de obras. O projeto original previa a instalação de 18 unidades geradoras, somando 1.800 MW. Entretanto, a capacidade final da usina foi alterada, sendo reduzida para 1.540 MW. Em outubro de 2002, a Cesp acionou a décima-terceira e penúltima unidade geradora de Porto Primavera.

TABELA 1

Capacidade geradora instalada do Sistema Interligado Nacional em MW

Ano	Hidro	Itaipu	Termo					Termo total	Total
			OD	OC	GN	C	N		
1999	51.779	6.300	219	1.338	412	1.412	657	4.038	62.117
2000	53.327	6.300	224	1.338	1.192	1.410	1.966	6.130	65.757
2001	54.693	6.300	224	1.338	2.056	1.410	1.966	6.994	67.987
2002	57.534	6.300	224	1.338	4.030	1.410	2.007	9.009	72.843

Obs: Não inclui importação de energia de outros países (Itaipu, Ande e Argentina)

Fontes:
ONS. *Operação do Sistema Interligado Nacional.* Dados relevantes de 2001. [Rio de Janeiro, 2002], p. 43.
Os dados de 2002 foram obtidos junto ao ONS.



Usina termelétrica William Arjona. Campo Grande, MS. [1999/2003] Acervo Tractebel Energia Fotógrafo: Tarcísio Mattos – Tempo Editorial

A construção de Salto Caxias foi empreendida pela Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel) no rio Iguaçu, em área do município Capitão Leônidas Marques (PR). A usina atingiu sua capacidade final de 1.240 MW no primeiro ano de operação, tornando-se a segunda maior hidrelétrica da Copel.

A usina Igarapava foi construída no rio Grande, na divisa do Estado de São Paulo (município de Igarapava) com Minas Gerais (município de Conquista) pela Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), em parceria com cinco grandes consumidoras de energia elétrica, entre as quais a Companhia Mineira de Metais, a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) e a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN). Todas as unidades geradoras de Igarapava, perfazendo a capacidade de 210 MW, entraram em operação em 1999.

As duas usinas do complexo de Canoas foram construídas pela Cesp, em parceria com a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), do grupo Votorantim. Ambas estão localizadas no rio Paranapanema, na fronteira dos estados de São Paulo e Paraná. Canoas I (83 MW) foi erguida em uma área dos municípios de Cândido Mota

(SP) e Itambaracá (PR) e Canoas II (74 MW), nos municípios de Andirá (PR) e Palmital (SP). Com a cisão da Cesp, essas usinas passaram a integrar os ativos da Companhia de Geração de Energia Elétrica do Paranapanema (CGEEP), privatizada no mesmo ano.

O aproveitamento hidrelétrico de Santa Branca (57 MW) foi a primeira obra de geração levada a cabo pela Light Serviços de Eletricidade após sua privatização. Está localizado no rio Paraíba do Sul, nos municípios paulistas de Jacareí e Santa Branca.

A usina Rosal (55 MW) foi construída no rio Itabapoana, pela Empresa de Eletricidade do Vale do Paranapanema (EEVP), integrante do grupo Rede. Situada na divisa do Rio de Janeiro (Bom Jesus de Itabapoana) com o Espírito Santo (municípios de Guaçuí e São José do Calçado), a usina atingiu sua capacidade final no início do ano 2000.

Em Campo Grande (MS), à pequena distância do gasoduto Brasil-Bolívia, fica a termelétrica William Arjona, que foi inaugurada pela Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul), em abril de 1999, e passou, logo em seguida, ao controle da Centrais Geradoras do Sul do Brasil (Gerasul). No fim do ano, a usina operava com duas unidades de 40 MW movidas a óleo diesel. Em agosto de 2001, a William Arjona tornou-se a primeira termelétrica brasileira a utilizar o gás natural boliviano como combustível para a geração de energia elétrica.

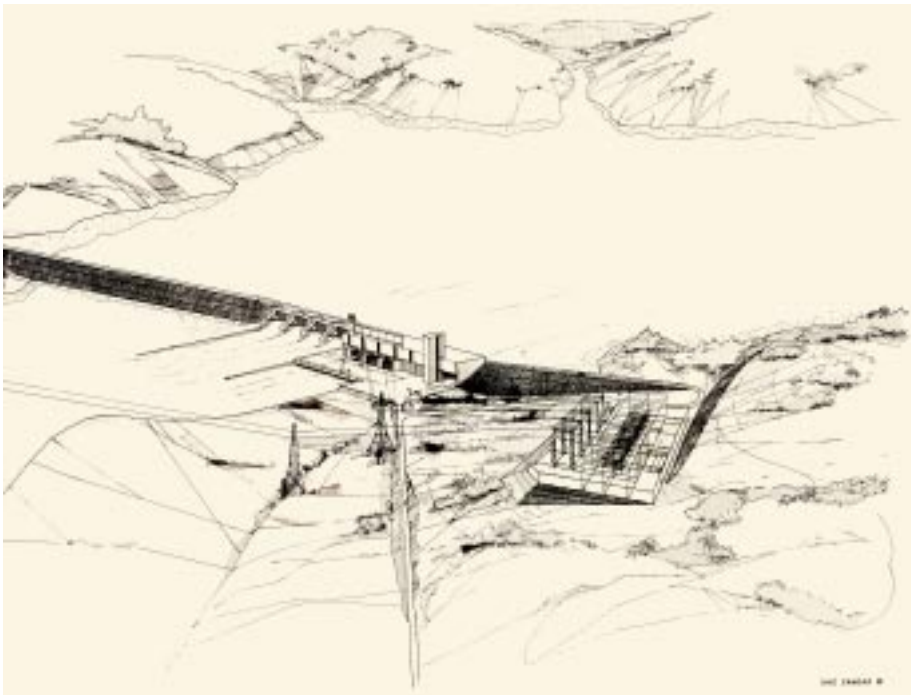
Implantada na capital mato-grossense por iniciativa do grupo norte-americano Enron, a termelétrica Cuiabá dispôs inicialmente de dois turbogeradores movidos a óleo diesel, cada um com 150 MW de potência. O funcionamento da usina, em sistema de ciclo combinado com gás natural, ficou dependente da construção do ramal de Cuiabá do gasoduto Brasil-Bolívia. No início de 2001, a capacidade da usina seria ampliada para 480 MW, com a entrada em operação de sua terceira unidade geradora.

A instalação da quinta unidade de Três Irmãos (Cesp), e da segunda de Sobragi (Companhia Paraibuna de Metais), na divisa entre Belmiro Braga e Simão Pereira (MG), marcou a conclusão, em 1999, da motorização das duas usinas.

Vale ressaltar, ainda em julho de 1999, a entrada em operação do gasoduto Brasil-Bolívia, tendo em conta o papel-chave atribuído ao empreendimento para a



Usina hidrelétrica Canoas I, em construção. Cândido Mota, SP/ Itambará, PR. [1992-97] Acervo Cesp



Concepção artística da usina hidrelétrica Canoas II. S.I. Dezembro de 1989 Acervo Cesp

instalação de numerosas térmicas a gás natural. O gasoduto começou a operar comercialmente no trecho de quase dois mil quilômetros de extensão entre Santa Cruz da la Sierra e Campinas (SP). A construção do trecho seguinte, até Porto Alegre, foi praticamente concluída no mesmo ano. A operação do gasoduto em território nacional ficou a cargo da Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG), controlada majoritariamente pela Gaspetro, empresa do sistema Petrobras, responsável pelas atividades ligadas ao gás natural.

No ano 2000, a expansão da oferta de energia no SIN foi muito concentrada no subsistema Sul, com a entrada em operação da termelétrica Uruguaiana (600 MW), no município de mesmo nome (RS); de quatro unidades da hidrelétrica Itá (1.160 MW), em área de Aratiba (RS) e Itá (SC); e da interligação com a Argentina (1.000 MW), representando um acréscimo de cerca de 30% na capacidade da região. No Sudeste, os acréscimos de oferta mais importantes foram a

Estação de controle do Gasoduto Brasil-Bolívia.
S.I. S.d.
Acervo TBG



usina nuclear Angra 2 (1.309 MW), em Angra dos Reis (RJ), e a continuidade do processo de motorização de Porto Primavera (504 MW adicionados naquele ano). Além disso, merece registro a inauguração do aproveitamento hidrelétrico de Manso (210 MW), realizado por Furnas no município de Chapada dos Guimarães (MT). A capacidade geradora instalada do SIN aumentou 5,9% em relação ao ano anterior.

Implantada pela AES Uruguaiana Empreendimentos, a termelétrica Uruguaiana começou a gerar energia em janeiro de 2000, utilizando um óleo especialmente desenvolvido pela Petrobras. Em meados do ano, a usina passou a operar com gás natural importado da Argentina.

Já as obras do aproveitamento hidrelétrico de Itá foram concluídas pela Gerasul em parceria com a Itá Energética – consórcio formado pelas empresas Odebrecht Química, CSN e Cimentos Itambé. A usina entrou em operação em julho de 2000, atingindo sua capacidade final (1.450 MW) em março do ano seguinte.

Especialmente relevante foi a importação de 1.000 MW de energia da Argentina, iniciada em junho de 2000 pela Companhia de Interconexão Energética (Cien), utilizando novas linhas de 500 kV que uniram as subestações Rincón e Garabi (Argentina), Santo Ângelo e Itá (Brasil).

Iniciada em 1977, a construção de Angra 2 – que integra, com Angra 1, o complexo nuclear Almirante Álvaro Alberto – foi concluída pela Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear). Após sucessivos atrasos, a entrada em operação de Angra 2 foi programada para junho de 1999. Entretanto, a usina só começou a operar efetivamente em julho de 2000, quando seu reator foi sincronizado à rede de transmissão de Furnas.

As obras do aproveitamento de Manso, no rio de mesmo nome, foram concluídas por Furnas, em parceria com o Consórcio Produtores Energéticos de Manso (Proman). A usina começou a gerar energia em dezembro de 2000, completando sua capacidade final (210 MW) em maio do ano seguinte.

Em 2001, a capacidade geradora instalada do SIN aumentou apenas 3,4% em relação ao ano anterior. Cerca de 2.200 MW foram incorporados à capacidade geradora do sistema, merecendo destaque a conclusão dos aproveitamentos de Itá e Manso, a entrada em operação de mais três unidades de Porto Primavera e da terceira unidade da termelétrica Cuiabá. Além disso, houve acréscimos nas hidrelétricas



Usina hidrelétrica Manso. Chapada dos Guimarães, MT. [2000-02] Acervo Furnas

Lajeado, situada nos municípios de Palmas e Miracema do Tocantins (TO); e Dona Francisca, em Agudo e Nova Palma (RS); e também nas usinas térmicas Eletrobolt, localizada em Seropédica (RJ), e Macaé Merchant, em Macaé (RJ).

Situada no rio Tocantins, a usina Lajeado, oficialmente denominada Luís Eduardo Magalhães, foi construída pela Investco, um consórcio liderado pelas empresas Rede Lajeado Energia (grupo Rede) e EDP Brasil (controlada pela Eletricidade de Portugal-EDP). O projeto de Lajeado previu a instalação de cinco unidades com capacidade total de 900 MW. A primeira unidade da usina entrou em operação em dezembro de 2001.

Já a usina Dona Francisca, no rio Jacuí, foi erguida pela Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul, em associação com o consórcio Dona Francisca Energética (Dfesa), constituído majoritariamente pelas empresas Inepar Energia, Copel e Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). Em 2001, a usina agregou 125 MW ao sistema, com a entrada em operação de suas duas unidades geradoras.

Incluída no Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), a usina Macaé Merchant foi construída pela empresa norte-americana El Paso Energy e inaugurada

em novembro de 2001. A termelétrica foi projetada para operar com vinte turbinas a gás natural, com capacidade total de 928 MW e o objetivo de comercializar energia no mercado *spot*. Oito das vinte turbinas da Macaé Merchant foram efetivamente instaladas naquele ano.

Também enquadrada no PPT, a Eletrobolt foi construída pela Sociedade Fluminense de Energia (SFE), controlada pelo grupo norte-americano Enron. Equipada com oito grupos geradores a gás natural, totalizando 380 MW de capacidade instalada, a usina foi inaugurada em agosto de 2001.

Em 2002, a capacidade geradora do SIN cresceu 7,1% em relação ao ano anterior, sem levar em conta a potência instalada das termelétricas emergenciais. Cerca de 4.850 MW foram acrescidos ao sistema, merecendo destaque a entrada em operação das hidrelétricas Machadinho, Cana Brava, Itiquira e Santa Clara; e das termelétricas Juiz de Fora, Senador Carlos Jereissati e Ibiritermo, bem como de unidades adicionais nas usinas Lajeado, Porto Primavera e Macaé Merchant. O total da capacidade instalada em 2002 incluiu ainda unidades geradoras em comissionamento nas termelétricas Fafen, Nova Piratininga, Araucária, Senador Carlos Jereissati, Termobahia e Canoas, como também na hidrelétrica Funil Grande. Vale destacar que, em maio de 2002, a Cien colocou em operação o segundo circuito da linha entre Rincón e Itá, ampliando a importação de energia da Argentina.



Concepção artística da usina hidrelétrica Dona Francisca. S.I. 1986
Acervo CEEE

A hidrelétrica Machadinho (1.140 MW) foi implantada no rio Pelotas, entre o município gaúcho de Maximiliano de Almeida e o município catarinense de Piratuba. O consórcio responsável pela construção da usina incluía a Gerasul, a Celesc, a CEEE, o Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas e grandes empresas privadas consumidoras de energia, como a Alcoa Alumínio, a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), a Valesul Alumínio, a Companhia de Cimento Portland Rio Branco e a Camargo Corrêa Cimentos. Essas empresas asseguraram o direito ao recebimento de quase 60% da energia da usina. Machadinho começou a gerar energia em fevereiro de 2002, colocando em operação, em julho do mesmo ano, sua terceira e última unidade geradora.

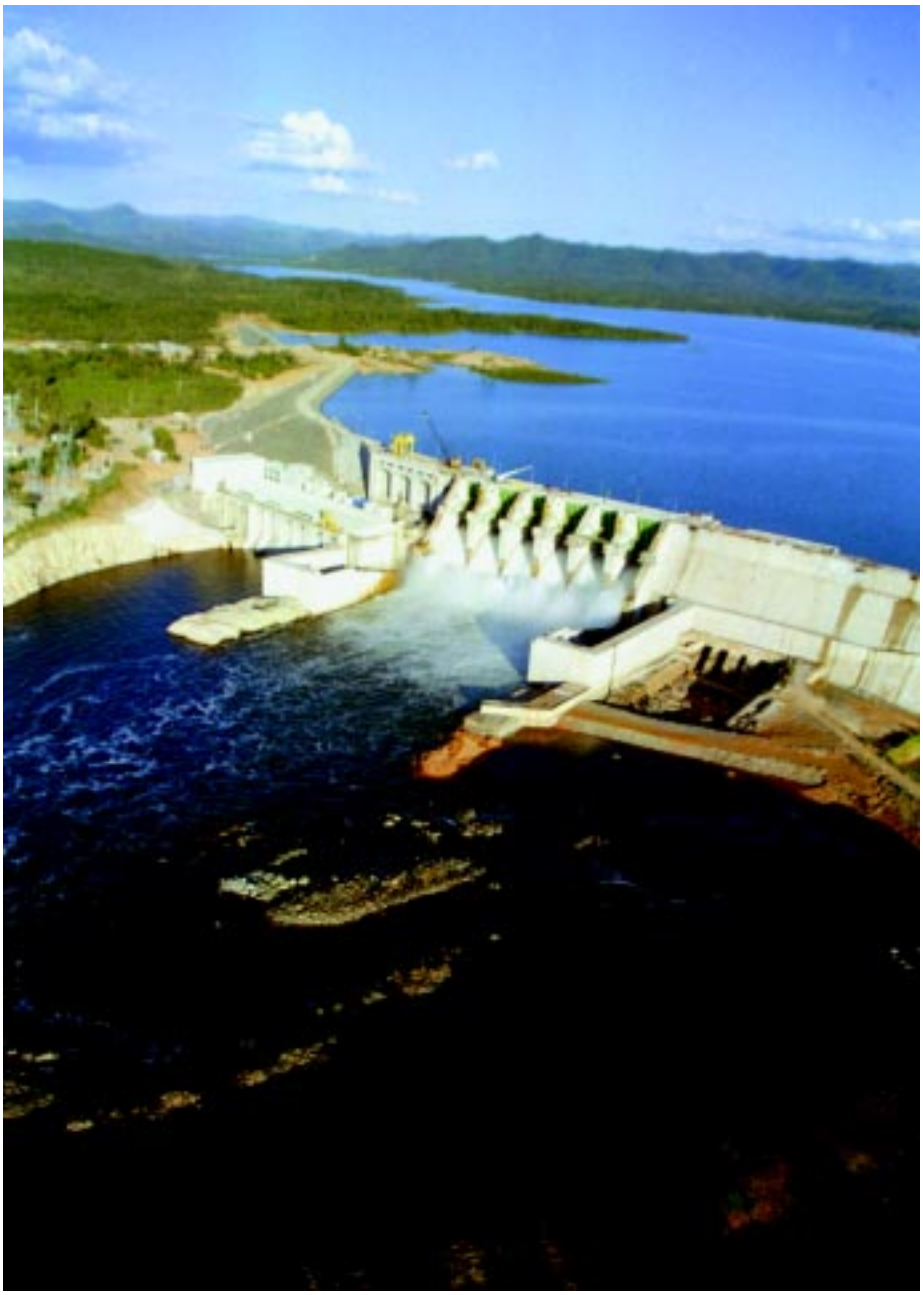
A hidrelétrica Cana Brava (450 MW) está localizada no rio Tocantins, nos municípios de Cavalcanti e Minaçu (GO). Foi implantada pela Companhia Energética Meridional (CEM), empresa constituída pela Tractebel, com a finalidade de construir e operar a usina e o sistema de transmissão a ela associado. Inaugurada em maio de 2002, Cana Brava completou sua capacidade instalada quatro meses depois.

As hidrelétricas Itiquira e Piraju foram construídas para a autoprodução de energia elétrica, tendo como investidores a Itiquira Energética e a Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), respectivamente. Itiquira (156 MW) fica no rio e município de mesmo nome, em Mato Grosso, e Piraju (80 MW) está situada no rio Paranapanema, em área do município paulista de Piraju.

A usina Santa Clara (60 MW) fica no rio Mucuri, em área pertencente aos municípios de Nanuque e Serra dos Aimorés (MG) e Mucuri (BA). Foi erguida pela Companhia Energética Santa Clara, empresa controlada pela Construtora Queiroz Galvão, em associação com o Consórcio Queimado, formado pela Cemig e pela Companhia Energética de Brasília (CEB).

As obras do aproveitamento de Funil Grande, no rio Grande, nos municípios de Lavras e Perdões (MG), foram realizadas pela Cemig, em parceira com a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD). Em dezembro de 2002, a concessionária mineira iniciou testes de comissionamento da primeira das três unidades de 60 MW da usina.

Cerca de dois mil MW foram agregados à capacidade de geração do Sistema Interligado Nacional em 2002, com a implantação ou ampliação de usinas a gás natural integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT) em vários estados.



Usina hidrelétrica Cana Brava. Minaçu/ Cavalcante, GO. [1998-2003]
Acervo Tractebel Energia
Fotógrafo: Tarcísio Mattos – Tempo Editorial



Usina termelétrica Ibirité. Ibirité, MG. [2002-03] Acervo Fiat Energia

Oito termelétricas do PPT entraram em operação ou em testes de comissionamento durante o ano. Quase sempre em associação com outros investidores, a Petrobras contribuiu para a viabilização de seis dessas oito usinas, nomeadamente: Ibiritermo (150 MW), em Ibirité (MG), perto da Refinaria Gabriel Passos, em associação com a Fiat Allis; Nova Piratininga (200 MW), em São Paulo, com a participação da Empresa Metropolitana de Águas e Energia (Emae); Fafen (64 MW), em Camaçari (BA), junto à Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen), em parceria com a Eletricidade de Portugal (EDP); Termobahia (190 MW), em Mataripe (BA), junto à Refinaria Landulpho Alves, em associação com a Asea Brown Boveri (ABB); Araucária (480 MW), no município de mesmo nome (PR), junto à Refinaria Presidente Vargas, com a participação da El Paso Energy e da Copel; e Canoas (160 MW), no município de mesmo nome (RS) junto à Refinaria Alberto Pasqualini, implantada sob a responsabilidade exclusiva da Petrobras.

As demais usinas do PPT instaladas em 2002 foram as termelétricas Juiz de Fora (82 MW) e Senador Carlos Jereissati (220 MW). Os investimentos para a implantação da termelétrica Juiz de Fora, situada no município de mesmo nome (MG), foram realizados pela Cat-Léo Energia, subsidiária de geração da Companhia Força e Luz Cataguazes–Leopoldina (CFLCL) e pela empresa norte-americana Alliant Energy. Localizada em Caucaia, no complexo industrial e portuário de Pecém (CE), a termelétrica Senador Carlos Jereissati foi implantada pelo grupo privado nacional MPX Termo Ceará.

Em dezembro de 2002, a Eletronorte inaugurou a primeira das onze unidades geradoras da segunda etapa do aproveitamento hidrelétrico de Tucuruí, no rio Tocantins, município de Tucuruí (PA). Entretanto, o baixo nível do reservatório da usina inviabilizou a imediata entrada em operação comercial da nova unidade. Maior hidrelétrica inteiramente brasileira, Tucuruí alcançará a capacidade de 8.370 MW, quando terminarem as obras de sua segunda casa de força, o que está previsto para 2006.

No período compreendido entre 1999 e 2002, a expansão da capacidade geradora instalada do Sistema Interligado Nacional concentrou-se no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (mais 7.600 MW, em números redondos) e no subsistema Sul (cerca de 4.500 MW a mais). O crescimento da potência instalada do subsistema Nordeste foi reduzido, sendo propiciado basicamente pela implantação, em 2002, de três termelétricas enquadradas no PPT (Senador Carlos Jereissati, Fafen e Termobahia). Cumpre ressaltar que o aproveitamento hidrelétrico de Lajeado, situado no Estado de Tocantins, na Região Norte, é importante para o sistema interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste.

Rede básica de transmissão se expande

Objeto de ação do ONS, a rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) é constituída pelas linhas que operam em tensão igual ou superior a 230 kV, com as subestações que dispõem de barramentos nas mesmas tensões.

Com o acréscimo de aproximadamente 8.800 quilômetros de linhas no período em questão, a rede básica de transmissão atingiu a extensão de quase 73 mil quilôme-

tros de linhas no fim de 2002, como mostra a tabela 2. A capacidade de transformação da rede básica aumentou de 143 mil MVA para 166 mil MVA, com a construção de novas subestações e a ampliação das instalações pré-existentes.

TABELA 2

Extensão de linhas de transmissão da rede básica (km)

TENSÃO KV	1998	1999	2000	2001	2002
230	31.341	32.278	32.451	32.537	33.290
345	8.892	9.024	9.024	9.024	9.021
440	5.936	6.049	6.163	6.668	6.688
500	14.217	15.877	17.046	17.510	19.525
600 CC	1.612	1.612	1.612	1.612	1.612
750	1.783	2.114	2.379	2.379	2.683
TOTAL	63.781	66.675	69.730	70.033	72.819

Fontes:
ONS. *Operação do Sistema Interligado Nacional.* Dados relevantes de 2001. [Rio de Janeiro, 2002], p. 47.
Os dados de 2002 foram fornecidos pelo ONS.

A expansão da rede básica de transmissão foi fruto, principalmente, dos projetos de ampliação das interligações inter-regionais e de integração energética com os países do Cone Sul, especialmente a Argentina.

A primeira mudança importante na configuração física da rede básica ocorreu em março de 1999, com a entrada em operação comercial do primeiro estágio da Interligação Norte/Sul. Planejado pela Eletrobrás e executado por Furnas e Eletronorte, o empreendimento exigiu a construção de cinco trechos de linha de transmissão em 500 kV, com quase 1.300 quilômetros de extensão total, e das subestações Colinas, Miracema e Gurupi, em Tocantins, além das ampliações nas subestações Imperatriz (MA), Presidente Dutra (MA), Marabá (PA), Serra da Mesa (GO) e Samambaia (DF). A Interligação Norte/Sul estabeleceu a conexão elétrica entre os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste, proporcionando benefícios energéticos de natureza estrutural, traduzidos pelos acréscimos na energia garantida do Sistema Interligado Nacional.



Subestação Imperatriz.
MA. 1998
Acervo Eletrobrás



Linha de transmissão
Serra da Mesa –
Samambaia II.
DF. 1998
Acervo Eletrobrás

A Interligação Norte/Sul havia sido programada originalmente para fins de 1999. Entretanto, em meados de 1996, o governo decidiu antecipar sua entrada em operação, com base em novas avaliações realizadas no âmbito do GCPS, incluindo o empreendimento entre os projetos prioritários do programa *Brasil em Ação*. Apoiada financeiramente pela Eletrobrás, Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e Eximbank do Japão, a obra foi executada no prazo estabelecido.

O mesmo não ocorreu com outros projetos de transmissão relevantes, como a complementação do tronco de 750 kV do sistema de transmissão associado a Itaipu. Tratava-se de obra fundamental para o reforço da interligação Sul/Sudeste, levando-se em conta a perspectiva de aumento da oferta de energia na Região Sul, propiciada pela integração energética com o Mercosul – em especial, a Argentina. Responsável pelo empreendimento, Furnas implantou o terceiro circuito entre Foz do Iguaçu (PR) e Tijuco Preto (SP) de forma escalonada. Em março de 1999, a empresa federal iniciou a operação do terceiro circuito, no trecho entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã (PR). A operação foi estendida até a subestação Itaberá (SP), em maio de 2000, e, finalmente, até Tijuco Preto, em maio de 2001.

O atraso do terceiro circuito de Itaipu resultou em perda de energia, produzindo impacto no nível de armazenamento dos reservatórios da Região Sudeste. As duas principais conseqüências do atraso foram o vertimento em Itaipu de água que poderia ter sido transformada em geração para o Sudeste, se houvesse capacidade de transferência na linha; e menor importação de energia da Argentina.

A Companhia de Interconexão Energética (Cien) iniciou, em junho de 2000, a importação de energia da Argentina, colocando em operação comercial as linhas de transmissão de 500 kV que ligaram as subestações Rincón e Garabi, do lado argentino, e Santo Ângelo e Itá, no lado brasileiro. Em maio de 2002, a Cien colocou em operação o segundo circuito das linhas entre Rincón e Itá, ampliando a importação de energia do país vizinho. A Eletrosul também contribuiu para viabilizar o suprimento de energia da Argentina, colocando em operação, em janeiro de 2000, a linha de 500 kV entre as subestações Itá e Santo Ângelo.

Ainda na Região Sul, merece destaque a entrada em operação, em março de 2002, da linha Campos Novos-Blumenau, de 500 kV, importante para o suprimento de Santa Catarina e da região metropolitana de Curitiba, bem como para o intercâmbio



Esquema do sistema de transmissão no sul do país. S.l. 1997
Acervo Eletrobrás

energético entre as regiões Sul e Sudeste. A obra foi executada pela Empresa Catarinense de Transmissão de Energia (ECTE), constituída pela Schain Engenharia, Companhia Técnica de Engenharia Elétrica (Alusa) e Celesc. A Copel também ampliou seu sistema de transmissão de 500 kV, valendo destacar a construção da subestação Bateias, na região metropolitana de Curitiba.

Entre os principais empreendimentos que reforçaram o suprimento de energia ao Estado de São Paulo, destacam-se as linhas Assis-Sumaré e Assis-Taquaruçu de 440 kV, ambas associadas ao sistema de transmissão do Pontal do Paranapanema e de vital importância para o escoamento da energia gerada por Porto Primavera. Licitadas pela Aneel em 1999, essas linhas entraram em operação comercial em outubro de 2001. Foram implantadas pela Empresa de Transmissão de Energia do Oeste (Eteo), pertencente ao grupo norte-americano Earth Tech/Tyco.

Furnas reforçou o sistema de suprimento à área Rio de Janeiro, colocando em operação, em 1999, a linha de 500 kV entre Angra dos Reis e a subestação Grajaú, situada na capital fluminense. Problemas de ordem ambiental impediram a construção da linha de 500 kV Taubaté-Angra, obrigando os técnicos a adotarem uma expansão alternativa para o suprimento às áreas Rio de Janeiro e Espírito Santo, com a duplicação das linhas de 500 kV Tijuco Preto-Cachoeira Paulista e Cachoeira Paulista-Paulista-Adrianópolis.

A expansão da rede básica de transmissão no sistema Norte/Nordeste foi marcada pela ampliação dos troncos de 500 kV integrantes da Interligação Norte/Nordeste e do sistema de transmissão de Xingó, e das redes de transmissão em 230 kV, para o atendimento localizado aos estados nordestinos.

A Chesf concluiu a segunda etapa do sistema de transmissão associado à hidrelétrica Xingó, colocando em operação a linha entre Messias (AL) e Recife II, em janeiro de 1999, e a linha entre Xingó e a subestação Camaçari (BA), em maio de 2000. No mesmo mês, a empresa federal estabeleceu a ligação de 500 kV entre as subestações Presidente Dutra (MA), Teresina (PI), Sobral (CE) e Fortaleza. Com mais de 700 quilômetros de extensão, a obra assegurou melhor atendimento à carga da capital cearense e elevou a capacidade da Interligação Norte/Nordeste em 1.000 MW.

O suprimento a Belém e aos complexos industriais de alumínio estabelecidos no município de Barcarena (PA) foi reforçado em agosto de 2002, com a entrada em operação do segundo circuito de 500 kV entre Tucuruí e a subestação Vila do Conde. A obra foi realizada pela Empresa Paraense de Transmissão de Energia (EPTE), constituída pela Schain Engenharia e pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica (Alusa) com a participação da Eletrobrás. Essas mesmas companhias criaram a Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (Eate), responsável pela construção do terceiro circuito da interligação Norte/Nordeste, nos trechos entre as subestações Tucuruí e Marabá (PA), Açailândia, Imperatriz e Presidente Dutra (MA). Esse novo sistema de 500 kV seria concluído em março de 2003, aumentando a capacidade de transmissão da energia gerada por Tucuruí.

Em dezembro de 2002, a rede básica de transmissão passou a contar com as linhas de interligação entre a subestação Samambaia (Furnas) e as usinas Itumbiara (Furnas/situada nos municípios de Arapuá-MG e Itumbiara-GO) e Emborcação, tam-

bém conhecida como Teodomiro Sampaio, (Cemig/localizada em Cascalho Rico-MG e Catalão-GO). As duas linhas foram implantadas pela empresa espanhola Expansión, com o objetivo de atenuar a restrição de intercâmbio entre os sistemas Norte/Nordeste e Sul/Sudeste e assegurar o escoamento de energia das usinas Lajeado (Investco) e Tucuruí (Eletronorte). Essas linhas foram planejadas em estreita correspondência com o projeto do segundo estágio da Interligação Norte/Sul, tendo em vista a ampliação da capacidade dessa interligação para 2.500 MW. A conclusão das obras de duplicação do segundo circuito da Interligação Norte/Sul está prevista para março de 2004.

Usina hidrelétrica
Lajeado.
Lajeado/ Miracema, TO.
24 de janeiro de 2003
Acervo Investco
Fotógrafo Márcio
Di Pietro



Também no final de 2002, foram ligadas para teste de comissionamento duas das quatro linhas de 500 kV da interligação entre a hidrelétrica Serra da Mesa (Furnas), situada em Colina do Sul e Minaçu (GO), e a subestação Governador Mangabeira (Chesf), na Bahia, componentes da chamada Interligação Sudeste/Nordeste. A concessão para a exploração do serviço de transmissão dessa interligação foi outorgada à Transmissora Sudeste Nordeste (TSN), constituída pela Enelpower do Brasil, subsidiária da empresa italiana Enelpower. As duas linhas liberadas para testes estabeleceram a ligação entre Serra da Mesa e as subestações Rio das Éguas e Bom Jesus da Lapa, ambas localizadas na Bahia e pertencentes à Chesf, somando cerca de 570 quilômetros de extensão. Prevista para junho de 2003, a conclusão da Interligação Sudeste/Nordeste, com a implantação de mais 500 quilômetros de linhas até Governador Mangabeira, possibilitará a transferência de até 1.200 MW de energia entre as regiões Sudeste e Nordeste.

A entrada em operação de 2 mil quilômetros de linhas de 500 kV, em 2002, sinalizou claramente a retomada do processo de expansão da rede básica de transmissão, superando inclusive algumas metas propostas no Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia, lançado pelo Ministério de Minas e Energia em julho de 2001, durante a crise de racionamento de energia elétrica.

No primeiro ano de operação, ONS define procedimentos

Em 1999, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deu passos importantes na consolidação de sua estrutura empresarial, tendo em vista o exercício pleno de suas atribuições, como agente coordenador da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Ao mesmo tempo, houve sérias restrições hidrológicas no Sudeste e no Nordeste, o que levou os técnicos a priorizarem ações operativas nessas regiões, a fim de garantir a continuidade e a qualidade do suprimento de energia elétrica.

No plano interno, a arquitetura organizacional e de gestão do ONS ficou praticamente definida a partir de trabalho desenvolvido com a ajuda de consultoria especializada, aprovado pelo Conselho de Administração do Operador. Ainda em 1999, o

ONS passou a admitir profissionais para a composição de seu quadro próprio de pessoal.

Desde o primeiro ano de atividades, o Operador foi organizado em cinco principais áreas: a Presidência e as Diretorias de Administração dos Serviços de Transmissão (DAT), Planejamento e Programação da Operação (DPP), Operação do Sistema (DOP) e Assuntos Corporativos (DAC).

Na estrutura organizacional do ONS, a Presidência é responsável pela condução do processo de planejamento empresarial, estabelecendo diretrizes para a utilização otimizada dos recursos econômicos, humanos e de gestão. Tem, ainda, o objetivo de atingir as metas de qualidade e excelência de forma evolutiva, além de conduzir as atividades de relacionamento estratégico e de comunicação, envolvendo tanto o público interno como os agentes setoriais e, de forma mais ampliada, as entidades representativas da sociedade.

A Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão (DAT) tem como atribuição definir as ampliações e reforços da Rede Básica de Transmissão, buscando a melhoria de confiabilidade e adequação da transmissão para atender às necessidades de expansão da demanda e da oferta, o que inclui a gestão de novas solicitações de acesso e conexão e o estabelecimento de padrões de desempenho. Esta área também engloba o desenvolvimento e a administração da transmissão, incluindo a gestão dos contratos, contabilização e liquidação dos encargos de transmissão e os serviços ancilares.

A Diretoria de Planejamento e Programação da Operação (DPP) tem sob sua responsabilidade as atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, através da determinação dos despachos operacionais de forma centralizada, buscando a eficiência operacional do SIN, otimizando e garantindo a confiabilidade e a qualidade do serviço, e reduzindo os custos para o consumidor final. Paralelamente, em âmbito interno, coordena o desenvolvimento das providências para viabilizar o funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

A Diretoria de Operação (DOP) tem a missão de garantir a confiabilidade e eficiência da operação em tempo real do SIN, operando o sistema de forma otimizada e padronizada, melhorando continuamente os processos operacionais, investindo em evolução tecnológica e desenvolvimento profissional e pessoal das equipes de operação.



Capa de manual do ONS. S.I. S.d. Acervo ONS

Além disso, tem como meta assegurar a transparência das ações operacionais e o tratamento equânime dos agentes, mantendo a segurança, a continuidade e a qualidade no suprimento de energia elétrica.

A Diretoria de Assuntos Corporativos (DAC) é responsável pelo suporte a todas as atividades do ONS. Cabe-lhe administrar os recursos humanos, financeiros, patrimoniais, de tecnologia da informação e de telecomunicações, de acordo com os novos requisitos de interatividade e interconectividade de uma gestão moderna e eficaz, formando uma cultura própria da organização, a partir das melhores práticas e das experiências dos técnicos que compõem o quadro do ONS.

Como requisito básico para o início de suas atividades operacionais, o ONS elaborou o *Manual de Procedimentos da Operação*, enunciando conceitos básicos, diretrizes, métodos, critérios, regras e procedimentos a serem seguidos pelo próprio órgão e pelos agentes envolvidos na operação do sistema eletroenergético e de suas instalações. Esse documento, aprovado em 10 de fevereiro de 1999, pela Resolução nº 25 da Aneel, permitiu ao ONS assumir a operação do Sistema Interligado Nacional, em 1º de março de 1999.

A aprovação do *Manual de Procedimentos de Operação* representou o ponto de partida do extenso e complexo trabalho de codificação dos *Procedimentos de Rede* – uma série de documentos elaborados pelo ONS, com a participação dos agentes do setor, que estabeleceram gradualmente os procedimentos e requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do SIN, assim como as responsabilidades do ONS e dos demais agentes de operação. Os *Procedimentos de Rede* estão em permanente processo de revisão, atualização e aperfeiçoamento, de forma a acompanhar a evolução organizacional, legal e estrutural do setor de energia elétrica brasileiro.

Em 1999, o ONS centrou esforços na elaboração de 11 dos 23 módulos dos *Procedimentos de Rede*, notadamente aqueles relacionados com a implantação do Mercado Atacadista de Energia (MAE) e das novas funções de administração da transmissão. Além do *Manual de Procedimentos de Operação* (módulo nº 10), o Operador concluiu o módulo nº 3, denominado *Acesso aos Sistemas de Transmissão*.

Aprovado pelo Conselho de Administração do ONS em abril de 1999 e encaminhado para homologação da Aneel, o módulo nº 3 estabeleceu as instruções e os procedimentos para a viabilização do acesso dos agentes às instalações de transmissão integrantes da rede básica do Sistema Interligado Nacional, permitindo a implementação técnico-institucional das novas funções de administração da transmissão.

Vale lembrar que a atividade de administração da transmissão constituía uma das inovações institucionais da reforma do setor de energia elétrica, exigindo a celebração de novas relações contratuais entre os agentes do setor. De acordo com a resolução da Aneel que autorizou o funcionamento do ONS (Resolução nº 351, de novembro de 1998), o Operador foi incumbido de celebrar *Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão* (CPST) com os proprietários de ativos da transmissão na rede básica. Os usuários desta rede (geradores, distribuidores e eventualmente consumidores livres) deveriam firmar com o ONS os *Contratos de Uso do Sistema de Transmissão* (CUST). Em 1999, o Operador assinou 14 contratos do tipo CPST com empresas transmissoras, 37 contratos do tipo CUST com empresas distribuidoras e sete contratos, também do tipo CUST, com empresas geradoras. Ainda em 1999, foi iniciada a discussão para a celebração dos *Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão* (CCT), a serem firmados entre empresas transmissoras e os agentes a elas conectados (geradores e distribuidores), com a interveniência do ONS.

As condições gerais da prestação de serviços de transmissão e contratação do acesso, compreendendo os contratos acima mencionados, foram definidas em agosto de 1999 pela Resolução nº 247 da Aneel. As tarifas de uso das instalações de transmissão, componentes da rede básica, e dos sistemas de distribuição foram estabelecidas pela agência, por meio das resoluções nº 282 e nº 286, ambas de outubro de 1999. De acordo com estas resoluções, a recuperação das receitas de transmissão seria obtida com o pagamento de encargos de uso pelos geradores e consumidores, numa proporção de aproximadamente 50% para cada um dos dois segmentos. Além disso, os valores das tarifas de acesso foram definidos, a exemplo de alguns países, de acordo com o critério nodal, pelo qual são estabelecidos *selos,* que refletem os custos ao longo dos diferentes pontos da rede básica. Cumpre assinalar que uma parcela dos encargos de uso do sistema de transmissão constitui a principal fonte de receita do ONS.

O Operador também elaborou e encaminhou à Aneel seus primeiros estudos relativos às ampliações e reforços na rede básica, além de vários pareceres sobre a viabilidade técnico-econômica de novos empreendimentos de transmissão, que serviram de subsídio aos processos de licitação e autorização da agência. No fim do ano, o ONS iniciou entendimentos com o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), visando o estabelecimento de um protocolo para o relacionamento entre as duas entidades, no tocante à expansão do sistema de transmissão.

Em conseqüência da perturbação que originou o blecaute de 11 de março de 1999, o ONS e o GCOI elaboraram relatório conjunto, estabelecendo um *Plano de Ação* para aprimorar a segurança do Sistema Interligado Nacional. O plano contemplou, entre outros tópicos importantes, a identificação e melhoria das instalações vitais do SIN, a implantação dos chamados Esquemas de Controle de Segurança (ECS) e a reavaliação dos procedimentos de recomposição.

Um grupo misto de estudos, coordenado pela Eletrobrás, contando com a participação do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), do ONS e diversas empresas, recomendou mudanças nos arranjos físicos de várias instalações – como, por exemplo, a subestação Bauru –, bem como medidas de aperfeiçoamento dos esquemas de proteção dos componentes, rearranjos operativos e adaptações nas características físicas de 22 instalações das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

A implantação dos Esquemas de Controle de Segurança (ECS) foi proposta com o objetivo de minimizar as conseqüências de eventos de baixa probabilidade de ocorrência, mas com perspectiva de grave impacto sobre o fornecimento de energia. Para a aplicação destes esquemas, o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste foi dividido em sete zonas de segurança, tendo em vista a instalação de uma rede com mais de cem Controladores Lógicos Programáveis (CLP). O gerenciamento do projeto ficou a cargo de comissão coordenada pelo ONS, contando com a participação da Eletrobrás e do Cepel.

Foram concebidos novos corredores de recomposição do Sistema Interligado Nacional e revisados os procedimentos de recomposição já existentes nas áreas geoelétricas, assim como os procedimentos operativos de tempo real. Além disso, foram redefinidos os montantes de cargas prioritárias a serem recompostas nas fases fluente e coordenada.

Subestação Jaguara. MG.
23 de julho de 1999
Acervo Cemig



Com a transferência para o ONS dos centros de operação das empresas do grupo Eletrobrás, o Operador passou a dispor dos recursos de infra-estrutura necessários para exercer as funções de coordenação e supervisão da operação em tempo real. O processo de transferência definitiva dos bens integrantes dos centros de operação da Eletrobrás e suas controladas Eletrosul, Furnas, Chesf e Eletronorte para o ONS seria concluído apenas em 2002. Mas, para todos os efeitos, esses centros eram considerados próprios do Operador desde 1999. Embora abrangessem o sistema elétrico de uma grande área do território brasileiro, os centros não possibilitavam a cobertura de todo o Sistema Interligado Nacional, o que levou o ONS a contratar os serviços de centros de operação de outras empresas, sobretudo estaduais.

Centro de Operação Regional Nordeste do ONS. Recife, PE. S.d. Acervo ONS





Centro de Operação Regional Sudeste do ONS. Rio de Janeiro, RJ. Dezembro de 2001 Acervo ONS

Assim, foi preservada, a estrutura do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc), montada anteriormente sob a coordenação da Eletrobrás. O Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), em Brasília, permaneceu no topo hierárquico dessa estrutura, composta, em diversos níveis, por mais 22 centros de operação: os quatro Centros Regionais de Operação (COSR), das regiões Sul, Sudeste, Nordeste e Norte, localizados em Florianópolis, Rio de Janeiro, Recife e Brasília, respectivamente; os quatro Centros de Operação do Sistema (COSS), de abrangência estadual, contratados pelo Operador e situados em Porto Alegre, Curitiba, São Paulo e Belo Horizonte; e os 14 Centros de Operação Local (COL), também contratados, localizados em Jacarepaguá (RJ), Itumbiara (GO), Campinas (SP), São Paulo, Furnas (MG), Cuiabá, Goiânia, Salvador, Teresina, Fortaleza, Recife, Paulo Afonso (BA), São Luís e Belém.

Marcando o início do processo de modernização de seus centros de operação, o ONS inaugurou em julho de 1999 o novo sistema de supervisão e controle do CNOS, denominado Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (Sage). Com esse novo sistema, desenvolvido pelo Cepel com financiamento da Eletrobrás, o CNOS passou a receber grandezas telemedidas e telessinalizações a intervalos de 10 segundos, assegurando maior qualidade à operação em tempo real e um suprimento de energia mais seguro e confiável em todo o Sistema Interligado Nacional.

Em 1999, a demanda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional cresceu de forma menos acentuada que no ano anterior, refletindo o menor dinamismo da economia nacional. A escassez de capitais externos e a elevação das taxas de juros a níveis desfavoráveis contribuíram para o modesto crescimento de 0,8% do Produto Interno Bruto (PIB). Mesmo assim, o consumo de energia elétrica em todo o país apresentou um crescimento de 2,2%, superior ao do PIB. A carga própria de energia (consumo mais perdas em geração e transmissão) do Sistema Interligado Nacional cresceu 2,7% em relação a 1998, atingindo o montante de 343.256 GWh.

Em seu primeiro ano de operação, o ONS deparou-se com condições hidrológicas insatisfatórias na Região Sudeste/Centro-Oeste e ainda mais adversas no Nordeste. As vazões naturais afluentes dos aproveitamentos da Região Sudeste/Centro-Oeste foram inferiores em 91% à Média de Longo Termo (MLT), contribuindo para a queda acentuada da energia armazenada nos reservatórios. O maior valor de armazenamento global foi de 71% em abril, inferior em 10 pontos percentuais ao registrado nessa mesma época, em 1998. Em seguida, os níveis de armazenamento caíram gradativamente, atingindo o volume de apenas 18,1% da capacidade máxima em dezembro, contra 46,3% no mesmo mês do ano anterior. Essa evolução refletiu o desempenho hidrológico insatisfatório das bacias dos rios Grande e Paranaíba e também da bacia do rio Tocantins, em Serra da Mesa.

Na Região Nordeste, o nível de armazenamento chegou a cair em pleno período úmido, chegando ao valor máximo de 58,7% em março. Em seguida, os níveis baixaram até o mínimo de 15,9% em novembro, fechando o ano com tendência de recuperação. Mesmo assim, o nível de 21,8%, em dezembro de 1999, foi significativamente inferior ao valor de 39,1%, registrado um ano antes. As vazões naturais afluentes dos aproveitamentos da região foram inferiores em 66% à MLT.

Diante desse quadro, o ONS empreendeu numerosas medidas para garantir o atendimento energético às regiões Sudeste e Nordeste. Atento à necessidade de complementação em algumas regiões do país, o Operador programou intercâmbios de energia entre as regiões Norte, Nordeste, Sul e Sudeste, assegurando a plena utilização econômica dos recursos disponíveis em cada uma, minimizando os custos operativos e preservando a confiabilidade do sistema.

A entrada em operação comercial da Interligação Norte/Sul, no início de 1999, permitiu a adoção de uma política flexível, atualizada diariamente, com relação à maximização da transferência de energia entre os subsistemas regionais, de acordo com as necessidades das regiões Norte/Nordeste e Sul/Sudeste. Assim, a partir de março, a política eletroenergética adotada previu a maximização de transferência de energia para o Nordeste, exceto em períodos de carga pesada, tendo esta transferência atingido valores de cerca de 850 MWmed ao longo do dia.

Em condições de carga pesada, em vista da necessidade de atendimento à ponta do sistema, a transferência de energia foi maximizada para a Região Sudeste, chegando a valores de cerca de 600 MW. A política de operação coordenada e flexível adotada pelo ONS contribuiu decisivamente para o adequado abastecimento do Nordeste, sendo mantida até o início do último quadrimestre, quando as condições hidrológicas da região se mostraram satisfatórias.

Com relação ao Sudeste, o Operador despachou progressivamente a geração das usinas térmicas das regiões Sudeste e Sul, importou energia das usinas do Sul e, com a melhoria das condições hidrológicas do Nordeste, no último quadrimestre de 1999, passou a importar também energia do sistema Norte/Nordeste, pela Interligação Norte/Sul.

Atento, também, ao uso múltiplo da água, o ONS coordenou a operação hidroenergética da hidrovia Tietê-Paraná, garantindo sua navegabilidade e a passagem de comboios, mesmo com níveis reduzidos de armazenamento dos reservatórios das bacias dos rios Tietê e Paraná.

Para o pleno atendimento à ponta de carga do sistema, o Operador adotou várias ações, como o gerenciamento da manutenção de usinas (hidráulicas e térmicas) e a utilização de recursos adicionais de geração, disponibilizados pela entrada em operação das usinas Igarapava, Salto Caxias, Canoas I e II, Santa Branca, William

Arjona e Cuiabá, além de unidades adicionais das usinas Sobragi, Porto Primavera e Rosal.

O Operador também apontou a necessidade de várias medidas preventivas e corretivas para evitar o desabastecimento em determinadas áreas do Sistema Interligado Nacional, durante o verão de 1999/2000, identificando como merecedores de atenção especial os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo, Rio Grande do Sul e Mato Grosso, além do Sul e do Sudoeste da Bahia. Em setembro, a Aneel promulgou a Resolução nº 286, estabelecendo diretrizes para aumentar a capacidade de fornecimento em áreas geoelétricas críticas do sistema. Com base nessa resolução, foram constituídas Comissões Especiais de Atendimento às áreas Rio Grande do Sul e Rio de Janeiro/Espírito Santo, sob a coordenação do ONS, com a participação do MME, Aneel, Eletrobrás, secretarias estaduais de Energia e outros agentes locais. Foram adotadas providências para antecipar a entrada em operação de instalações de geração e transmissão – como a termelétrica Uruguaiana, a linha de 500 kV Santo Ângelo-Itá e a hidrelétrica Rosal –; para instalar equipamentos de compensação reativa capacitiva; e gerenciar a demanda.



Usina hidrelétrica Sobragi. Belmiro Braga/ Simão Pereira, MG. [1998-2003] Acervo Cia. Paraibuna de Metais

Quanto ao estado de Mato Grosso, estudos concluídos pelo ONS permitiram a integração ao sistema da termelétrica Cuiabá, com a utilização total de sua potência de 150 MW, afastando o risco de racionamento na região e propiciando, além disso, a utilização de eventuais excedentes. Na Região Nordeste, tal como recomendado pelo Operador, foram priorizadas a conclusão do segundo circuito da ligação de 230 kV entre as subestações Mirueira (PE), Campina Grande (PB) e Natal, e a energização de banco de capacitores na subestação Delmiro Gouveia (CE).

A operação em 2000

Ao assumir a responsabilidade pela atividade de planejamento e programação da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), o ONS passou a elaborar uma seqüência de estudos encadeados no tempo, utilizando programas aplicativos validados pelos agentes e homologados pela Aneel. O conjunto de estudos de planejamento e programação da operação compreende desde os cenários de médio prazo, com horizonte de cinco anos, até a programação diária da operação. O Operador produz também instrumentos de análise pós-operativa em diferentes horizontes temporais, detalhando os resultados da operação, tais como as afluências registradas nas principais bacias, os níveis de armazenamento dos reservatórios e a geração verificada.

Com relação à questão do atendimento energético, os estudos do ONS envolvem análises probabilísticas, com avaliação dos riscos de ocorrência de déficits e do ajustamento entre a oferta e a demanda de energia do sistema. O estudo denominado *Planejamento Anual da Operação Energética* contempla um horizonte de planejamento de cinco anos, propiciando uma visão de conjunto da evolução da capacidade instalada do sistema, das ofertas de energia, das condições de atendimento ao mercado e outras conclusões relevantes. É elaborado com periodicidade anual, com base no módulo nº 7 dos *Procedimentos de Rede* do ONS e revisto de quatro em quatro meses. O planejamento da operação elétrica é realizado com base no módulo nº 6 dos *Procedimentos* e compreende estudos elétricos com cenários de médio e



Capa de *Plano de Operação* do ONS. Acervo ONS

curto prazos, abrangendo a rede de operação sob a responsabilidade do Operador. Seu principal objetivo é garantir a operação segura do SIN, considerando as previsões de carga própria e o cronograma de entrada em operação de novas obras. Os estudos de planejamento são instrumentos fundamentais para a elaboração do *Programa Mensal de Operação* (PMO) e do *Programa Diário de Operação* (PDO), esse último formulado a partir do *Programa Diário de Produção* e do *Programa Diário de Intervenções*.

O ONS já apontava riscos elevados para o atendimento ao mercado no relatório *Planejamento Anual da Operação Energética - Ano 2000*, publicado em abril de 2000. O relatório indicou riscos de déficit superiores aos do critério de garantia de suprimento (5% de risco) no qüinqüênio do horizonte de estudo em todos os subsistemas, com exceção do subsistema Norte em 2003. O risco mais severo correspondia ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste no biênio 2000/2001, com valores em torno de 20%.

O relatório ressaltou que esta tendência de deterioração das condições de atendimento energético, já registrada anteriormente em *Planos de Operação* do GCOI, refletia os constantes adiamentos nos programas de obras de geração e considerava o sistema brasileiro, devido à preponderância da base hidrelétrica, fortemente dependente da situação hidrológica e do reenchimento dos seus reservatórios a cada estação chuvosa. Desta forma, a demanda vinha sendo atendida não somente com energia garantida, mas também com uma parcela de energia secundária e com deplecionamentos acentuados do estoque de água dos reservatórios do sistema. As dificuldades para o atendimento do mercado podiam tornar-se ainda mais graves, em vista das incertezas quanto à evolução da capacidade instalada.

O estudo considerou uma série de parâmetros e índices estatísticos da operação, como a evolução da carga própria de energia e da capacidade instalada de geração e transmissão, os limites de intercâmbio inter-regionais e os níveis de armazenamento nos reservatórios em 31 de janeiro de 2000, bem como as previsões de afluências e os últimos seis meses de afluências verificadas, utilizando para esse fim o Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Interligados (*Newave*).

No início de janeiro de 2000, vários dos principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional apresentavam níveis de armazenamento excepcionalmente bai-

xos, o que sinalizava riscos elevados para o atendimento do mercado em 2000. Entretanto, o período chuvoso foi muito favorável nos subsistemas com maior capacidade de armazenamento, isto é, o Sudeste/Centro-Oeste e o Nordeste. Entre janeiro e março, verificaram-se energias naturais afluentes correspondentes a 107% na Média de Longo Termo (MLT), na Região Sudeste/Centro-Oeste, e 96%, no Nordeste. No caso do Sudeste/Centro-Oeste, a maior concentração das precipitações pluviométricas ocorreu nas bacias dos rios Paranaíba e Grande, com grande capacidade de armazenamento. Isto favoreceu um ótimo controle de afluências, com pequena ocorrência de vertimentos.

Ao fim da estação úmida, em 30 de abril, os armazenamentos dos subsistemas apresentaram considerável recuperação. A partir de então, persistiram condições hidrológicas favoráveis nas principais bacias dos sistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com a ocorrência de energias afluentes médias anuais de 102% da MLT e 91% da MLT, respectivamente. Na Região Sul, entretanto, observaram-se afluências críticas, da ordem de 79% da MLT, no período de janeiro a agosto. Além disso, na Região Sudeste/Centro-Oeste, ocorreram intensas precipitações em setembro, acarretando afluências da ordem de 179% da MLT em plena estação úmida, o que evitou maior deplecionamento dos reservatórios. A Tabela 3 mostra os níveis de armazenamento verificados nos quatro subsistemas no início do ano, ao fim da estação úmida e em 31 de dezembro de 2000.

TABELA 3

Armazenamentos nos subsistemas do SIN em 2000 (%)

DATA	SUBSISTEMAS			
	Sul	Sudeste	Norte	Nordeste
1º de janeiro	52,9	18,1	45,7	21,8
30 de abril	40,0	59,4	83,7	71,2
31 de dezembro	89,4	28,5	59,3	36,8

Fonte: ONS. *Relatório anual 2000*. [Rio de Janeiro, 2001], p. 26.

Ao longo do ano, as ações do ONS para a gestão das reservas energéticas do sistema incluíram a manutenção de valores elevados de geração térmica, a importação de energia e a efetivação de intercâmbios inter-regionais, que visaram à otimização dos custos operativos, explorando a complementaridade/sazonalidade entre bacias e subsistemas. Entretanto, as restrições elétricas existentes em determinados pontos do Sistema Interligado Nacional limitaram as transferências de energia entre os subsistemas, dificultando a plena utilização dos recursos energéticos.

Como ressaltou o engenheiro Mario Santos no texto de apresentação do *Relatório anual 2000* do ONS, as ações efetivadas para a transferência de energia entre subsistemas contribuíram para a melhoria do nível dos reservatórios, obedecendo ao princípio da justa repartição dos ônus e benefícios entre todos os mercados supridos pelo Sistema Interligado Nacional.

Os intercâmbios se efetivaram do subsistema Norte para o Sudeste/Centro-Oeste, com um valor aproximado médio anual de 450 MWmed, e do Norte para o Nordeste, com cerca de 250 MWmed. Em função de condições hidrológicas mais desfavoráveis na Região Sul, especialmente até agosto de 2000, o intercâmbio entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul foi efetivado em favor do último, com um valor aproximado de 1.560 MWmed, incluindo a geração proveniente da usina Itaipu, integrante da Região Sudeste/Centro-Oeste.

O atendimento a todos os subsistemas ocorreu de forma satisfatória, apesar de restrições energéticas e elétricas, e da tendência de alta no mercado de energia elétrica. O consumo de eletricidade em todo o país cresceu 4,6% em 2000, enquanto o PIB registrava o melhor resultado desde 1995, com expansão de 4,2%. Este comportamento da economia deveu-se principalmente ao bom resultado do setor industrial.

No Sistema Interligado Nacional (SIN), a carga própria de energia cresceu 4,9% em comparação com 1999, atingindo o montante de 360.224 GWh. Foi expressivo o crescimento de 5,4% e de 7,3%, respectivamente, nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que juntas, representam 80% do mercado do SIN. Também a demanda teve crescimento significativo em relação ao ano anterior: aumentou 4,5%, atingindo 54.335 MWh/h.

A já mencionada expansão da oferta de energia no SIN foi muito concentrada no subsistema Sul. A entrada em operação da termelétrica Uruguaiana, da

hidrelétrica Itá e da interligação Brasil-Argentina propiciaram um acréscimo de cerca de 30% na capacidade da região. No Sudeste, o aumento da oferta foi basicamente garantido pela usina Angra 2 e pela entrada em operação de novas unidades da hidrelétrica Porto Primavera. Novas instalações na rede básica de transmissão também contribuíram para o atendimento eletroenergético satisfatório, sobretudo na área do Rio Grande do Sul, com a linha Garabi-Santo Ângelo-Gravataí (500 kV) e a ampliação da subestação Santo Ângelo, além de reforços na área Rio de Janeiro/Espírito Santo e da linha Presidente Dutra-Teresina-Sobral-Fortaleza (500 kV).



Usina termonuclear Angra 2. Angra dos Reis, RJ. S.d Acervo Eletronuclear

Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Brasília, DF. S.d.
Acervo ONS



Os procedimentos e as normas de operação da interligação Brasil-Argentina foram estudados em conjunto pelo ONS e pela empresa argentina Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), com base em convênio firmado pelas duas partes em 10 de fevereiro de 2000. Os testes de comissionamento da subestação conversora de freqüência de Garabi, localizada no lado argentino, foram realizados com a participação de equipes do CNOS, do Centro de Operação de Sistema Regional Sul (COSR-S) e da Cammesa, permitindo a entrada em operação da interligação e o início da importação de energia do país vizinho em junho.

Durante o ano, o ONS analisou cerca de 60 processos de consulta e solicitação de acesso à rede básica do Sistema Interligado Nacional, envolvendo agentes geradores, consumidores livres, distribuidores e interligações internacionais.

Metade das consultas e solicitações de acesso foram formuladas por agentes interessados na instalação de usinas térmicas, em sua maioria integrantes do Programa Prioritário de Termelétricas (PPT). Com o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE), agentes de transmissão e de distribuição, o ONS participou de grupos de trabalho criados com o objetivo de estudar as áreas e planejar o sistema de transmissão necessário à integração das usinas do PPT ao Sistema Interligado Nacional.

No ano 2000, o Operador elaborou seu primeiro *Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica* (PAR), de periodicidade anual. O documento apresenta a visão do ONS sobre as ampliações e reforços da rede básica no horizonte de três anos, necessários para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia elétrica e possibilitar o livre acesso a todos os interessados em atuar no MAE. Abrangendo o período 2001-2003, o primeiro PAR emitido pelo ONS contemplou cerca de 9.400 quilômetros de linhas de transmissão, todas acima de 230 kV, e 230 novas subestações.

Seguindo a regulamentação vigente e o Protocolo de Entendimentos firmado pelo ONS com o MME em 4 de maio de 2000, o PAR 2001/2003 foi compatibilizado com o CCPE, resultando no documento *Programa Determinativo de Expansão de Transmissão (PDET) – Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR) – Obras consolidadas, período 2001 a 2003*, encaminhado à Aneel e utilizado pela agência nos processos de licitação e autorização de novas instalações de transmissão. Em seguida, o ONS elaborou diversos pareceres técnicos específicos, que subsidiaram a licitação ou autorização de cerca de 6.600 quilômetros de novas linhas e 8.200 MVA em novos transformadores, em processos realizados pela agência até o fim do ano. Como complemento ao PAR 2001/2003, o Operador preparou e encaminhou à Aneel o *Plano de Melhorias 2000*, recomendando a implantação ou substituição de equipamentos em elementos funcionais existentes na rede básica.

Para a garantia da confiabilidade e segurança da operação, o ONS procedeu a uma revisão global dos Esquemas de Controle de Emergências (ECE), em serviço no Sistema Interligado Nacional, e dos novos Esquemas de Controle de Segurança (ECS), implantados em função do blecaute de março de 1999. Tais esquemas compõem os chamados Sistemas Especiais de Proteção (SEP), concebidos por meio de estudos de planejamento da operação elétrica, com o objetivo de aumentar a confiabilidade da operação, dar proteção adicional a componentes do sistema elétrico e melhorar a segurança do sistema, evitando tanto a propagação de desligamentos em cascata quanto de distúrbios de grande porte.

Diferentes apenas na forma de implementação, os ECSs e os ECEs executam as mesmas funções de proteção do sistema, cabendo ao ONS a responsabilidade pelos ajustes ligados às funções de caráter sistêmico e aos agentes proprietários

das instalações, os ajustes locais e/ou inerentes aos equipamentos. As ações do ONS destinadas a preservar a confiabilidade e a segurança da operação dos sistemas elétricos obedecem aos requisitos contidos no módulo nº 11 dos *Procedimentos de Rede*.

Vale registrar também a conclusão da primeira etapa do projeto de certificação dos centros de operação do ONS com a recomendação da certificação do processo de Operação em Tempo Real na Norma ISO 9002 pelo Bureau Veritas Quality International (BVQI).

Ao longo de 2000, o preparo dos *Procedimentos de Rede* teve que ser compatibilizado com a implantação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), de acordo com a Resolução Aneel nº 290, promulgada em 3 de agosto de 2000. Os módulos nº 2, 3, 4, 6, 7, 9, 10 e 11 foram aprovados pelo Conselho de Administração do ONS e encaminhados à Aneel para homologação.

A Resolução Aneel nº 290 estabeleceu os requisitos para o funcionamento do mercado, definindo uma sincronização de implementação dos processos de planejamento e programação da operação, executados pelo ONS, com os processos de precificação, contabilização e liquidação de energia sob a responsabilidade do MAE. Enunciou também as necessidades metodológicas e computacionais das diversas etapas de implementação do MAE. As condições qualitativas e quantitativas das informações a serem prestadas pelo ONS à Asmae, a partir de setembro de 2000, foram identificadas quando se instalou a primeira etapa do MAE, caracterizada basicamente pelo cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO), obtido pelo modelo computacional *Newave*, bem como o despacho mensal das usinas.

Tendo em vista o desenvolvimento do projeto SIPPOEE – Sistema Integrado para o Planejamento e Programação da Operação Energética, o ONS firmou contrato com o Cepel e a Acres Productive Technologies International (ex-Hydrosoft Energie). O projeto SIPPOEE foi concebido com o objetivo de integrar as ferramentas computacionais e bases de dados utilizadas nos estudos de planejamento e programação da operação eletroenergética do ONS.

Elaborado anualmente conforme exigência da Aneel, o Plano de Ação do ONS para 2001/2003 estabeleceu as principais metas do Operador para o período, apontando, como desafios principais, a conclusão de sua base técnico-operacional e

a completa implantação dos *Procedimentos de Rede*. Durante o ano 2000, o Operador ampliou seu quadro próprio de pessoal para 476 empregados, formalizando a transferência dos profissionais cedidos pela Eletrobrás e suas subsidiárias. Em fevereiro e março de 2000, o ONS instalou seu escritório central, no Centro do Rio de Janeiro, concluindo a mudança do pessoal que vinha trabalhando nas dependências de Furnas.

Racionamento de 2001: os alertas do ONS

Em dezembro de 2000, os principais reservatórios do Sistema Interligado Nacional atingiram níveis de armazenamento superiores aos registrados no mesmo mês de 1999, sinalizando, para 2001, condições mais favoráveis de atendimento ao mercado do que aquelas estimadas em 1999 para 2000. Mesmo assim, para limitar o risco de atendimento do mercado ao valor de 5%, o ONS estimou que seria necessário um aumento da oferta ou uma redução do consumo de igual valor.

Entretanto, o comportamento desfavorável das afluências nos mais importantes reservatórios do sistema, em janeiro e fevereiro de 2001, indicou uma mudança radical de perspectivas. De imediato, o ONS procedeu à análise de medidas para a otimização dos recursos energéticos existentes, implementando, por exemplo, uma série de ajustes operativos para a elevação da capacidade de transmissão do sistema de 750 kV e da Interligação Norte/Sul. Além disso, o Operador também desenvolveu ações para aumentar a disponibilidade de geração do sistema, principalmente a utilização de excedentes de energia de autoprodutores e co-geradores.

Em 12 de março, o ONS encaminhou à Aneel e ao MME o relatório denominado *Avaliação da situação energética nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para 2001* (*Nota Técnica* 019/2001), recomendando a elaboração de um plano de contingenciamento de carga para essas regiões.

Segundo o relatório, as baixas vazões afluentes em janeiro e fevereiro, nos rios Grande e Paranaíba – onde estão localizados reservatórios que respondem por 70% da capacidade de armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste – e no rio São Francisco – que concentra 99% da capacidade de armazenamento do Nordeste – caracte-

rizavam uma situação hidrológica altamente desfavorável. Em fins de fevereiro, os reservatórios dessas regiões apresentavam níveis de armazenamento bastante baixos, correspondentes a 33,4% e 38,2% da capacidade máxima do Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, respectivamente. Decorridos dez dias do mês de março, os níveis caíram para 33,2% no Sudeste/Centro-Oeste e 36,5% no Nordeste.

Considerando o histórico de afluências, o relatório do ONS chamou atenção para as remotas possibilidades de reversão do comportamento hidrológico nas bacias dos rios Grande, Paranaíba e São Francisco. Sem uma melhoria acentuada das vazões afluentes no restante do mês de março e em abril, os reservatórios das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste não atingiriam, no fim do período úmido, os níveis mínimos de segurança (49% e 50%, respectivamente) para o atendimento dos requisitos de energia em 2001.

Partindo da situação real existente em 28 de fevereiro, o documento mostrou quatro evoluções possíveis do armazenamento de energia no Sudeste/Centro-Oeste e no Nordeste, concluindo que a necessidade de contingenciamento de carga nas duas regiões, a partir de maio, era "bastante provável". A profundidade do racionamento estava basicamente associada à evolução das condições hidrológicas até o fim do período úmido. De imediato, porém, conforme recomendado no relatório, o Poder Concedente deveria "providenciar a elaboração de um Plano de Contingenciamento, contemplando os condicionantes legais, regulatórios, técnicos e comerciais, que envolvem a publicação de decretos, portarias e resoluções, visando definir aspectos relacionados com abrangência, profundidade e penalidades, bem como sistemáticas para sua implantação e acompanhamento". Em termos enfáticos, a direção do ONS salientou que a "postergação da implementação dessa medida, ou mesmo a adoção de valores menores de contingenciamento que os indicados, tem como conseqüência a necessidade, no futuro, de contingenciamento de carga com maior profundidade".

Em 5 de abril, o ministro de Minas e Energia, José Jorge de Vasconcelos Lima, anunciou o Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta de Energia (Recao), composto de oito providências para a redução de 10% do consumo de energia elétrica, além de 25 medidas para o aumento da oferta nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste.

Entre as medidas para a redução da demanda, as ações do Recao voltaram-se para uma campanha de racionalização de consumo no rádio e na televisão, iniciada em 15 de abril; a criação de mecanismos para a redução voluntária de demanda em alta tensão; a redução de 15% do consumo de energia nas instalações do poder público federal e na administração direta e indireta; o uso de lâmpadas mais eficientes para consumidores de baixa renda; e a prioridade da utilização da receita bruta das concessionárias distribuidoras em programas de eficiência energética.

Entretanto, a persistência de afluências desfavoráveis nos principais aproveitamentos do Sistema Interligado Nacional, em março e na primeira quinzena de abril – com exceção da Região Sul –, levou o ONS a emitir mais um alerta.

Em 19 de abril, o Operador encaminhou à Aneel nova avaliação da situação energética do Sudeste/Centro-Oeste e do Nordeste (*Nota Técnica* 027/2001), indicando déficits energéticos iguais ou superiores a 15% dos mercados dessas regiões e baixa expectativa de alteração do quadro hidrológico. Segundo o ONS, era preciso "deflagrar a elaboração de um Plano de Racionamento Programado, a ser implementado com a máxima antecedência necessária, caso não se mostrem suficientemente eficazes, no curto prazo, as medidas estabelecidas no Plano de Redução do Consumo e de Aumento da Oferta para a eliminação dos déficits energéticos existentes".

Entre o fim de abril e o início de maio, várias propostas para a redução compulsória do consumo de energia elétrica vieram a público. Em 8 de maio, o ministro José Jorge anunciou a provável decretação do racionamento a partir de 1º de junho, com base na implantação de cotas de consumo, descartando em princípio a imposição dos chamados apagões (interrupções temporárias e regionais de fornecimento).



ELETRICIDADE

ONS antecipa programa de redução

BRASÍLIA - Diante deste quadro crítico, que se agrava a cada semana o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Agência Nacional de Energia Elétrica vão lançar esta semana um programa que tem por objetivo reduzir, neste período, a geração de eletricidade das hidrelétricas. Os técnicos querem evitar que os lagos destas usinas fiquem ainda mais secos. Por este motivo, serão incentivadas a produção de energia das usinas ter- [illegible] a importação de ele-

NORDESTE - A Região Nordeste apresenta um quadro crítico igual ao Sudeste e Centro-Oeste do País. A previsão dos técnicos do governo dava conta de que a quantidade de água nos reservatórios das hidrelétricas chegaria, no fim de abril, aos 50%. Ocorre que a revisão desta conta feita pelo ONS indica uma quantidade de apenas 35,8% de água nas barragens.

Técnicos do ONS estão acompanhando o armazenamento das principais represas do País. Enquanto a situação agrava-se nos Estados onde o consumo de energia é mais intenso, há uma expectativa de melhora no Sul e Norte do Brasil.

RESERVATÓRIOS - Como 95% da energia produzida no País é por meio da geração hidrelétrica, a capacidade de armazenamento de água dos reservatórios assume papel importante. Para permitir que durante o pe- [illegible] sejam estas usinas confi-

Campanha de racionalização começa na TV e nas escolas

• Comercial e cartilha vão poder mudança de comportamento do consumidor

GABRIELA LEAL E VALDECI RODRIGUES

BRASÍLIA – Um pronunciamento de três ministros do governo de Minas e Energia, José Jorge, em rádio e TV, cerca de seis filmes de 30 segundos e uma cartilha mostrando como economizar energia sem se sacrificar para ser distribuídos nas escolas. Esse é o núcleo da campanha publicitária em favor da racionalização do consumo de energia – em vias de aprovação pelo governo – e que começará a ser veiculada após a Semana Santa.

Além disso, será feita uma pesquisa para aferir a eficiência do plano de racionalização que será anunciado hoje ou amanhã, informou ontem o secretário de Publicidade da Secretaria de Comunicação do governo, Alex Periscinoto.

Tomada é simbolo – O secretário esteve ao meio-dia de ontem com o ministro e com o diretor-geral da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) para apresentação da divulgação [illegible] pela Propeg. O slabelo da campanha será uma tomada.

O orçamento não está fechado, mas o secretário estima que seja [illegible] aproximadamente R$ 4 milhões. "O grande mérito da campanha é não responsabilizar ou [illegible] ninguém pelo que [illegible] mas pede que [illegible] uma [illegible] de comportamento", explica Periscinoto.

Entre os chamados estão "A propaganda é [illegible]"; "Economize energia. Faz bem para [illegible]. Faz bem para você" e "Mude [illegible] a gente não faz [illegible] ligado". O último refere-se ao [illegible]

racionado", [illegible] seja evitar [illegible] ou das chuvas [illegible] hidrelétrica che- São Paulo já [illegible] létricas estão [illegible] Minas Gerais. [illegible] e as chuvas [illegible] norte e Sul do [illegible] a maioria os reservatórios [illegible] de Tucuruí [illegible] chuvas, [illegible] não [illegible] importar eletricidade [illegible] falta de energia [illegible]. Centro-Oeste e [illegible] em por difícil [illegible] deficiência.

Notícias do *Jornal do Brasil* e do *Diário de Pernambuco*.
Rio de Janeiro, RJ/ Recife, PE.
5 de abril de 2001 (esq.) e 3 de abril de 2001
Acervo Memória da Eletricidade

A participação do Operador na gestão da crise

Em 15 de maio, o presidente Fernando Henrique criou e instalou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções intempestivas ou imprevistas do suprimento de energia elétrica.

Criada com base na Medida Provisória nº 2.147, substituída em 28 de junho pela MP nº 2.198, a GCE teve como presidente o ministro-chefe da Casa Civil, Pedro Pullen Parente, e como vice-presidente, o ministro de Minas e Energia, José Jorge de Vasconcelos Lima. Também foram indicados para a composição da câmara plena da GCE os ministros do Desenvolvimento, Fazenda, Planejamento, Meio Ambiente, os chefes da Secretaria de Comunicação e do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, os dirigentes máximos da Aneel, Agência Nacional de Petróleo (ANP), Agência Nacional de Águas (ANA) e do BNDES, o diretor-presidente do ONS e o diretor-geral brasileiro da Itaipu Binacional. A câmara funcionaria durante mais de um ano, sendo substituída em 6 de julho de 2002 pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), conforme o Decreto nº 4.261.

As atividades da GCE contaram com o apoio de um núcleo executivo, que funcionou sob a presidência do ministro José Jorge até março de 2002, e, em seguida, pelo seu substituto no MME, Francisco Luiz Sibut Gomide. O núcleo executivo da câmara foi composto por 11 membros, entre os quais Mario Santos, diretor-presidente do ONS, José Mário Abdo, diretor-presidente da Aneel, Eduardo Henrique Ellery Filho, diretor da Aneel, Jerson Kelman, diretor-presidente da ANA, e Octávio Lopes Castelo Branco Neto, diretor do BNDES.

No âmbito da câmara plena da GCE e de seu núcleo executivo, foram criados 10 outros órgãos colegiados para conduzir ou ajudar na condução das questões inerentes ao problema da carência de energia elétrica: a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASHEE), o Comitê Técnico de Atendimento às Áreas Essenciais, o Comitê de Assessoramento Técnico-Tributário da Câ-

mara, o Comitê de Assessoramento Jurídico, o Grupo de Preparação do Programa de Corte de Carga, o Comitê de Acompanhamento e Controle do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, o Comitê Técnico do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, o Comitê Técnico do Meio Ambiente, o Comitê Técnico de Aumento da Oferta de Energia a Curto Prazo e o Comitê de Revitalização do Modelo de Setor Elétrico.



Anúncio das medidas de racionamento, pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE. Da esquerda para a direita, Euclides Scalco, diretor-geral brasileiro da Itaipu Binacional e membro do Núcleo Executivo da GCE, Pedro Parente, ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República e presidente da GCE e José Jorge de Vasconcelos Lima, ministro de Minas e Energia.
Brasília, DF.
18 de maio de 2001
Acervo O Globo
Fotógrafo Aílton de Freitas

O programa de racionamento entrou em vigor em 1º de junho de 2001, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste, estabelecendo metas de redução de consumo individual para todas as classes de consumidores. As metas iniciais foram calculadas com base na média do consumo verificado nos meses de maio, junho e julho de 2000. Os limites de consumo foram definidos a partir de critérios diferenciados, com o objetivo de proteger o pequeno consumidor e atenuar a crise no setor produtivo.



É hoje!

Racionamento começa para 32,3 milhões de famílias

O racionamento de energia elétrica começa a valer hoje para 32,3 milhões de famílias das regiões Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste. Nessas áreas, todos os consumidores que gastam mais de 100kWh por mês serão obrigados a cortar, pelo menos, 20% de energia. Já os consumidores que estão abaixo deste patamar não podem elevar o seu gasto mensal.

Mas o programa já começa sujeito a mudanças: a Câmara de Gestão da Crise de Energia (GCE) está estudando a redução ou a eliminação da sobretaxa, fixada em 50%, para os consumidores residenciais na faixa entre 200kWh e 500kWh, e uma mudança na determinação de corte do fornecimento de luz para quem não cumprir as metas. Os que consumirem acima de 500kWh, porém, continuarão sujeitos a um adicional de 200% na conta de luz.

No Rio de Janeiro, um milhão de clientes da Light começa o racionamento sem ter recebido a carta informando qual a meta de consumo a ser alcançada nos próximos meses. A empresa tem apenas hoje para concluir a entrega das correspondências.

Apesar de oficialmente em vigor, a aplicação das medidas do racionamento para as famílias — sobretaxa e corte de fornecimento de luz por três dias — está suspensa por 11 liminares concedidas pela Justiça.

Notícia do jornal
O Globo.
Rio de Janeiro, RJ.
4 de junho de 2001
Acervo Memória da Eletricidade

O racionamento vigorou até 28 de fevereiro de 2002, nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Na Região Norte, começou em 15 de agosto de 2001 para os grandes consumidores e uma semana depois para os demais, terminando em 1º de janeiro de 2002. Embora excluída do racionamento, a Região Sul empreendeu significativo esforço de racionalização do uso da energia. Graças às condições hidrológicas favoráveis, à entrada em operação das usinas Itá e Dona Francisca, e também em função da Interligação Brasil-Argentina, a região permaneceu durante todo o ano com excedentes energéticos, atendendo plenamente a seus requisitos e contribuindo ainda para a recuperação dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste e do Nordeste.

A meta de redução de 20% no consumo abrangeu todos os consumidores residenciais com contas superiores a 100 kWh/mês. A GCE estabeleceu um regime de sobretarifas, para os consumidores que ultrapassassem as metas, e de bônus, para aqueles que economizassem mais. Consumidores industriais e comerciais atendidos em baixa tensão também receberam metas de redução de 20%. O excedente consumido seria faturado com base no preço do kWh praticado no Mercado Atacadista de Energia (MAE) que, às vésperas do racionamento, superava em cinco vezes o valor das tarifas das distribuidoras. Para as empresas atendidas em alta tensão, as metas de redução variaram entre 15% e 25%, dependendo do setor de atividade. Empresas que podiam ou queriam economizar mais do que lhes fora estabelecido pela meta puderam vender seus direitos de consumir para outras empresas. Esse sistema obteve grande sucesso, com transações na Bolsa de Valores ou diretamente entre as empresas.

O governo previu o corte de energia por descumprimento da meta, excluindo áreas consideradas essenciais, como hospitais, escolas, delegacias, aeroportos, estações de tratamento de água e esgoto, entre outros. Os cortes ocorreram em menor número que o previsto inicialmente e de forma decrescente.

Surpreendendo as expectativas mais otimistas, o programa de racionamento obteve uma resposta amplamente satisfatória, desde seu primeiro mês de aplicação, quando, na prática, não houve cobrança de metas. Grandes e pequenos consumidores realizaram notável esforço para atender às metas de redução, economizando energia por diversos meios e adotando novos hábitos de consumo. A Tabela 4 mostra a economia de energia por regiões, durante o período de racionamento, até dezembro de 2001.

TABELA 4

Economia de Energia - 2001 (%)

Mês	SE/CO	NE	N
Junho	19,0	19,7	-
Julho	21,7	21,0	9,8
Agosto	19,5	18,9	18,5
Setembro	18,6	16,1	20,2
Outubro	17,3	13,9	18,9
Novembro	15,2	12,6	19,5
Dezembro	9,91	8,17	8,22

Fonte:
ONS. *De olho na energia.* Histórico da energia (disponível no portal ons.org.br).

O ONS participou de forma ativa da GCE, propondo metodologias, realizando estudos especiais, executando simulações energéticas e apresentando dados operacionais do sistema. O suporte técnico-operacional do ONS foi de fundamental importância para as decisões da GCE, compreendendo desde a definição da abrangência do racionamento e o estabelecimento das metas de redução de consumo, nas diversas regiões do país, até a indicação das condições de suspensão 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 de caráter conjuntural, como a decisão de impor o racionamento à Região Norte e a decretação de feriados no Nordeste; e de natureza estrutural, como a regulamenta-

ção do processo de racionamento. Esse trabalho foi consubstanciado em cerca de 30 *Notas Técnicas* emitidas pelo ONS, envolvendo centenas de simulações da operação do Sistema Interligado Nacional.

Paralelamente a esse envolvimento no processo decisório de gestão do racionamento, o Operador também teve participação relevante no processo de comunicação com os consumidores, a sociedade civil e os formadores de opinião. Além da presença nas entrevistas coletivas de comunicação da GCE, o Operador fez diversas palestras em associações de classe, federações de indústrias e do comércio, investidores do setor e entidades da sociedade civil. O ONS também foi convidado a esclarecer diversas questões junto a comissões do Congresso, ao Tribunal de Contas da União (TCU), Ministério Público e órgãos governamentais federais, estaduais e municipais.

O Operador comunicou-se com a sociedade, em linguagem clara e voltada para um público não especializado, a respeito de questões complexas de natureza técnica. A transferência de informações, no relacionamento com a mídia e por meio do portal ons.org.br, fez do ONS uma referência quase obrigatória para os meios de



Palestra de Mario Fernando de Melo Santos, diretor-presidente do ONS e membro do Núcleo Executivo da Câmara de Gestão da GCE, sobre o racionamento.
S.I. 2001
Acervo ONS

comunicação, contribuindo para o engajamento da sociedade na economia de energia. Todos puderam acompanhar a evolução do programa de racionamento, graças à permanente avaliação pública das chamadas curvas-guia de segurança, estabelecidas pelo ONS. As curvas-guia – que representam o nível mínimo de abastecimento dos reservatórios, para que as usinas hidrelétricas possam atender à demanda, durante o período seco – serviram de instrumento de gestão para indicar a continuidade ou suspensão das medidas de racionamento. A imprensa passou a publicar informações e tabelas do ONS sobre o nível dos reservatórios, compondo seus infográficos a partir de dados colhidos no portal do Operador.

As condições hidrológicas críticas verificadas ao longo do ano, sobretudo na região Nordeste, tornaram especialmente complexo o desafio da gestão dos recursos eletroenergéticos pelo ONS. Em 2001, foram registradas as piores vazões de todo o histórico do rio São Francisco, correspondendo a 52% da Média de Longo Termo (MLT). Também a seqüência de vazões naturais ao reservatório de Sobradinho, no período de 1998 a 2001, foi a mais crítica do histórico observado desde 1931.



Reservatório da usina hidrelétrica Sobradinho. Juazeiro/Casa Nova, BA. 2001
Acervo Chesf

Na Região Sudeste/Centro-Oeste, houve significativa diversidade na distribuição espacial das afluências ao longo do ano. Nas bacias dos rios Grande e Paranaíba, as afluências chegaram a atingir, nas cabeceiras desses rios, 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, com pouca influência no armazenamento total do sistema, as afluências estiveram próximas da MLT.

Devido à ocorrência de afluências situadas abaixo da média histórica na bacia do rio Tocantins, a capacidade de geração da usina Tucuruí diminuiu bastante no início de agosto. Diante da redução do nível de reservatório em Tucuruí, o ONS detectou a impossibilidade de conciliar o intercâmbio máximo de energia do Norte para o Nordeste e o Sudeste/Centro-Oeste com o atendimento pleno do mercado próprio da Eletronorte. Isso levou o Operador a recomendar a inclusão dos três estados atendidos pela usina Tucuruí (Pará, Maranhão e Tocantins) no programa de racionamento. A recomendação foi aprovada em 7 de agosto, em reunião da câmara plena da GCE com o presidente da República. As bases técnicas para a implementação do programa foram definidas pelo ONS e aprovadas em 13 de agosto, em reunião do presidente Fernando Henrique com os governadores dos estados de Tocantins, Maranhão e Pará.

Os Gráficos 1 e 2 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 de armazenamento em relação às curvas-guia, no 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, permitindo que se chegasse ao fim do ano com 14,3% do armazenamento máximo, ou seja, com 9,4% acima da curva-guia da região.

GRÁFICO 1



Fonte:
ONS. *Relatório anual 2001*. Rio de Janeiro, 2002, p. 19.

Em outubro, quando as vazões no rio São Francisco persistiam baixas, sem sinal de recuperação, a GCE recorreu à primeira medida prevista no chamado Programa de Redução de Consumo por Corte de Carga, determinando a decretação de três feriados na Região Nordeste. Também conhecido como Plano B, esse programa compreendia medidas emergenciais mais severas, para assegurar os níveis mínimos de segurança nos reservatórios das hidrelétricas, admitindo, em caso extremo, cortes diários nos fornecimentos de energia elétrica. Em 18 de outubro, a Medida Provisória nº 5 oficializou os feriados determinados pela GCE (um em outubro e dois em novembro). Na mesma ocasião, a GCE aprovou a Resolução nº 57, conferindo prioridade à Região Nordeste no tocante à definição dos novos projetos do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica.

GRÁFICO 2



Fonte:
ONS. *Relatório anual 2001*. Rio de Janeiro, 2002, p. 19.

Em meados de dezembro, o reservatório de Tucuruí atingiu a marca de 50% de seu volume máximo útil, definida pelo ONS como suficiente para a suspensão do racionamento na Região Norte. Em 19 de dezembro, a Resolução GCE nº 87 excluiu do programa de racionamento, a partir de 1º de janeiro de 2002, os estados do Pará, Tocantins e a parte do Maranhão atendida pelo subsistema interligado Norte.

Em janeiro de 2002, a GCE decidiu adotar, para análise das condições de atendimento energético e formação de preço, o chamado mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento, baseado na adoção, por submercado, de curva bianual de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas. A curva de aversão ao risco representa a evolução, ao longo de determinado período, dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de cada subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas

de afluências, intercâmbios inter-regionais e carga, e com a geração térmica despachada na base, de forma a garantir níveis mínimos operativos.

O mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento foi instituído em 25 de janeiro de 2002, pela Resolução GCE nº 109, que estabeleceu diretrizes e critérios para o cálculo do Custo Marginal de Operação (CMO) e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação (PMO), além de uma série de medidas para a revitalização do modelo do setor de energia elétrica.

O mês de janeiro de 2002 também marcou o início da transição para o fim do racionamento nas regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, com a adoção de novas metas de consumo de energia, a liberação da iluminação pública e outras medidas. Em 13 de fevereiro, o nível dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste atingiu 53,3% de sua capacidade máxima, ultrapassando em meio ponto percentual a curva-guia superior traçada pelo ONS. O nível dos reservatórios do Nordeste era de 45,1% de sua capacidade total, estando 2,7% abaixo da curva-guia superior. O quadro hidrológico da região apontava, entretanto, forte perspectiva de que seus reservatórios atingissem, no fim do mês, a marca de 49% estipulada na curva-guia. Acima desse limite e considerando o fim do racionamento, o fornecimento de energia na região estaria garantido, a partir de março, sem acionar as usinas térmicas emergenciais, mesmo na ocorrência do pior ano hidrológico.



Reunião com a presença de Pedro Parente (centro), ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República e presidente da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GEE), Mario Fernando de Melo Santos, diretor-presidente do ONS (1º esq.), Luiz Pinguelli Rosa, então diretor da Coppe/UFRJ (3º esq.) e Mauricio Tiomno Tolmasquin, Coppe/UFRJ (1º dir.).
Rio de Janeiro, RJ.
28 de fevereiro de 2002
Acervo ONS

Notícias publicadas no jornal *Valor Econômico* e no *Jornal do Brasil*.
São Paulo, SP/
Rio de Janeiro, RJ.
20 de fevereiro de 2002
Acervo Memória da Eletricidade

Em 19 de fevereiro, em reunião plenária presidida pelo presidente Fernando Henrique, a GCE aprovou a Resolução nº 117, determinando a extinção do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, a partir de 1º de março, nas regiões atendidas pelos sistemas interligados Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

A decisão de suspender o racionamento levou em conta o monitoramento da situação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional e os estudos de avaliação realizados pelo ONS e relatados por seu diretor-presidente, engenheiro Mario Santos, na reunião plenária da GCE de 19 de fevereiro.

De acordo com a exposição, os níveis de armazenamento de energia nos reservatórios equivalentes das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste já superavam, na ocasião, os valores estabelecidos nas curvas-guia superiores de segurança para 2002, o que permitia assegurar o atendimento pelo resto do ano, sem necessidade de recorrer à geração das térmicas emergenciais, mesmo que se repetisse o pior registro histórico de afluências. Mais ainda: a Região Nordeste havia apresentado, exatamente no início da madrugada de 19 de fevereiro, um ganho acima da curva superior de 0,04%. "Atingimos hoje, de forma emblemática, a curva-guia superior do Nordeste, o que nos dá a tranqüilidade de suprimento, mesmo sem a utilização de recursos adicionais", observou Mario Santos.

Os níveis de armazenamento verificados também eram superiores aos níveis de segurança das curvas bianuais de aversão a risco para 2002/2003. Da mesma forma, os armazenamentos previstos para o fim de dezembro de 2002 superavam os requisitos de armazenamento dessas curvas, permitindo manter



Energia Segurança contra apagões a partir de 2004 dependerá de obras previstas em programa estratégico

Governo confirma fim de racionamento

Racionamento termina nove meses depois

Fernando Henrique Cardoso anunciou ontem que o racionamento de energia iniciado em junho de 2001 acaba dia 1º de março. Ele revelou que foram criados mecanismos de alerta para prevenir, "com antecedência de dois anos", novos riscos para o sistema. Segundo o presidente,

uma parcela da oferta térmica (PPT + Emergencial) como reserva estratégica. Em resumo: mesmo considerando premissas bastante conservadoras na elaboração das curvas de segurança, as afluências registradas em janeiro e fevereiro e as ações para aumentar a capacidade de oferta e transporte de energia sinalizavam um quadro mais positivo para o suprimento de energia elétrica em 2002 e no ano seguinte.

Troca de energia entre regiões é fundamental no enfrentamento da crise

Em 2001, o consumo nacional de energia elétrica registrou decréscimo de 7,7% e o Produto Interno Bruto (PIB), um crescimento de apenas 1,5% em relação ao ano anterior. O racionamento, obviamente, contribuiu para a retração do mercado de energia elétrica e também para o fraco desempenho da economia, ao lado de outros fatores adversos, como a crise argentina e o baixo crescimento da economia norte-americana.

A carga própria de energia do Sistema Interligado Nacional (SIN), correspondente a toda a energia consumida no sistema, inclusive as perdas técnicas e comerciais, totalizou 330.404 GWh em 2001, sendo inferior em 8,3% à do ano anterior. A carga de energia diminuiu em todas as regiões afetadas pela crise, caindo 10,6% no Sudeste/Centro-Oeste, 10,3% no Nordeste e 6,6% no Norte. Embora livre do racionamento, a Região Sul teve um aumento de apenas 1,7% na carga própria de energia.

A carga de demanda do Sistema Interligado Nacional atingiu 55.099 MWh/h, montante superior em 1,4% ao do ano anterior. Essa demanda ocorreu de forma atípica no mês de abril, pois no período em que usualmente ocorre (junho a agosto) já havia sido implantado o programa de racionamento.

Os intercâmbios inter-regionais de energia elétrica tiveram papel fundamental no atendimento ao SIN, refletindo a importância da integração eletroenergética e a ação de coordenação efetuada pelo ONS, em busca da plena utilização dos recursos energéticos do país.

Foi significativa a contribuição da Região Norte para as regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste, com a exportação de aproximadamente 28% de sua produção

total. A hidrelétrica Tucuruí foi essencial para manter em 20% o racionamento no Nordeste, atendendo a cerca de um quinto do mercado nordestino. A Região Sul, por sua vez, contribuiu com 14% de sua produção para o suprimento da Região Sudeste/Centro-Oeste. Os intercâmbios de energia internacionais somaram 4.266 GWh, correspondentes, em sua quase totalidade, à importação de energia argentina via conversora de freqüência em Garabi, além de uma pequena parcela importada pela interligação em Uruguaiana. Ainda em 2001, vale destacar o início dos testes de comissionamento da conversora de Rivera (Interligação Brasil/Uruguai), com capacidade de 72 MW.

Desde o início da crise energética, o ONS empreendeu estudos para o aumento dos níveis de intercâmbio entre as regiões, buscando conciliar a otimização do uso dos recursos energéticos com a segurança operativa do sistema. Objeto de contínuas reavaliações ao longo do período de racionamento, esses estudos permitiram a maximização dos intercâmbios entre as regiões Sul/Sudeste e Norte/Nordeste.



Usina hidrelétrica Tucuruí. Tucuruí, PA. Março de 2002
Acervo Eletronorte

Os estudos de planejamento e programação da operação, bem como as ações desenvolvidas em tempo real pelo ONS, buscaram propiciar as melhores condições de atendimento, compatíveis com os requisitos das regiões que enfrentavam condições mais adversas. Vale destacar uma das diretrizes básicas da política de operação eletroenergética do Sistema Interligado Nacional, durante o racionamento: manter a constante transferência de 1.300 MWmed para o Nordeste, por meio da importação de 800 MWmed de Tucuruí, complementados pela importação de energia das demais regiões.

A crise energética exigiu do ONS o desenvolvimento de atividades especiais de suporte e apoio à GCE – entre elas, o estabelecimento e acompanhamento das curvas-guia de armazenamento e o cálculo das metas de contratação de usinas térmicas emergenciais.

Além disso, exigiu uma gestão 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 maior interação do Operador com a Aneel, a Agência Nacional de Águas (ANA), organismos federais e estaduais e também com os agentes associados. Essa interação foi marcante na discussão de dois temas relevantes: o uso dos estoques de água do reservatório de Ilha Solteira, abaixo da chamada cota 323 (proposta no chamado Plano B da GCE), e a flexibilização das restrições de defluência das usinas do rio São Francisco, entre Três Marias, (também conhecida como Bernardo Mascarenhas, em Três Marias e São Gonçalo do Abaeté-MG) e Xingó (esta última localizada em Canindé do São Francisco-SE e Piranhas-AL).

Em 21 de agosto, diante da ameaça de esvaziamento total do reservatório de Sobradinho, a GCE aprovou a Resolução nº 39, que estabeleceu restrições de vazões a partir de Sobradinho até a foz do rio São Francisco, além de fixar metas de consumo de energia elétrica para projetos de irrigação. O ONS e a Chesf foram autorizados a adotar as providências para a operação do reservatório de Sobradinho com vazões mínimas de 1mil m^3 por segundo. A decisão causou grande impacto na navegação entre Pirapora (MG) e Juazeiro (BA) e na tomada de água com fins de abastecimento e irrigação. Foi necessário intenso trabalho de coordenação e negociação, envolvendo as empresas Chesf e Cemig, as prefeituras, os governos estaduais e outras partes envolvidas, contando com a intermediação da ANA.



Barragem e vertedouro da usina hidrelétrica Itá. Itá (SC)/Aratiba (RS). 28 de setembro de 2000
Acervo Tractebel Energia

A política de operação eletroenergética executada pelo ONS também levou em conta o Acordo Tripartite, firmado entre Brasil, Argentina e Paraguai em 1979, que estabeleceu limitações à modulação de geração da usina Itaipu e determinou limites para a variação horária e diária do nível e da velocidade superficial da água, em atendimento às necessidades dos países vizinhos.

Cumpre destacar, além disso, o trabalho desenvolvido pelo Operador no tocante à coordenação dos problemas relacionados ao represamento de vazões, na antecipação do enchimento dos reservatórios das hidrelétricas Machadinho, Itá, Lajeado e Tucuruí. No caso específico de Lajeado, a coordenação do ONS foi decisiva para o sucesso da operação, pois o período não favorecia o enchimento do reservatório.

Paralelamente às atividades especiais relacionadas à gestão da crise de energia elétrica, o ONS deu continuidade a seus trabalhos de caráter permanente, isto é, o relacionamento com os agentes do setor de energia elétrica, a integração de novas instalações, o planejamento, programação, confiabilidade e segurança da operação, a análise de ocorrências no sistema elétrico, a administração da transmissão, a operação em tempo real do sistema e a gestão corporativa.

Merece destaque a conclusão dos módulos dos *Procedimentos de Rede*, com exceção apenas do módulo nº 14, referente aos serviços ancilares, que se mantinha em fase de processo de regulamentação por parte da Aneel. O trabalho de elaboração dos *Procedimentos* envolveu todo o corpo técnico do Operador, sua Diretoria Executiva e seu Conselho de Administração. Foram realizadas dezenas de reuniões com os agentes do setor, 15 seminários técnicos e numerosos encontros no âmbito do Conselho de Administração, que criou, para esse fim, comissões especiais de trabalho. Aprovados pelo Conselho de Administração do ONS no fim de julho, os 22 módulos de *Procedimentos de Rede* foram encaminhados à Aneel para homologação.

Somente em 2001, o Operador efetuou um total de 32 estudos pré-operacionais, relativos à integração de empreendimentos de geração e transmissão, envolvendo as hidrelétricas Machadinho, Lajeado, Dona Francisca, Manso e Itiquira, as termelétricas Macaé Merchant e Eletrobolt (integrantes do PPT) e algumas unidades térmicas emergenciais, além das linhas Campos Novos-Blumenau e Taquaruçu-Assis Sumaré.



Usina termelétrica Macaé Merchant. Macaé, RJ. S.d.
Acervo El Paso

A proposta do *Plano de Ampliações de Reforços* (PAR), elaborada em 2001 para o período 2002-2004, resultou na previsão de um acréscimo de 9.453 quilômetros de linhas de transmissão e de 14.152 MVA de capacidade de transformação até o fim do período. Ainda na esfera da administração da transmissão, foram celebrados 76 contratos, sete dos quais relativos a novas modalidades, sobretudo ao compartilhamento de instalações (CCI).

A operação em 2002

Em 2002, as afluências nos principais aproveitamentos das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste foram significativamente mais elevadas, em relação ao ano atípico de 2001, apresentando, porém, valores abaixo da média histórica. As condições hidrológicas foram moderadamente adversas na Região Norte, permanecendo favoráveis no Sul. O alvo das maiores preocupações do ONS foi a Região Nordeste, devido à tendência marcadamente desfavorável das vazões na bacia do rio São Francisco, no fim da estação chuvosa.

O atendimento dos requisitos de energia do Sistema Interligado Nacional foi realizado dentro dos padrões estabelecidos de segurança. Os reservatórios das usinas localizadas na Região Sudeste/Centro-Oeste e na Região Nordeste terminaram o ano com níveis globais de armazenamento da ordem de 43,7% e 18,7% de seus valores máximos respectivos. O nível de armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste correspondia ao dobro do limite de segurança (21,7%), estabelecido pela curva de aversão ao risco. No Nordeste, entretanto, a diferença em relação ao limite de segurança (7,7%) era menos folgada.

Esses resultados refletiram a conjugação de três fatores: a redução do mercado de energia elétrica, a agregação de novas instalações de geração e transmissão, e a adoção pelo ONS de políticas adequadas de otimização dos recursos energéticos e de transferências inter-regionais de energia.

A redução do mercado de energia elétrica foi influenciada pelas práticas de economia de energia adotadas pelas diversas classes de consumidores, durante o

duro aprendizado do racionamento. Além disso, a elevação tarifária contribuiu para a racionalização da utilização de energia elétrica, em especial no segmento residencial. Com um crescimento de apenas 1,5% em 2002, o fraco desempenho da economia brasileira também condicionou o comportamento do mercado de energia elétrica.

A carga própria de energia do Sistema Interligado Nacional totalizou 347.494 GWh, crescendo 5,2% em relação a 2001. Importa notar, porém, que o montante de 2002 situou-se 2,4% abaixo do registrado em 2000, sendo apenas ligeiramente superior ao do ano de 1999. A Tabela 5 mostra a evolução da carga própria de energia do Sistema Interligado Nacional, por regiões, ao longo do período 1999-2002.

TABELA 5

Carga própria de energia do SIN, em GWh

REGIÃO	1999	2000	2001	2002
Sudeste/Centro-Oeste	216.341	227.046	202.990	213.857
Sul	55.611	59.634	60.660	61.824
Nordeste	49.848	51.638	46.341	49.286
Norte	21.437	21.844	20.412	22.527
SIN	343.237	360.161	330.403	347.494

Fonte:
ONS. *Operação do Sistema Interligado Nacional.* Dados relevantes de 2001. [Rio de Janeiro, 2002], p. 29.
Os dados de 2002 foram fornecidos pelo ONS.

A recuperação do consumo de energia elétrica, em 2002, começou após o término do racionamento, acentuando-se em outubro, quando foram observados níveis de carga próximos aos verificados em 2000. Alguns fatores contribuíram para que esta recuperação se acelerasse – entre eles, o fenômeno *El Niño*, que, segundo os meteorologistas, provocou uma elevação da temperatura durante o verão. Outro fator que favoreceu a retomada do consumo foi o incremento ocorrido na produção de bens manufaturados para exportação.

A geração hidrelétrica, incluindo a energia comercializada por Itaipu para o Brasil, aumentou 7,8% em relação ao ano anterior, somando 315.418 MW, correspon-

dentes a 90,9% da produção total do Sistema Interligado Nacional. A geração térmica diminuiu 7,3%, somando 31.286 GWh, com a inclusão dos 30 GWh referentes à produção termelétrica emergencial e ao recebimento de autoprodutores na Região Nordeste (Copene/Companhia Petroquímica do Nordeste e Relan/Refinaria Landulpho Alves, da Petrobras). Cumpre destacar que a geração hidrelétrica do Sistema Interligado Nacional, incluindo a contribuição de Itaipu, ficou 6% abaixo da verificada em 2000, recuando para um patamar próximo ao observado em 1997. A Tabela 6 apresenta a evolução da produção do sistema, por origem, e da energia comercializada por Itaipu para o Brasil, entre 1999 e 2002.

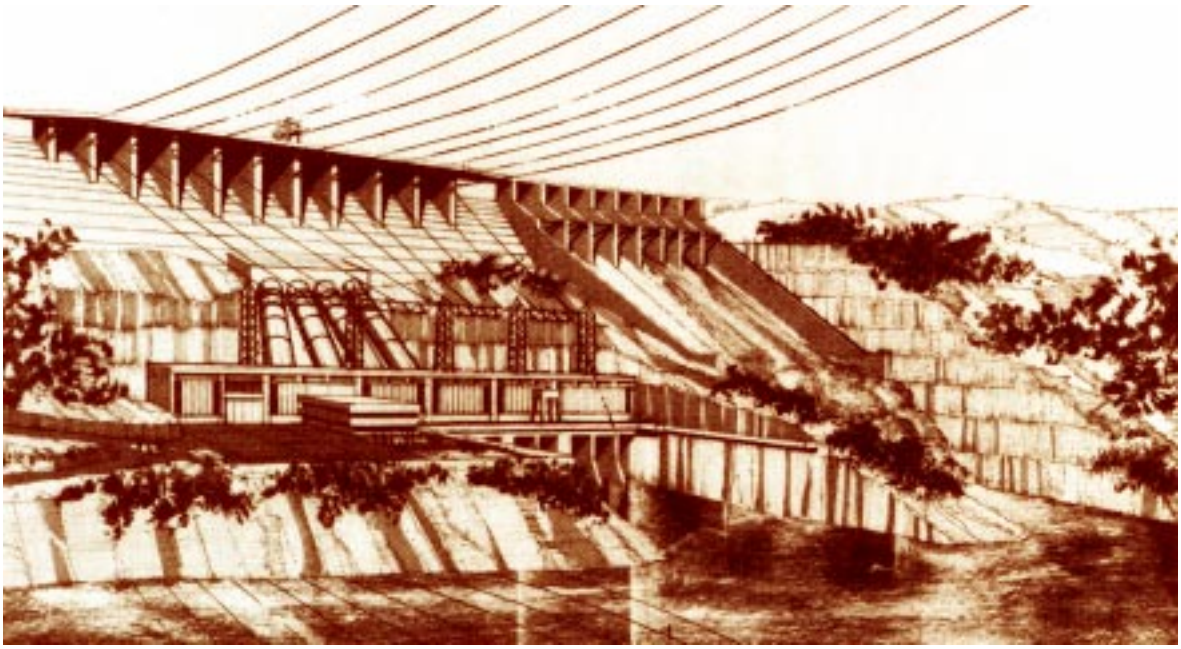
TABELA 6

Produção do Sistema Interligado Nacional, em GWh

ORIGEM	1999	2000	2001	2002
Hidrelétrica	241.257	248.557	219.652	238.518
Itaipu	84.390	87.030	72.734	76.900
TOTAL HIDRO	325.647	335.587	292.386	315.418
Óleo diesel	214	1.155	343	44
Óleo combustível	4.968	6.374	6.775	3.372
Gás natural	0	0	6.114	8.929
Carvão	7.117	7.502	6.241	5.062
Nuclear	3.977	5.980	14.279	13.849
TOTAL TERMO	16.276	21.011	33.752	31.256
TOTAL SIN	341.923	356.598	326.138	346.674
Emergencial	-	-	-	25
Copene/Relan	-	-	-	5
TOTAL GERAL	341.923	356.598	326.138	346.704

Fonte:
ONS. *Operação do Sistema Interligado Nacional.* Dados relevantes de 2001. [Rio de Janeiro, 2002], p. 38. Os dados de 2002 foram fornecidos pelo ONS.

Em 2002, a capacidade geradora do Sistema Interligado Nacional teve um acréscimo de 4.856 MW, sem contar 1.828 MW correspondentes à soma da potência de 58 usinas térmicas emergenciais instaladas em diferentes pontos do sistema. Na rede básica de transmissão, foram implantados 2.765 quilômetros de linhas e 6.423 MVA de transformação.



Concepção artística da usina hidrelétrica Machadinho. S.I. S.d. Acervo Eletrosul

A expansão da oferta de geração hidrelétrica foi garantida basicamente pelas usinas Machadinho, Cana Brava, Lajeado e Porto Primavera, sendo complementada por empreendimentos de menor porte. Machadinho começou a gerar energia em fevereiro, atingindo em agosto a capacidade final de 1.140 MW. As três unidades de Cana Brava, somando 450 MW, foram acionadas entre maio e setembro. Inaugurada em 2001, Lajeado atingiu a capacidade final de 900 MW em novembro. Porto Primavera passou a dispor de mais duas unidades. Já o aumento da capacidade de geração térmica foi assegurada pela entrada em operação e ampliação de usinas integrantes do PPT.

Três linhas de 500 kV contribuíram significativamente para a maior confiabilidade da operação: o segundo circuito de Tucuruí-Vila do Conde, a linha Garabi-Itá, integrante da chamada Interligação Brasil/Argentina II, e a Campos Novos-Blumenau. Vale lembrar ainda, no fim do ano, a entrada em operação de importantes empreendimentos de transmissão relacionados à Interligação Sudeste/Nordeste e ao segundo estágio da Interligação Norte/Sul.

Também merece destaque a ampliação da subestação Caxias (Eletrosul), localizada no município gaúcho de mesmo nome, elevando a capacidade de atendimento ao Rio Grande do Sul e permitindo a redução da geração térmica na área, bem como a instalação por Furnas do segundo banco de transformadores em 500/440 kV na subestação Água Vermelha (CTEEP), situada na divisa de Minas Gerais com São Paulo. A entrada em operação do novo banco de transformadores de Água Vermelha permitiu uma maior troca energética entre as bacias dos rios Paraná, Paranaíba e Grande, além de evitar restrições no fornecimento de energia do sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste para o sistema Norte/Nordeste.

As transferências de energia para o Nordeste continuaram maximizadas e os recursos de geração térmica foram despachados de forma a atender os requisitos de segurança operacional. Até julho, o ONS procurou garantir a transferência de 1.300 MWmed para o Nordeste, utilizando prioritariamente as disponibilidades energéticas de Tucuruí. Em agosto, a Eletronorte deu início ao deplecionamento do reservatório de Tucuruí, objetivando atingir um nível da ordem de 9% de seu volume útil em novembro, para viabilizar a remoção da ensecadeira da obra da segunda etapa da usina. Em novembro e dezembro, o Norte teve de importar energia do Sudeste/Centro-Oeste para o atendimento de seus requisitos de carga.

O Nordeste também recorreu, em larga escala, à energia importada do Sudeste/Centro-Oeste, no último quadrimestre de 2002. Considerando o comportamento desfavorável das vazões na bacia do rio São Francisco ao fim da estação chuvosa e a tendência mais favorável das vazões nas bacias do Sudeste/Centro-Oeste, o ONS apontou a necessidade de maximizar o intercâmbio de energia para o Nordeste, independentemente dos custos marginais de operação, indicados pelos modelos computacionais utilizados no planejamento da operação do setor.



Subestação Água Vermelha. SP. S.d. Acervo CGEEP

O montante de energia importado pelo Nordeste em 2002 foi de 7.660 GWh, correspondentes a 15,5% dos requisitos de carga da região. A Tabela 7 apresenta os valores de intercâmbio de energia entre regiões e com os países latino-americanos vizinhos, em 2001 e 2002. Os resultados positivos ou negativos indicam o sentido do fluxo de energia. Vale ressaltar, por exemplo, que as transferências de energia entre as regiões Sul e Sudeste/Centro-Oeste ocorreram preponderantemente no sentido Sudeste/Centro-Oeste em 2001 (valor positivo) e no sentido Sul em 2002 (valor negativo).

TABELA 7

Intercâmbio entre regiões/ Sistema Interligado Nacional, em GWh

	2001	2002
Intercâmbio Sul/Sudeste/Centro-Oeste	9.401	-1.384
Intercâmbio Internacional	-4.266	-791
Exportação Norte	7.844	3.508
Intercâmbio Norte/Nordeste	6.687	4.540
Intercâmbio Norte/Sudeste	1.156	-1.032
Intercâmbio Sudeste/Nordeste	2.416	3.120
Importação Nordeste	9.103	7.660

Fonte:
ONS. *De olho na energia.* Histórico da energia (disponível no portal ons.org.br).

Todas as ações envolvendo a gestão hidroenergética foram suportadas por diretrizes operativas estabelecidas semanal e diariamente, de forma que a utilização da malha de transmissão de integração regional e de suprimento aos centros de carga permitisse a recuperação dos reservatórios, o mais rápido possível, sem comprometer a segurança operacional do Sistema Interligado Nacional.

Autorizado pela Aneel, o ONS iniciou em maio de 2002 a utilização de um novo programa computacional para a otimização energética de curto prazo, denominado Modelo de Determinação da Coordenação da Operação a Curto Prazo (*Decomp*), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel). A implementação do *Decomp* representou uma importante ferramenta de aperfeiçoamento metodológico no processo de elaboração dos Programas Mensais de Operação (PMO) do ONS, que estabelecem as metas semanais de geração, armazenamento e intercâmbio para todas as usinas do Sistema Interligado Nacional, bem como para os intercâmbios entre os subsistemas. Enquanto o Modelo de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes (*Newave*), também desenvolvido pelo Cepel e utilizado pelo ONS, calcula a política de operação a médio prazo (5 anos), o *Decomp*, partindo dos resultados do *Newave*, realiza a discretização mensal para o primeiro ano, sendo que no primeiro mês é obtida a discretização semanal.

A utilização do modelo *Decomp* no planejamento e programação da operação do Sistema Interligado Nacional e para o cálculo do preço semanal da eletricidade no Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) foi autorizada em 24 de abril de 2002 pela Resolução Aneel nº 228. Até então, o cálculo semanal dos preços no MAE vinha sendo realizado por meio de atualizações semanais dos resultados mensais do programa Newave. Tal como o *Newave*, o programa *Decomp* foi submetido a diversos testes, no âmbito da Subcomissão de Validação de Modelos e Estudos Metodológicos, coordenada pelo ONS e pelo MAE, com a participação de agentes do setor de energia elétrica.

O ONS deu prosseguimento aos testes do programa de otimização energética de curtíssimo prazo, conhecido como programa *Dessem*, tendo em conta os ajustes nas etapas e no cronograma para a implantação das *Regras do Mercado* e consolidação do MAE, estabelecidos em agosto de 2002, pela Resolução Aneel nº 446. Entre outros pontos importantes, essa resolução determinou a fixação de preços horários de energia elétrica no MAE, a partir de janeiro de 2004.

Também foram iniciados os testes de novo programa de previsão de carga adquirido do Electric Power Research Institute (Epri), dedicado à pesquisa sobre energia elétrica e tecnologia, sediado na Califórnia (EUA). Em setembro, os técnicos do ONS começaram o treinamento para a utilização do programa denominado Artificial Neural Network Short Term Load Forecaster (ANNSTLF) ou Previsor de Curto Prazo Baseado em Redes Neurais Artificiais. Com esse programa, o ONS passou a prever a curva horária de carga para os quatro subsistemas elétricos brasileiros – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste –, levando em conta a temperatura verificada e prevista para um horizonte de sete dias e de até 35 dias.

O blecaute de janeiro de 2002 e a segurança do SIN

A interrupção do fornecimento de energia elétrica, ocasionada pelo blecaute de 21 de janeiro de 2002, colocou novamente em evidência a questão da segurança e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional. O blecaute aconteceu ainda na vigência do programa de racionamento, atingindo todos os estados das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, além do Distrito Federal. Tal como em março de 1999, o colapso ocorreu num dia útil (segunda-feira), interrompendo cerca de 72% da carga total atendida pelo sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste no momento do distúrbio (13h34). Em alguns locais, como Brasília, a interrupção foi rápida, durando apenas seis minutos. Nos estados do Sul, o fornecimento de energia foi restabelecido em cerca de 40 minutos. Nas demais áreas, a recomposição do sistema foi mais demorada, sendo finalizada precisamente às 18h.

O blecaute teve origem no rompimento de um cabo condutor do segundo circuito da linha de transmissão de 440 kV entre Ilha Solteira e a subestação Araraquara (SP), a cerca de um quilômetro da hidrelétrica. Por atuação incorreta dos equipamentos de proteção, o primeiro circuito da mesma linha foi desligado, caracterizando-se uma contingência dupla não suportada pelo sistema. A causa do rompimento do cabo não foi definida com precisão pela empresa proprietária, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), mesmo apoiada em estudos e análises

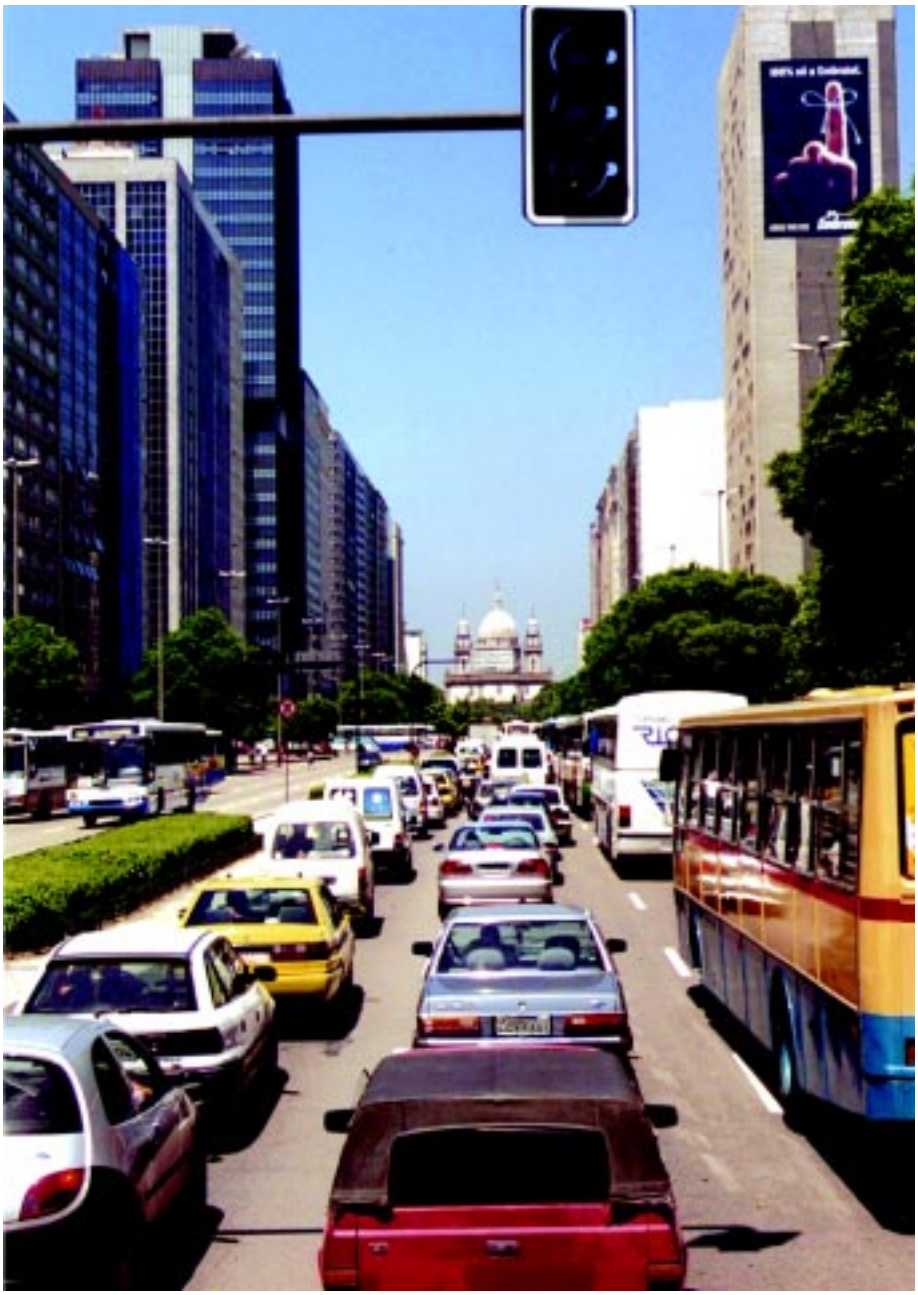
químicas e mecânicas especializadas, realizadas pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT).

Cerca de 40 especialistas em operação em tempo real e em análise de proteção do ONS e das empresas envolvidas participaram da investigação sobre o blecaute. As primeiras conclusões do ONS foram apresentadas à Aneel em 23 de janeiro. Um mês depois, o Operador concluiu o *Relatório de Análise da Perturbação* (RAP), detalhando os aspectos relativos à operação, recomposição e proteção durante a ocorrência. Além disso, um grupo de trabalho coordenado pelo engenheiro Altino Ventura Filho foi designado pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) para avaliar as causas institucionais e estruturais da perturbação.

Antes da perturbação, conforme ressaltado no relatório do ONS, o Sistema Interligado Nacional operava com todos os intercâmbios entre áreas e regiões dentro das faixas operativas permitidas, sem violação de carregamento de qualquer interligação. O número de máquinas em operação era adequado à carga, garantindo condições de controle de tensão e freqüência. Estavam fora de operação a linha de transmissão em 440 kV entre Ilha Solteira e Água Vermelha – hidrelétrica situada nos municípios de Indiaporã (SP) e Iturama (MG) – e um dos circuitos entre Ilha Solteira e Bauru.



Blecaute na cidade do Rio de Janeiro. RJ. 21 de janeiro de 2002
Acervo O Globo
Fotógrafo: Simone Marinho



Blecaute na cidade do Rio de Janeiro. RJ.
21 de janeiro de 2002
Acervo O Globo
Fotógrafo: Domingos Peixoto

A perda dos dois circuitos da linha Ilha Solteira-Araraquara foi seguida pelo desligamento automático de outros circuitos de 440 kV, acarretando um processo oscilatório no subsistema Sudeste/Centro-Oeste e o desligamento em cascata de usinas geradoras e dos principais troncos de transmissão. As ações de controle implantadas desde o blecaute de março de 1999 evitaram a propagação das oscilações para os sistemas Norte/Nordeste e Sul. A abertura da Interligação Norte/Sul conseguiu isolar os estados do Norte e Nordeste, que não foram afetados pelo problema. Na Região Sul, o tronco principal do sistema de transmissão foi preservado, ocorrendo a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (Erac) para o estabelecimento do equilíbrio geração x carga. O montante de carga interrompida no subsistema Sul (incluindo Mato Grosso do Sul) somou 2.849 MW, equivalentes a 32% de sua carga total no momento do distúrbio.

No sistema Sudeste/Centro-Oeste, o montante de carga interrompida somou 20.917 MW, correspondendo a 85% da carga total do sistema. Os estados mais atingidos foram São Paulo (86% da carga desligada), Rio de Janeiro e Espírito Santo (98% da carga desligada) e Mato Grosso (interrupção total). A perturbação poderia ter causado conseqüências ainda mais graves, não fosse o sucesso do esquema de isolamento da área Minas Gerais/Goiás/Brasília.

O processo de recomposição do sistema apresentou dificuldades decorrentes principalmente de problemas em equipamentos. Entretanto, tal como enfatizado no *Relatório de Análise de Perturbação* (RAP) elaborado pelo ONS, não houve em qualquer momento perda de controle da situação por parte do Operador. De acordo com o relatório, a empresa pôde empreender todas as ações para viabilizar a recomposição do sistema, tanto a nível regional como central, a partir da supervisão do sistema efetuada pelo Centro Regional de Operação Sudeste com os centros locais de Furnas e o CNOS.

Em seu relatório, o ONS apresentou um conjunto de recomendações para reduzir a vulnerabilidade do Sistema Interligado Nacional a perturbações de grande porte, incluindo medidas de reforço do sistema de transmissão, reavaliação dos processos de recomposição de determinadas áreas e de procedimentos de manutenção. Além disso, o engenheiro Mario Santos apresentou um relato detalhado sobre as deficiências do Sistema Interligado Nacional ao grupo de trabalho criado pela GCE

para avaliar o blecaute de janeiro. O diretor-presidente do ONS apontou deficiências estruturais, envolvendo tanto os sistemas físicos de geração e transmissão como os recursos de supervisão e controle.

Em 8 de maio, a GCE divulgou o relatório final do grupo de trabalho coordenado pelo engenheiro Altino Ventura Filho, endossando várias medidas corretivas recomendadas pelo ONS e propondo ações para o aperfeiçoamento do grau de observabilidade e controlabilidade do Sistema Interligado Nacional.

Em junho, o Conselho de Administração do ONS aprovou o Plano de Ampliações e Reforços (PAR) da rede básica de transmissão do Sistema Interligado Nacional para o período de 2003 a 2005. Além da implantação de 13.684 quilômetros de linhas de transmissão e de 21.087 MVA adicionais na capacidade de transformação da rede básica, o plano previu reforços para melhorar a observabilidade e a segurança do Sistema Interligado Nacional, como a implementação de unidades terminais remotas, a oscilografia de curta e longa duração e esquemas especiais de proteção, inclusive sistêmica. No tocante aos sistemas de proteção, as propostas do PAR levaram em conta as recomendações formuladas pela Comissão Mista Eletrobrás/Cepel/ONS e as contidas em relatórios específicos do ONS, sobre perturbações de maior ou menor porte ocorridas no sistema.



Coletiva à imprensa após reunião da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Da esquerda para a direita, Mario Fernando de Melo Santos, diretor-presidente do ONS e membro do Núcleo Executivo da GCE, Pedro Parente, ministro-chefe da Casa Civil da Presidência da República e presidente da GCE e José Mário Miranda Abdo, Diretor-Geral da Aneel e membro do núcleo executivo da GCE. Brasília, DF. 12 de fevereiro de 2002 Acervo O Globo Fotógrafo Givaldo Barbosa

Considerando o passivo histórico de instalações da rede básica com deficiências de supervisão e controle, o ONS, em ação conjunta com a Aneel e agentes do setor de energia elétrica, iniciou, em novembro de 2002, o projeto do Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade (Sinocon). Numa primeira etapa, o projeto previu a implantação de uma rede de 131 unidades terminais remotas nas instalações precárias, com o objetivo de assegurar maior rapidez na identificação da origem de eventuais blecautes e perturbações de menor porte, e nos processos de recomposição do sistema.

A utilização da maioria dos módulos dos *Procedimentos de Rede* do ONS foi autorizada em caráter provisório em 25 de março de 2002, pela Resolução Aneel nº 140. Essa resolução também determinou ajustes em alguns módulos, como o de Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos Mínimos para suas Instalações (nº 2) e o da Programação Diária da Operação (nº 8), e também de alguns submódulos, como o de Diagnóstico do Sistema de Proteção e Controle das Instalações (integrante do módulo nº 11 – Proteção e Controle). Os ajustes foram concluídos pelo Operador em maio, dentro dos prazos exigidos pela Aneel. Um dos principais ajustes efetuados foi a incorporação da Curva de Aversão a Risco ao módulo de Planejamento da Operação Energética (nº 7). A Aneel previu a realização de processo de audiência pública para a aprovação definitiva dos *Procedimentos de Rede* em 2003.



Cerimônia de implantação do novo sistema de supervisão e controle do Centro de Operação Regional Sul do ONS. [Florianópolis, SC]. 1º de novembro de 2002
Acervo ONS



Luiz Inácio Lula da Silva em comemoração à sua eleição como presidente da República.
São Paulo, SP.
27 de outubro de 2002
Acervo O Globo
Fotógrafo Roberto Stuckert Filho

O processo de modernização dos centros de operação do ONS teve continuidade em 2002, com a inauguração dos novos sistemas de supervisão e controle nos Centros Regionais Sudeste e Norte (agosto), Sul (novembro) e Nordeste (dezembro). O sistema SOL, como foi batizado o novo sistema de supervisão e controle do Centro Regional de Operação Sudeste foi inteiramente desenvolvido por uma equipe de técnicos de Furnas. Os novos sistemas dos outros centros regionais de operação foram fornecidos pela Alstom do Brasil. Desta forma, todos os centros de operação próprios do ONS passaram a dispor de modernas ferramentas para funções como análise de redes e controle automático de geração.

De acordo com o disposto na Lei nº 9.648, o ministro de Minas e Energia, Francisco Gomide, promulgou em outubro a Portaria nº 468, que estabeleceu as condições de transferência dos bens componentes do CNOS e dos Centros de Operação do Sistema (COS), de propriedade da Eletrobrás e suas subsidiárias, para o ONS. O processo de transferência dos ativos constitutivos do CNOS e dos quatro COSs foi concluído ainda em 2002, com a assinatura dos respectivos instrumentos de compra e venda entre o ONS e Eletrobrás, Furnas, Chesf, Eletrosul e Eletronorte.

Após a vitória do candidato Luiz Inácio Lula da Silva no pleito presidencial de outubro de 2002, o ONS apresentou à equipe de transição do novo governo um detalhado relato sobre as condições de atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional. Eleito com o apoio de diversas forças oposicionistas, Luiz Inácio Lula da Silva tomou posse em janeiro de 2003.

No fim de 2002, o ONS contava com 120 membros associados nas categorias Produção (agentes de geração e agentes importadores), Transporte (agentes de transmissão) e Consumo (agentes de distribuição, consumidores livres e agentes exportadores). Também integravam o ONS, na condição de membros participantes, o Ministério de Minas e Energia e os Conselhos de Consumidores das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste e Norte/Nordeste.

O quadro de membros associados cresceu de forma contínua desde a constituição do Operador, em agosto de 1998, em decorrência do processo de segmentação e desverticalização ocorrido no setor de energia elétrica, como também da incorporação de novos agentes ao Sistema Interligado Nacional, sobretudo os produtores independentes, transmissores, importadores e comercializadores de energia. Em 2002, o número de membros associados na categoria Produção aumentou significativamente. Basta dizer que os agentes de geração passaram de 39 para 76. Entre os membros associados, havia 20 empresas de transmissão e 43 atuantes nos segmentos de distribuição e comercialização de energia. Cumpre ressaltar que várias empresas eram membros associados do ONS em mais de uma categoria. Tal era o caso de várias concessionárias públicas, como Chesf, Furnas, Eletronorte, Cemig e CEEE, e de empresas privadas, como a Light, a Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa), a Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), a Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Celtins), a Tractebel Energia e a Empresa de Eletricidade Vale do Paranapanema (EEVP).

O Conselho de Administração do ONS permaneceu integrado por 19 membros e por um igual número de representantes por categoria: sete de Produção, quatro de Transporte e sete de Consumo, além do representante do Ministério de Minas e Energia. A composição do conselho eleito em 26 de agosto de 1998, na Assembléia Geral de constituição do Operador, sofreu alterações nos anos seguintes. Conforme critério estabelecido na primeira Assembléia Geral Extraordinária do ONS, realizada em 14 de outubro de 1998, as substituições de conselheiros ocorreram por indicação de suas empresas. Na Assembléia Geral de 30 de abril de 2002, os membros do Conselho de Administração foram reeleitos para um mandato de três anos (*ver Apêndice*).

A Diretoria-Executiva do Operador permaneceu composta pelos engenheiros Mario Santos, na Presidência; Roberto Gomes, na Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão (DAT); Hermes Chipp, na Diretoria de Planejamento e Pro-

gramação da Operação (DOP); Carlos Ribeiro, na Diretoria de Operação (DOP); e Heitor Gontijo de Paula, na Diretoria de Assuntos Corporativos (DAC). Em abril de 2001, o Conselho de Administração do ONS renovou por mais três anos os mandatos de Mario Santos e seus colegas de diretoria.

Conselhos de Administração do ONS (1998-2003)

1998

Produção

Altino Ventura Filho
Celso Ferreira (presidente do Conselho)
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Laércio Dias
Marcos Aurélio Madureira da Silva
Reinaldo José Rodriguez de Campos

Transporte

Cláudio Ávila da Silva
Leonardo Lins de Albuquerque
Reni Antonio da Silva
Sidney Simonaggio

Consumo

Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo
José Moreno Fariña
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Oscar Alfredo Prieto
Pedro de Souza Bisch Neto
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Ministério de Minas e Energia

Oswaldo Baumgarten

1999

Produção

Altino Ventura Filho
Celso Ferreira (presidente do Conselho)
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
(em substituição a Laércio Dias)
Marcos Aurélio Madureira da Silva
Sidney Simonaggio

Transporte

Celso Sebastião Cerchiari
(em substituição a Reinaldo José Rodrigues)
Cláudio Ávila da Silva
Leonardo Lins de Albuquerque
Reni Antonio da Silva

Consumo

Fernando Quartim Barbosa deFigueiredo
José Moreno Fariña
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros
(em substituição a Oscar Alfredo Prieto)
Vicente José Rauber
(em substituição a Pedro de Souza Bisch Neto)
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Ministério de Minas e Energia

Jorge Marques de Azevedo
(em substituição a Oswaldo Baumgarten)

2000

Produção

Altino Ventura Filho
Celso Ferreira (presidente do Conselho)
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Roberto Drumond Furst
(em substituição a Marcos Aurélio Madureira da Silva)
Silvio Roberto Areco Gomes
(em substituição a Sidney Simonaggio)

Transporte

Antonio Soares Diniz
(em substituição a Reni Antonio da Silva)
Celso Sebastião Cerchiari
Cláudio Ávila da Silva
Leonardo Lins de Albuquerque

Consumo

Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo
José Moreno Fariña
Marcelo Silveira Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros
Vicente José Rauber
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Ministério de Minas e Energia

Helio Vitor Ramos Filho
(em substituição a Jorge Marques de Azevedo)

2001

Produção

Altino Ventura Filho
Celso Ferreira (presidente do Conselho)
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Silvio Roberto Areco Gomes
Tarcízio Celso de Castro
(em substituição a Roberto Drumond Furst)

Transporte

Antonio Soares Diniz
Carlos Roberto Gallo
(em substituição a Cláudio Ávila da Silva)
Celso Sebastião Cerchiari
Leonardo Lins de Albuquerque

Consumo

Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo
José Moreno Fariña
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros
Vicente José Rauber
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Ministério de Minas e Energia

Wellington Pereira de Oliveira
(em substituição a Helio Vitor Ramos Filho)

2002

Produção

Celso Ferreira (presidente do Conselho)
Jorge Nassar Palmeira
Lindolfo Zimmer
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Márcio Pereira Zimmermann
(em substituição a Altino Ventura Filho)
Silvio Roberto Areco Gomes
Tarcízio Celso de Castro

Transporte

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

Consumo

Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo
José Moreno Fariña
Manuel Fernando das Neves Bento
(em substituição a Antonio Soares Diniz)
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros
Wilson Pinto Ferreira Júnior

Ministério de Minas e Energia

Wellington Pereira de Oliveira

2003

Produção

Elmar de Oliveira Santana
(em substituição a Tarcízio Celso de Castro)
Fabio Machado Resende
(em substituição a Celso Ferreira)
José Ivan Morozowski
(em substituição a Lindolfo Zimmer)
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Raimundo Dílson Rodrigues Trindade
(em substituição a Jorge Nassar Palmeira)
Silvio Roberto Areco Gomes
Valter Luiz Cardeal de Souza
(em substituição a Márcio Pereira Zimmermann)

Transporte

Celso Cerchiari
Luiz Antonio Leão
(em substituição a Wilson João Cignachi, que havia substituído inicialmenteVicente José Rauber)
Mozart Bandeira Arnaud
(em substituição a Leonardo Lins de Albuquerque)
Ronaldo dos Santos Custódio
(em substituição a Carlos Roberto Gallo)

Consumo

Fernando Quartim Barbosa de Figueiredo
José Moreno Fariña
Manuel Fernando das Neves Bento
Marcelo Silveira da Rocha
Moisés Afonso Sales Filho
Paulo Roberto Guimarães Monteiro de Barros
Wilson Pinto Ferreira Júnior (presidente do Conselho)

Ministério de Minas e Energia

Ronaldo Schuck

Referências bibliográficas

Livros, Teses, Dissertações

ALMEIDA, Marcio Wholers de. *Estado e energia elétrica em São Paulo*: Cesp: um estudo de caso. Campinas, SP: UNICAMP, 1980.

AZEVEDO FILHO, Jorge Marques. *Imperativos da descentralização e coordenação da operação energética no âmbito da reforma institucional do setor elétrico brasileiro*. 2000. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético)–COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2000.

BELOCH, Israel; ABREU, Alzira Alves de (coord.). *Dicionário histórico brasileiro 1930-1983*. Rio de Janeiro: FGV, 1984.

BIELSCHOWSKY, Ricardo. Formação de capital no ambiente das reformas econômicas brasileiras dos anos 1990: uma abordagem setorial. In: BAUMANN, Renato (org.). *Brasil*: uma década em transição. Rio de Janeiro: Campus, 1999. p. 147-181.

CARNEIRO, Ricardo et al. *Gestão estatal no Brasil*: armadilhas da estabilização: 1995-1998. São Paulo: FUNDAP, 2000.

CARVALHO, Carlos Francisco José Livino de. *A operação coordenada dos sistemas elétricos interligados brasileiros e sua importância para a segurança e o desenvolvimento nacionais.* Rio de Janeiro: Escola Superior de Guerra, 1986.

CAUBET, Christian G. *As grandes manobras de Itaipu*: energia, diplomacia e direito na Bacia do Prata. São Paulo: Acadêmica, 1989.

CEMIG. *História da operação de sistemas elétricos na Cemig*. Belo Horizonte, 2001.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Candiota*: 40 anos de eletricidade e carvão. Rio de Janeiro, 2001.

_____. Centrais Elétricas do Sul do Brasil, Eletrosul: 25 anos. In: ELETROSUL. *25 anos de história*: relatório administrativo, 1993. Florianópolis, 1994.

_____. *A Cerj e a história da energia elétrica no Rio de Janeiro*. Rio de Janeiro, 1993.

_____. *Eletrobrás*: 40 anos. Rio de Janeiro, 2002.

_____. *A Eletrobrás e a história do setor de energia elétrica no Brasil*: ciclo de palestras. Rio de Janeiro, 1995.

_____. *Eletronorte*: 25 anos. Rio de Janeiro, 1998.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Energia elétrica no Brasil, 500 anos*. Rio de Janeiro, 2000.

_____. *Energia elétrica no Brasil*: breve histórico: 1880-2001. Rio de Janeiro, 2001.

_____. *História da Itaipu Binacional*. Rio de Janeiro, 1994. (Relatório de pesquisa).

_____. *A intervenção dos governos estaduais no setor de energia elétrica*: os casos do Rio Grande do Sul, de Minas Gerais e do Paraná. Rio de Janeiro, 1990. (Relatório de pesquisa).

_____. *Notas sobre o racionamento de energia elétrica no Brasil (1940-1980)*. Rio de Janeiro, 1996.

_____. *Panorama do setor de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro, 1988.

_____. *O planejamento da expansão do setor de energia elétrica*: a atuação da Eletrobrás e do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS). Rio de Janeiro, 2001. v. 1.

CIER. *25 anos*: historia, funcionamiento y realizaciones de la comisión. Montevidéu, 1989.

COTRIM, John R. *A história de Furnas*: das origens à fundação da empresa. Rio de Janeiro: Furnas, c1994. v. 1.

DUBASH, Navroz (ed.). *Power Politics*: equity and environment in electric reform. Washington, DC.: World Resources Institute, 2002.

A ENERGIA elétrica no Brasil: da primeira lâmpada à Eletrobrás. Rio de Janeiro: Bibliex, 1977.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (org.). *A privatização no Brasil*: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: BNDES-OCDE, 2000.

FITTIPALDI, Horácio Mario. *CCON*: um pouco de sua história. Recife: Comunigraf, 1999.

FORTUNATO, Luiz Alberto Machado et al. *Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica*. Niterói: UFF, 1990.

FRANKEN, Tjerk G. *Planejamento e tecnologia no setor de energia elétrica*. [S.l.]: FINEP, [197-?].

FUNDAÇÃO DO DESENVOLVIMENTO ADMINISTRATIVO. Instituto de Economia do Setor Público. *Gestão estatal no Brasil*: limites do liberalismo: 1990-1992. São Paulo: FUNDAP, 1995.

GREINER, Peter. *O apagão do setor elétrico*: causas, verdades e equívocos. São Paulo: [s.n.], 2001.

GREINER, Peter. *Bases para um modelo auto-regulador para o setor elétrico brasileiro*. São Paulo, 1994. Tese (Doutorado em Administração Contábil e Financeira)–Escola de Administração de Empresas de São Paulo, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo, 1994.

JABUR, Maria Ângela. *Racionamento*: do susto a consciência. São Paulo: Terra das Artes Editora, 2001.

JALONETSKY, Julio. *Operação de sistemas elétricos interligados*: 1968-1972. [S.l.]: CIER, c1975.

KELMAN, Jerson et al. Hidreletricidade. In: REBOUÇAS, Aldo; BRAGA, Benedito; TUNDISI, José Galizia. *Águas doces no Brasil*: capital ecológico, uso e conservação. São Paulo: Escrituras Ed., 2002.

LAJES: 20 anos da epopéia. [Rio de Janeiro, Light, 198-?].

LEITE, Antonio Dias. *A energia do Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.

LEITE, Antonio Dias; VELLOSO, João Paulo dos Reis. *O novo governo e os desafios do desenvolvimento*. Rio de Janeiro: José Olympio, 2002.

LESSA, Carlos et al. *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001.

LIMA, José Luiz. Crise financeira e reforma institucional do setor elétrico: uma abordagem federativa. In: AFFONSO, Rui de Brito Álvares; SiLVA, Pedro Luiz Barros (org.). *Empresas estatais e federação*. São Paulo: FUNDAP, 1996.

_____. *Estado e energia Brasil*: o setor elétrico no Brasil: das origens à criação da Eletrobrás: 1890-1962. São Paulo: IPE/USP, 1984. (Ensaios econômicos, v. 36).

_____. *Políticas de governo e desenvolvimento do setor de energia elétrica*: do Código de Águas à crise dos anos 80: 1934-1984. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.

OLIVEIRA, Adilson. A economia real existe! In*:* LESSA, Carlos et al. *O Brasil à luz do apagão*. Rio de Janeiro: Palavra & Imagem, 2001. p.199-225.

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto. *Memórias do Projeto RE-SEB*: história da concepção da nova ordem institucional do setor elétrico brasileiro. São Paulo: Massao Ohno Ed., 2000.

PEITER, Paulo César. *O desenvolvimento das redes elétricas de transmissão no Brasil*: dos sistemas locais aos sistemas interligados regionais. 1994. 215 f. Dissertação (Mestre em Ciências)–Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1994.

PENNA, Leo Amaral. *[Depoimento]*. Rio de Janeiro: Centro da Memória da Eletricidade no Brasil, CPDOC/FGV, 1988.

PIRES, José Cláudio Linhares. *Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: [BNDES], 2000. (Textos para discussão, 76).

PIRES, José Cláudio Linhares; GIAMBIAGI, Fabio; SALES, André Franco. *As perspectivas do setor elétrico após o racionamento*. Rio de Janeiro: [BNDES], 2002. (Textos para discussão, 97).

PIRES, José Cláudio Linhares; GOSTKORZEWICZ, Joana; GIAMBIAGI, Fabio. *O cenário macroeconômico e as condições de oferta de energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro: [BNDES], 2001. (Textos para discussão, 85).

PORTUGAL JÚNIOR, José Geraldo; SAMPAIO, Fernando Azevedo de Arruda (org.). *Gestão estatal no Brasil*: o governo Itamar Franco: 1992-1994. São Paulo: FUNDAP, 1998.

PRADO, Sérgio. O investimento no setor elétrico e a questão federativa. In: AFFONSO, Rui de Brito Álvares; SILVA, Pedro Luiz Barros (org.). *Empresas estatais e federação*. São Paulo: FUNDAP, 1996.

REIS, Lineu Belico dos; SILVEIRA, Semida (org.). *Energia elétrica para o desenvolvimento sustentável*. São Paulo: Edusp, 2000. (Série acadêmica, 27).

RESENDE, Fernando; PAULA, Tomás Bruginski de (coord.). *Infra-estrutura:* perspectivas de reorganização do Setor Elétrico. Brasília, DF: IPEA, 1997.

RIBEIRO, Jorge Alberto Rosa. *A implantação do sistema energético enquanto meio de consumo coletivo. Estudo de caso CEEE: 1943 a 1963*. 1984. Dissertação (Mestrado)–Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 1984.

ROCHA, Vinicius Forain. *Choque nas águas*. 1999. 50 f. Monografia (MBA em Energia Elétrica)–Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999.

ROSA, Luiz Pinguelli (org.). *Energia e crise*. Petrópolis: Vozes, 1984.

ROSA, Luiz Pinguelli; TOLMASQUIM, Maurício Tiomno; PIRES, José Cláudio Linhares. *A reforma do setor elétrico no Brasil e no mundo*: uma visão critica. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 1998.

SILVA, J. B. S. et al. *A administração dos serviços de transmissão*: o ONS e benchmark com outros pools. Rio de Janeiro: ONS, 2000.

TERRY, Leslie Afrânio. *O planejamento centralizado da expansão e da operação do sistema brasileiro de suprimento de energia elétrica*. [S.l.: s.n., 1990?].

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno; OLIVEIRA, Ricardo Gorini de; CAMPOS, Adriana Fiorotti. *As empresas do Setor Elétrico Brasileiro*: estratégias e performances. Rio de Janeiro: CENERGIA, 2002.

VINHAES, Élbia Aparecida Silva. *A reestruturação da indústria de energia elétrica brasileira*: uma avaliação da possibilidade de competição através da teoria de mercados contestáveis. 1999. 120 f.

Dissertação (Mestrado em Economia)–Centro Sócio-Econômico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

Periódicos

ACORDO garante energia para consumidores eletrointensivos. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 33, dez. 1994.

ALQUÉRES, José Luiz. Planejamento da expansão do setor elétrico: histórico e perspectivas. *Revista do Serviço Público*, Brasília, DF, v. 114, n. 43, p. 136-142, [199-?]. Número especial.

AMPLIAÇÃO da interligação Norte-Nordeste. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 57, p. 3, maio 1997.

ANEEL multa empresas por blecaute. *Folha de S. Paulo*, São Paulo, 2 set. 1999.

UM ANO de realizações. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, ano 1, n. 18, mar. 2000.

ARBEX, Mauro; DEL CARO, Luciana. Grupos consolidam participação na energia. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, 15 jul. 1998. Finanças e mercados, p. B-1.

O ATRATIVO negócio da transmissão. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 5, n. 55, p. 4-5, abr. 2003.

BRASIL lança edital para a compra de 1.000 MW da Argentina. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 57, p. 2, maio 1997.

BUARIM, Oswaldo. Painel do leitor. *Folha de S. Paulo*, São Paulo, 18 abr. 1999. (carta sobre o editorial publicado pelo jornal na edição de 12 abr. 1999).

CESP. Relatório de atividades ao fim do exercício de 1974. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, 7 mar. 1975, p.28-38.

CNOS - o que é e o que faz. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 12, p. 2, fev. 1994.

COMITÊ coordena interligação no Centro-Sul. *Revista Brasileira e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 11, p. 27-30, abr./out. 1969.

CONSELHO Nacional de Águas e Energia Elétrica. *Boletim do Cnaee*, [Rio de Janeiro?], ano 1, n. 3, p. 131-134, maio 1942.

COSTA, Jason Marques Costa. Sistema elétrico de Paulo Afonso. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, ano 3, n. 11, p. 15-34, 1952.

COTRIM, John R. Aproveitamento hidrelétrico de Furnas: um milhão e 200 mil quilowatts vão assegurar desenvolvimento industrial do Brasil. *Revista Brasileira e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 2, p. 12-16, set./out. 1963. Separata.

_____. Plano de eletrificação de Minas Gerais: zona central. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, ano 2, n. 6, p. 5, out 1950.

DIRETIVAS gerais do Plano Nacional de Eletrificação. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, ano 3, n. 10, p. 23-34, out. 1951.

DESCRIÇÃO sucinta, por empresa, das principais obras destinadas à produção, transmissão e distribuição de energia elétrica em todo o território nacional, em construção durante o ano de 1960. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 40/41, [1961?].

ELETROBRÁS. A expansão dos sistemas elétricos do Brasil nos próximos dez anos. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, v. 24, n. 268, p. 68-83, jul. 1996.

ELETROBRÁS transfere operação do sistema para a iniciativa privada. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*. Rio de Janeiro, n. 69, mar. 1999.

ESTUDO das tendências do mercado de energia elétrica na região centro-sul de Minas Gerais. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, ano 7, n. 28, p. 25, dez. 1956.

EXCELÊNCIA na operação do SIN. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 44, p. 2, maio 2002.

O FAROL de milha do planejamento. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 42, p. 2-3, mar. 2002.

GASPARINI, Suzy. Editais de hidrelétricas estão emperrados: liberação depende, além da Aneel, de órgãos ligados às questões ambientais. *Gazeta Mercantil*, São Paulo, 11 maio 1999.

GCOI suspende fornecimento de energias excedentes. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 30, p. 3, nov. 1994.

INAUGURADOS novos sistemas nos Centros SE e N. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 47, p. 1, ago. 2002.

O INCESSANTE trabalho da programação. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 45, p. 1, jun. 2002.

A INDÚSTRIA da energia elétrica no Brasil. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 19, p. 12, jan. 1954.

LEITE, Antonio Dias et al. O futuro da energia elétrica no Brasil. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, 6 maio 2001.

MARTÍNEZ, Maurício L. Panorama Setorial. Energia Elétrica. *Gazeta Mercantil*, v. 1, maio 1997.

MENEZES, Amaury Alves de. Energia para o Nordeste. *Revista Brasileira de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 3, p. 10-22, nov./dez. 1963.

O MERCADO em expansão. *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 38, p. 1, mar. 1995.

NAS MÃOS de São Pedro. *Brasil Energia*, Rio de Janeiro, n. 227, p. 65-76, out. 1999.

NIEMEYER, Thadeu; RAMOS FILHO, Olavo Cabral. Os blecautes de abril. *Folha de S. Paulo*. São Paulo, 14 jun. 1997.

NOVO software garante transparência e reprodutibilidade ao Programa Mensal de Operação. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 45, p.2-3, jun. 2002.

ONS adquire software para previsão de carga. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 48, p. 3, set. 2002.

ONS atribui blecaute a rompimento no cabo de linha de transmissão. *O Globo*, Rio de Janeiro, 22 jan. 2002.

ONS nega culpa pelo apagão do dia 21 e ameaça recorrer caso seja multado. *Folha de S. Paulo*, São Paulo, 6 fev. 2002.

ONS recorre de multa do blecaute de janeiro. *Folha de S. Paulo*, São Paulo, 25 maio 2002.

O ÓTIMO sistêmico. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 5, n. 55, p. 2, abr. 2003.

PIRES, José Cláudio Linhares. O Processo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p.137-168, dez. 1999.

POTÊNCIA das principais usinas acima de 2 MW. *Revista Brasileira de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 3, nov./dez. 1963. Encarte.

POTÊNCIA instalada das usinas geradoras em 31 de dezembro de 1950. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 9, p. 62, jul. 1951.

PROGRAMAS de construção de usinas geradoras definidos até outubro de 1961. *Águas e Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 42/43, nov./dez. 1961.

QUATRO anos com muita energia. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 47, ago. 2002. Encarte.

O QUE são energias excedentes? *Carta Quinzenal da Eletrobrás*, Rio de Janeiro, n. 30, p. 3, nov. 1994.

RESENDE, Eliseu; ALQUÉRES, José Luiz. Panorama do setor de energia elétrica e da sua nova legislação. *Revista Brasileira de Energia*, Rio de Janeiro, v. 3, n. 1, 1993.

SANTOS, Mario Fernando de Melo. Acesso à transmissão: Sintrel como elemento indutor da competitividade. *Eletricidade Moderna*, São Paulo, ano 23, n. 256, p. 88-107, jul. 1995.

SÉTIMO encontro para debates de assuntos da operação (EDAO). *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 42, mar. 2002. Encarte.

O SISTEMA Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação do Setor Elétrico. *Revista Brasileira de Energia Elétrica*, Rio de Janeiro, n. 35, p.15-18, out./nov./dez. 1989.

SÓ RECESSÃO evita racionamento de energia em 91. *Relatório Reservado*, Rio de Janeiro, n. 1241, p. 7, nov./dez. 1990.

SUBSISTEMAS brasileiros já contam com previsão de curva horária de carga. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 48, p. 1, set. 2002.

TÉRMICA da El Paso gera mais megawatts. *Jornal do Commercio*, Rio de Janeiro, 13 abr. 2002.

TRÊS anos de boas notícias. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, ano 4, n. 37, out. 2001. Encarte.

UNIÃO e muito trabalho para vencer a crise. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 4, n. 40, p. 2-3, jan. 2002.

UMA VISÃO da operação em 2003. *Ligação*: Informativo do Operador Nacional do Sistema Elétrico, Rio de Janeiro, ano 5, n. 51, p. 4-5, dez. 2002.

Periódicos em meio eletrônico

BLECAUTE: CESP é responsável, diz relatório da ANEEL. *InvestNews*. Brasília, DF, abr. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?>. Acesso em: 29 maio 2003.

BLECAUTE: íntegra da nota do Ministério de Minas e Energia. *InvestNews*. Brasília, DF, mar. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?>. Acesso em: 29 maio 2003.

BLECAUTE: novo programa de segurança. *InvestNews*. Brasília, DF, abr. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?>. Acesso em: 29 maio 2003.

BLECAUTE: ONS prepara relatório sobre sistema de transmissão. *InvestNews*. Rio de Janeiro, mar. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=410068>. Acesso em: 29 maio 2003.

CORRÊA, Maurício. Aneel: regulamentação do setor energético gera divergências. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=226907>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. ANEEL: Sudeste tem 59% dos votos no Mercado Atacadista. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=227146>. Acesso em: 12 maio 2003.

_____. Ressalvas ao mercado de energia. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?Noticia=165840>. Acesso em 29 maio 2003.

ELETROBRÁS: margem de produção de energia está fora do padrão. *InvestNews*. São Paulo, set. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=320996>. Acesso em: 12 maio 2003.

ENERGIA: relatório do ONS sobre blecaute sofre modificações. *InvesNews*. Brasília, DF, abr. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=413255>. Acesso em 12 maio 2003.

JABUR, Maria Ângela. Energia: dívidas provocam crise de credibilidade no MAE. *InvesNews*. São Paulo, set. 2000. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=1045972>. Acesso em: 28 jun. 2003.

LEAL, Luís Eduardo. Energia: ONS escolhe Conselho de Administração. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=229240>. Acesso em: 29 maio 2003.

MACHADO, Sandra. Energia: nova diretoria do Operador Nacional do Sistema é nomeada. *InvestNews*. Brasília, DF, out. 1998. Disponível em:<http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=237111>. Acesso em: 12 maio 2003.

MAE assume funções do GCOI. *Investnews*. São Paulo, jun. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=505622>. Acesso em: 28 jun. 2003.

O MAIOR blecaute no país desde 85. *InvestNews*. São Paulo, mar. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?>. Acesso em: 29 maio 2003.

MATIAS, Camila. ANEEL: homologadas regras definitivas do MAE, em vigor dia 01/09. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 2003. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=1005041>. Acesso em: 28 jun. 2003.

_____. ANEEL: MAE movimenta atualmente R$ 328 milhões por mês. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 2000. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=1010976>. Acesso em: 28 jun. 2003.

_____. ONS: país terá sobra de 21 mil megawatts em 2001. *InvestNews*. Brasília, DF, dez. 2000. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=1159070>. Acesso em: 29 jun. 2003.

_____. Tourinho: país precisa de chuvas “normais” para garantir energia. *InvestNews*. Brasília, DF, jan. 2000. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=801970>. Acesso em: 16 jun. 2003.

OGAWA, Kátia. ANEEL: tarifa de curto prazo será definida todo mês até outubro. *InvestNews*. Brasília, DF, jul. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=390882>. Acesso em: 28 jun. 2003.

_____. Tucuruí ganha nova turbina no sábado. *InvestNews*. Tucuruí, dez. 2002. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=1713029>. Acesso em: 21 jun. 2003.

ONS entrega relatório sobre blecaute. *InvestNews*. São Paulo, abr. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?>. Acesso em: 29 maio 2003.

PAGIANOTTO, Simone. Aneel recebe sugestões para o setor elétrico. *InvestNews*. São Paulo, jul. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=159815>. Acesso em: 29 maio 2003.

SENADO discute causas do blecaute. *InvestNews*. São Paulo, abr. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?>. Acesso em: 29 maio 2003.

TOURINHO volta a negar desabastecimento. *InvestNews*. Brasília, DF, jan. 2000. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=802439>. Acesso em: 16 jun. 2003.

VENDA de Sobradinho é descartada. *InvestNews*. Salvador, maio 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=518707>. Acesso em: 21 jun. 2003.

VERÍSSIMO, Renata. Aneel: concluída regulamentação do Mercado Atacadista. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=317402>. Acesso em: 29 maio 2003.

VERÍSSIMO, Renata; CORRÊA, Maurício. Energia: Operador Nacional e Mercado Atacadista saem este mês. *InvestNews*. Brasília, DF, ago. 1998. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=228099>. Acesso em: 12 maio 2003.

VERÍSSIMO, Renata; MATIAS, Camila. Tourinho: venda de Furnas, Eletronorte e , Chesf sai em 2000. *InvestNews*. Brasília, DF, dez. 1999. Disponível em: <http://investnews.net/banco_noticias/noticia_ler.asp?noticia=499634>. Acesso em: 16 jun. 2003.

Relatórios

AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS (ANA). *Relatório de gestão 2001*. Brasília, DF, 2002.

ANEEL. *Principais realizações*: 1998-2000. Brasília, DF, 2000.

_____. *Relatório anual*. Brasília, DF, 1998-2001.

BARROS, Edgar Manoel Elisilande Bayo. A usina de Araras. In: CIER. Subcomitê de Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos. *Informe do Coordenador Técnico Eng. Julio Jalonetsky*. Tomo 3. São Paulo, 1970.

BRASIL. Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. *Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica*. Brasília, DF, 2001.

BRASIL. Congresso Nacional. Comissão mista especial destinada a estudar as causas da crise de abastecimento de energia no país, bem como propor alternativas ao seu equacionamento. *A crise de abastecimento de energia elétrica*: relatório. Brasília, DF: Senado Federal: Secretaria Especial de Editoração e Publicações, 2002.

BRASIL. Conselho Federal de Comércio Exterior. *Plano Nacional de Eletrificação*. Rio de Janeiro, 1947. (Estudos Econômicos, n. 5).

BRASIL. Ministério da Agricultura. Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM). *Relatório dos delegados do Brasil à terceira Conferência Mundial de Energia*. Rio de Janeiro, [1939?].

_____. *Utilização da energia elétrica no Brasil*. Rio de Janeiro, 1941.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. *Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico*. Brasília, DF,1996.

_____. *Recursos energéticos do Brasil e panorama da energia elétrica*. [Brasília, DF?], 1966.

_____. *Relatório das atividades de 1968 e programa de realizações para 1969*. [Brasília, DF, 1968?].

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. *Três anos de revolução no Ministério das Minas e Energia*. [Brasília, DF?], 1967.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Comitê Coordenador dos Estudos Energéticos da Região Nordeste. *Estudos energéticos do Nordeste*: estudos de transmissão: Região Nordeste: sistema existente em 1972. Brasília, DF, [197-?].

_____. *Estudos energéticos do Nordeste*: relatório final. Brasília, DF, 1973.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. *Portarias do MME e DNAEE*: julho de 1980 a dezembro de 1986. Brasília, DF, 1986.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica. Divisão de Controle de Serviços de Eletricidade. *Relatório final da Comissão do Racionamento das Regiões Norte e Nordeste (CCR-N/NE)*. Brasília, DF, 1988.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Energia. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*: apresentação pública: Projeto Re-Seb. Brasília, DF: Eletrobrás, 1997.

BRASIL. Ministério do Planejamento e Coordenação Econômica. *Plano Decenal de Desenvolvimento Econômico*: energia elétrica (diagnóstico preliminar). [Brasília, DF?], 1967.

BRASIL. Presidência da República. *Plano Nacional de Eletrificação e Centrais Elétricas Brasileiras S.A.* Rio de Janeiro: Imprensa Nacional, 1954.

CANAMBRA. *Estudos energéticos da região Centro-Sul*: relatório final da Canambra. [Rio de Janeiro, 1966?]. v. 2.

CANAMBRA. *Estudos energéticos da região Sul do Brasil*: sumário. [Rio de Janeiro], 1969.

CARVALHO, José Marcondes Brito de. *Panorama do atendimento aos sistemas interligados do Brasil no triênio 1986/1987/1988*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1985. Palestra.

CBEE. *Relatório da diretoria, 1968*. [Rio de Janeiro, 1969?].

CCOI-CENTRO-SUL. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1971-1973.

CCOI-SUL. *Relatório anual, 1973*. Curitiba, 1974.

CEB. *20 anos*: 1968-1988. Brasília, DF, [1989?].

_____. *Relatório da diretoria, 1975*. Brasília, DF, 1976.

CEEE. *Relatório anual, 1958*. Porto Alegre, 1959.

CEEE. *Relatório de diretoria, 1963-1966*. Porto Alegre, 1967.

_____. *Relatório de diretoria*. Porto Alegre, 1964, 1968, 1971-1973.

CELESC. *Relatório de diretoria, 1963*. Florianópolis, 1964.

_____. *Relatório de diretoria, 1973*. Florianópolis, 1974.

CELG. *Relatório anual*. Goiânia, 1963, 1964, 1979-1984.

CEMIG. *Boletim Estatístico*. Belo Horizonte, 1981-1984.

_____. *Comportamento do mercado Cemig, ano 1983*. Belo Horizonte, 1984.

_____. *Comportamento do mercado Cemig, ano 1986*. Belo Horizonte, 1987.

_____. *Relatório anual*. Belo Horizonte, 1957, 1962-1966.

_____. *Relatório anual*. Belo Horizonte, 1969, 1974-1984.

_____. *Relatório estatístico, 1978*. Minas Gerais, 1979.

_____. *Relatório estatístico, 1979*. Minas Gerais, 1980.

CESP. *Boletim estatístico*: dezembro 1982. São Paulo, 1982.

_____. *Boletim estatístico*: dezembro 1983. São Paulo, 1983.

_____. *Relatório anual*. São Paulo, 1968-1978, 1980, 1984.

_____. *Relatório técnico de produção e distribuição de energia elétrica, 1979*. São Paulo, 1980.

CHESF. *45 anos com toda energia*: 1948-1993. Recife, 1993.

_____. *Relatório anual, 1956*. Recife, 1957.

_____. *Relatório anual*. Recife, 1962-1967.

_____. *Relatório da diretoria*. Recife, 1969-1974.

CIER. Subcomitê de Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos. *Informe do Coordenador Técnico Engº Julio Jalonetsky*. Tomo 3. São Paulo, 1970.

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE. *Balance preliminar de las economias de América Latina y el Caribe, 2002*. Santiago, Chile: Nações Unidas, 2002.

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE. *Situación y perspectivas 2002*: estudio económico de América Latina y el Caribe, 2001-2002. Santiago, Chile: Nações Unidas, 2002.

COMPANHIA CENTRAL BRASILEIRA DE FORÇA ELÉTRICA. *Relatório da diretoria, 1967*. [Vitória?], 1968

COMPANHIA FORÇA E LUZ DE MINAS GERAIS. *Relatório de diretoria 1967*. [Belo Horizonte?], 1968

O CONTROLE automático de carga e freqüência na Light: região São Paulo. In: CIER. *Operacion de sistemas electricos en los paises miembros da la Cier*. Informe del coordinador tecnico Leo Sudak. Tomo 3. Buenos Aires, 1969.

COOPERS & LYBRAND. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*: Estágio I: Relatório sumário. [Rio de Janeiro?], 1996.

_____. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*: Etapa I: Avaliação situacional e revisão dos trabalhos em desenvolvimento: Relatório I-1 e 2. [Rio de Janeiro?], 1996.

_____. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*: Etapa I: Opções e visões iniciais: Relatório I-5. [Rio de Janeiro?], 1996.

_____. *Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro*: Relatório consolidado: Etapa IV-1: Sumário executivo. [Rio de Janeiro?], 1997. v. 1.

COPEL. *Relatório de diretoria*. Curitiba, 1963-1974.

ELETROBRÁS. *Boletim [de] mercado e carga própria anual 2002*. Rio de Janeiro, 2003.

_____. *A operação do sistema elétrico interligado brasileiro*: Projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada). Rio de Janeiro, 1982.

_____. *Plano Decenal de Expansão 1996-2005*. Rio de Janeiro, 1995.

_____. *Plano Decenal de Expansão 1999-2008*. Rio de Janeiro, 1999.

_____. *Plano Decenal de Expansão 2000-2009*. Rio de Janeiro, 2000.

_____. *Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010*: Plano 2010: Relatório geral. Rio de Janeiro, 1987.

_____. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1962-2000.

_____. *Relatório da operação do sistema interligado*: região Sul, 1974. Rio de Janeiro, 1975.

_____. *Relatório estatístico da operação do sistema interligado, 1978*. Rio de Janeiro, 1979.

ELETROBRÁS. *Subsídios sobre a operação do sistema hídrico da bacia do rio Paraíba do Sul e suas condições ecológicas*. Rio de Janeiro, 1979.

ELETROBRÁS. DECS. *Relatório da operação do sistema interligado*: região Sudeste, 1972. Rio de Janeiro, 1973.

_____. *Relatório da operação do sistema interligado*: região Sudeste, 1973. Rio de Janeiro,1974.

_____. *Relatório da situação energética*: sistema interligado da região Centro-Sul, 1971. Rio de Janeiro, 1971.

ELETROBRÁS. DO. *Relatório anual da operação do sistema interligado, 1978*. Rio de Janeiro, 1979.

_____. *Relatório das atividades e trabalhos realizados no período de abril de 1974 a fevereiro de 1979*. Rio de Janeiro, 1979.

ELETROBRÁS. GCOI. *Análise da perturbação do dia 11/03/99 às 22h 16min*. [Rio de Janeiro?], 1999.

_____. *Livros do GCOI*. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1999. 11 v.

ELETROBRÁS. Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica (Siese). *Relatório estatístico do setor de energia elétrica 1970-1984*. Rio de Janeiro, [198-?].

ELETRONUCLEAR. *Relatório anual, 2000*. Rio de Janeiro, 2001.

ELETROPAULO. *Anuário estatístico do mercado*. São Paulo, 1982-1984.

_____. *O mercado de EGTD na área de concessão da Eletropaulo*: Período 1982-1986. São Paulo, 1987.

_____. *Relatório da administração*. São Paulo, 1981-1984.

ELETROSUL. *Relatório da diretoria*. Rio de Janeiro, 1970-1980.

_____. *Relatório da diretoria*. Florianópolis, 1981-1985.

ESCELSA. *Relatório da diretoria*. Vitória, 1969-1970.

_____. *Relatório anual*. Vitória, 1976-1984.

FURNAS. *15 anos de progresso*. Rio de Janeiro, 1971.

_____. *Relatório da diretoria*. Rio de Janeiro, 1963-1964, 1966.

_____. *Relatório da diretoria*. Rio de Janeiro, 1967-1984.

FURNAS. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1985-2001.

GCOI. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1979-1997.

_____. *Relatório de acompanhamento e avaliação da operação dos sistemas interligados*: dezembro 1993. Rio de Janeiro, [1994?].

_____. *Relatório de acompanhamento e avaliação da operação dos sistemas interligados*: dezembro 1994. Rio de Janeiro, [1995?].

_____. *Relatório de acompanhamento e avaliação da operação dos sistemas interligados*: dezembro 1996. Rio de Janeiro, [1997?].

_____. *Relatório de acompanhamento e avaliação da operação dos sistemas interligados*: fevereiro 1997. Rio de Janeiro, [1997?].

_____. *Relatório de acompanhamento, avaliação e estatística da operação interligada - RAE*: 2º trimestre de 1998. Rio de Janeiro, 1998.

_____. *Relatório de acompanhamento, avaliação e estatística da operação interligada - RAE*: 4º trimestre de 1998. Rio de Janeiro, 1998.

GCOI. SCEL. *Estudo de suprimento ao estado do Rio de Janeiro. Redução da geração térmica da usina de Santa Cruz, suprimento por Imbariê e São Paulo*. Rio de Janeiro, 1975. (Relatório SCEL-CAER 01/75).

GCOI. SCEL. GTAS. *Estudo das condições operativas do sistema interligado da Região Sudeste para o 4º trimestre de 1980*. Rio de Janeiro, 1980. (Relatório. SCEL-GTAS 15-80).

_____. *Estudo das condições operativas do sistema interligado da Região Sudeste para o 4º trimestre de 1982*. Rio de Janeiro, 1982. vol 1. (Relatório SCEL-GTAS/S-25/82).

_____. *Estudo de referência para a operação do sistema interligado da Região Sudeste para 1980*. Rio de Janeiro, 1979. (Relatório SCEL-GTAS –20/79).

_____. *Planejamento anual da operação elétrica do sistema interligado da Região Sudeste, 1981*. Rio de Janeiro, 1980. (Relatório SCEL-GTAS 14/80).

_____. *Planejamento anual da operação elétrica do sistema interligado da região Sudeste, 1982*. Rio de Janeiro, 1981. vol 1.(Relatório SCEL-GTAS 15/81).

GCOI. SCEL. GTAS. *Planejamento anual da operação elétrica do sistema interligado da Região Sudeste, 1984*. Rio de Janeiro, 1983. (Relatório SCEL-GTAS-S-037/83).

GCOI. SCEL. GTAS/S. *Análise do desempenho dos esquemas de controle de emergências para o 4º trimestre de 1989*. Rio de Janeiro, 1989. (Relatório SCEL-GTAS/S-43/89).

GCOI. SCEL. GTEE. *Revisão dos critérios para a reserva de potência operativa para as regiões Sudeste e Sul*. Rio de Janeiro, 1983. (Relatório SCEL-GTEE-003/83).

GCOI. SCEN. *Plano de operação para 1975*. Rio de Janeiro, 1974.

_____. *Plano de operação para 1976*. Rio de Janeiro, 1975. (Relatório. SCEN-SE – 05/75).

_____. *Plano de operação para 1995*: Sul/Sudeste – Norte/Nordeste. Rio de Janeiro, 1994.

_____. *Plano de operação para 1996*: Sul/Sudeste – Norte/Nordeste. Rio de Janeiro, 1995.

_____. *Plano de operação para 1997*: Sul/Sudeste – Norte/Nordeste. Rio de Janeiro, 1996.

_____. *Plano de operação para 1998*: Sul/Sudeste – Norte/Nordeste. Rio de Janeiro, 1997.

GCOI. SCEN. CEPIC. *Procedimentos para programação e contabilização de intercâmbios de energia elétrica entre as regiões Sul e Sudeste, envolvendo Eletrosul, Cesp, Light (São Paulo), Furnas e Cemig*. Rio de Janeiro, 1978. (Relatório SCEN-CEPIC 01/78).

GCOI. SCEN. COMAM. *Análise do desempenho do mercado de energia elétrica do Brasil no ano de 1983*. Rio de Janeiro, 1984. (Relatório SCEN/COMAM/GCOI-01/84).

GCOI. SCEN. Comissão de Estudos de Regras de Operação do Reservatório Billings. *Relatório final*. Rio de Janeiro, 1975. (SCEN-SE 04/75).

GCOI. SCEN. GTEH. *Determinação de volumes para controle de cheias nos reservatórios da bacia do Paraná*. Rio de Janeiro, 1979. (Relatório SCEN-GTEH-02-79).

_____. *Regras de operação para controle de cheias dos reservatórios da bacia do Rio Paraná*. Rio de Janeiro, 1979. (Relatório SCEN-GTEH-03/79).

GCOI. SSC. *Anuário estatístico da operação, 1980*. Rio de Janeiro, 1981.

_____. *Anuário estatístico da operação, 1982*. Rio de Janeiro, 1983.

_____. *Relatório da operação do sistema interligado*. Rio de Janeiro, 1975-1979.

_____. *Relatório estatístico da operação do sistema interligado*. Rio de Janeiro, 1977-1978.

GCOI-Sudeste. *Estudo de fluxo de potência. Suprimento ao Grande Rio no período 1975-1977*. Rio de Janeiro, 1974. (Relatório SCEL-CSGR nº01/74).

_____. *Estudo de referência para a operação do sistema interligado em 1979*. Rio de Janeiro, 1978.

_____. *Relatório da operação do sistema do Alto-Tiête no biênio 1977/1978*. Rio de Janeiro, [1979?].

GCOI-Sudeste. Comissão de Suprimento ao Grande Rio. *Utilização da subestação de entroncamento de Rio da Cidade*. Rio de Janeiro, 1975. (Adendo ao relatório SCEL-CSGR nº 01/74).

GCOI-Sudeste. SCEL. GTAS. *Transferência de potência entre os sistemas interligados da Região Sudeste e Região Sul*. Rio de Janeiro, 1978. (Relatório SCEL/GTAS 05/78).

LIGHT. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1967-1970.

_____. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1974-1984.

ITAIPU BINACIONAL. *Relatório anual, 1984*. Foz do Iguaçu, 1985.

_____. *Relatório anual*. Foz do Iguaçu, 1990-1993.

MENEZES, Amaury Alves de. A mais longa linha de transmissão isolada para 230 kv. In: CIER. *Contribuciones tecnicas presentadas por paises miembros de la Cier*: Informe del coordinador tecnico. Tomo V. Montevidéu, 1969.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). *Avaliação da situação energética das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para 2001*. Rio de Janeiro, 2000. (NT-ONS-019/2001).

_____. *Audiência pública da Comissão de Defesa do Consumidor, Meio Ambiente e Minorias*: Avaliação da situação energética do Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro, 2001.

_____. *Curvas guias de segurança para 2002. Regiões Sudeste/Centro-oeste*. Rio de Janeiro, 2002. (NT 001/2002).

_____. *Estatuto*. Rio de Janeiro, 1999.

_____. *Evolução da situação energética e a atuação do GCOI e ONS*. Brasília, DF, 2001.

_____. *Nota técnica 019/2001*. Avaliação da situação energética das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para 2001. Rio de Janeiro, 2001.

_____. *Nota técnica 027/2001*: Atualização e complementação da Nota Técnica ONS – 019/2001: Avaliação da situação energética das Regiões Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste para 2001. Rio de Janeiro, 2001.

_____. *Operação do Sistema Interligado Nacional*: dados relevantes de 1999. Rio de Janeiro, [2000?].

_____. *Operação do Sistema Interligado Nacional*: dados relevantes de 2000. Rio de Janeiro, [2001?].

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). *Operação do Sistema Interligado Nacional*: dados relevantes de 2001. Rio de Janeiro, [2002?].

_____. *Planejamento anual da operação energética, ano 2000*: Sistema Interligado Nacional. Rio de Janeiro, 2000.

_____. *Planejamento anual da operação energética, ano 2003*: 1ª Revisão quadrimestral: Sumário executivo. Rio de Janeiro, 2003.

_____. *Relatório anual*. Rio de Janeiro, 1999-2001.

_____. *Relatório de análise da perturbação do dia 21/01/2002 às 13h 34min envolvendo o Sistema Interligado Nacional*: Relatório de Análise de Perturbação-RAP. Rio de Janeiro, 2002.

PEREIRA, Mario Veiga. *O novo marco regulatório brasileiro*. Rio de Janeiro: PUC/RIO, [2000?]. Apostila de curso.

SOUZA, Daisi Corrêa de et al. Fluxo de carga reativa em um grande sistema elétrico. In: CIER. *Contribuciones tecnicas presentadas por paises miembros de la Cier*. Tomo 6. [S.l.: s.n.], 1969.

VEIGA, Álvaro. *Avaliação de carteiras de contratos de energia no MAE*: análise de retorno e gerenciamento de risco. Rio de Janeiro: PUC/RIO, [2000?]. Apostila de curso.

Relatórios em meio eletrônico

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. *Relatório do GT Resolução GCE nº 103, de 24.01.2002*. Brasília, DF: Energia Brasil, 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/estudos_pesquisas/Relatorio_GT.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). *Plano Decenal de Expansão 2003/2012*: sumário executivo. Brasília, DF: CCPE, [2003?]. Disponível em: <http://www.ccpe.gov.br/16-PlanoDecenal/Sum_Exec_01_03.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2003.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. *Relatório de progresso nº 2*. Brasília, DF: Energia Brasil, 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/docs/rel_progress_2.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). *Plano de ampliações e reforços na rede básica - 2001-2003*. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/administracao/index_plano_ampl.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. *Plano de ampliações e reforços na rede básica - 2002-2004*. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/administracao/index_plano_ampl.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). *Plano de ampliações e reforços na rede básica - 2003-2005*. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/administracao/index_plano_ampl.htm>. Acesso em 29 maio 2003.

_____. *Procedimentos de rede*. Rio de Janeiro, 1998-2002. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/procedimentos/index.htm>. Acesso em: 12 maio 2003.

_____. *Produção hidráulica 1996-2002*. Rio de Janeiro, [1998?]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/planejamento/index_hidrologia.htm>. Acesso em: 12 maio 2003.

_____. *Síntese gerencial da operação - Sistema interligado nacional*. Rio de Janeiro, 1999-2002. Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/operacao/index.htm>. Acesso em: 12 maio 2003.

Papers de seminários e congressos

BRITO, Sergio de Salvo. Modelos de otimização econômica no planejamento da operação do sistema de Furnas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2., 1971. São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1971.

CABRAL, Ligia Maria Martins; CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros. A Eletrobrás e a operação dos sistemas elétricos interligados brasileiros. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE HISTÓRIA ECONÔMICA, 2. CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE HISTÓRIA DAS EMPRESAS, 2., 1986, Niterói. *Resumos...* Niterói: UFF, 1996.

COLÓ, Antonio. Determinação das prioridades de operação dos reservatórios de um sistema hidroelétrico. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2., 1971. São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1971.

COTRIM, John R. Fontes de suprimento e interligação da Guanabara ao sistema da região Centro-Sul. In: SIMPÓSIO SOBRE OS GRANDES PROBLEMAS DO ESTADO DA GUANABARA. SEMANA DE DEBATES SOBRE O PROBLEMA DA ENERGIA ELÉTRICA, 1962, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Clube de Engenharia, 1962, p. 11.

COURI, João José Garcia et al. Estabilidade: problemas verificados e soluções adotadas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 8., 1986, São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1986.

_____. Estrutura da operação do sistema Sudeste-Sul e estudos de planejamento elétrico da operação. In: CCON. CICLO DE PALESTRAS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO, 2., 1985, Salvador. *Anais...* Salvador, 1985.

COURI, João José Garcia; HARAGUCHI, Kazuo; GOMES, José Augusto. Implantação, evolução e análise prospectiva da coordenação de desligamentos programados na rede de transmissão do sistema interligado Sudeste/Sul. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 13., 1995, Camboriú. *Anais...* Camboriú: Cigré, 1995.

COUTINHO, Luiz Henrique de S. A. et al. A reestruturação do setor elétrico brasileiro: uma análise retrospectiva. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16., 2001, Campinas, SP. *Anais...* Campinas, SP: Cigré, 2001.

FERREIRA, Celso et al. Aplicação de métodos probabilísticos no suprimento entre empresas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 10., 1989, Curitiba. *Anais...* Curitiba: Cigré, 1989.

_____. Conclusões e diretrizes do I Encontro Técnico Internacional sobre planejamento da operação energética do sistema interligado brasileiro. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 9., 1987, Belo Horizonte. *Anais...* Belo Horizonte: Cigré, 1987.

_____. Estudos hidráulicos e energéticos para o enchimento do reservatório de Itaipu. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 7., 1984, Brasília, DF. *Anais...* Brasília, DF: Cigré, 1984. Grupo X – Operação de Sistemas Elétricos.

GOMES, Paulo et al. Esquemas especiais de proteção: confiabilidade x desempenho de sistemas. In: CICLO DE PALESTRAS DE ESTUDOS E PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE SISTEMAS, 3., 1994, João Pessoa. *Anais...* João Pessoa: [s.n.], 1994.

LEFÉVRE, Marcos A. P.; SILVEIRA, José Ricardo da. Blackouts: Causas e reflexos sobre a sociedade. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 15., 1999, Foz do Iguaçu. *Anais...* Foz do Iguaçu: Cigré, 1999. Grupo 010 - Operação de sistemas elétricos (GOP).

LIMA, José Varonil de Albuquerque. Mudança de freqüência. In: SIMPÓSIO SOBRE OS GRANDES PROBLEMAS DO ESTADO DA GUANABARA. SEMANA DE DEBATES SOBRE O PROBLEMA DA ENERGIA ELÉTRICA, 1962, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: Clube de Engenharia, 1962, p. 8-9.

MARINHO, J.L.; ROMARIZ, M.F.; KURIZKY, K.; CARNEIRO, C. O projeto Sinsc: experiência de desenvolvimento e operação. In: SIMPÓSIO DE AUTOMAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO, 1., 1992, Campinas, SP. *Anais...* Campinas, SP: [s.n.], 1992. v.2, p.413-430.

NASSER, Ivana da Costa et al. A experiência do GCOI no emprego de metodologias probabilísticas para definição de contratos de suprimento de demanda entre empresas de energia elétrica. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 10., 1989, Curitiba. *Anais...* Curitiba: Cigré, 1989.

PRADO JÚNIOR, Humberto Valle do et al. Recomposição de cargas desligadas por subfreqüência. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 8., 1986, São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1986. Grupo X – Operação de Sistemas Elétricos (SP/GOP/17).

RODRIGUES, Marco Antonio M. et al. Sistema de encadeamento de modelos energéticos. In: SEMINARIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 16., 2001, Campinas, SP. *Anais...* Campinas, SP: Cigré, 2001.

SANTOS, Mario Fernando de Melo. O papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico. In: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO, 8., 2000, Brasília, DF. *Anais...* Brasília, DF: [s.n.], 2000.

SILVA, José Roberto; TOI, Eduardo Hideo. A função do centro de operação num blecaute. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 8., 1986, São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1986.

VIEIRA FILHO, Xisto et al. Esquema de controle de emergência do sistema de transmissão associado às usinas do Rio Paranaíba. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 8., São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1986.

_____. Experiência do GCOI na coordenação do planejamento da operação energética do sistema hidrotérmico brasileiro. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 8., São Paulo. *Anais...* São Paulo: Cigré, 1986.

_____. Experiência em grandes perturbações: problemas operacionais e soluções encontradas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 9., 1987, Belo Horizonte. *Anais...* Belo Horizonte: Cigré, 1987.

Documentos eletrônicos

O APOIO do BNDES ao setor elétrico. *Informe Infra-Estrutura BNDES*, Rio de Janeiro, n. 57, ago. 2001. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/Infra/g7157.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2003.

CÂMARA de Energia cria Grupo de Trabalho para evitar blecaute. *Energia Brasil*. Brasília, DF, jan. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/janeiro/noticia_240102.asp>. Acesso em: 06 jul. 2003.

CENTRO DA MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. *Banco de imagens*: usinas de energia elétrica no Brasil (1883-1999). Rio de Janeiro, 2000. 1 CD-ROM.

CHRISTODOULOU, Diomedes; HUKAI, Roberto Y.; GALL, Norman. Energia elétrica e inflação crônica no Brasil: a descapitalização das empresas estatais. *Instituto Fernand Braudel de Economia Mundial*. São Paulo, 1993. Disponível em: <http://www.braudel.org.br/download/energia.zip>. Acesso em: 06 jun. 2003.

ELETROBRÁS. *Resenha de mercado*: dezembro de 1999. Rio de Janeiro, 1999. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/mercado/resenha/default.asp>. Acesso em: 29 abr. 2003.

_____. *Resenha de mercado*: dezembro de 2000. Rio de Janeiro, 2000. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/mercado/resenha/default.asp>. Acesso em: 29 abr. 2003.

ELETROBRÁS. *Resenha de mercado*: 4º trimestre de 2001. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/mercado/resenha/default.asp>. Acesso em: 29 abr. 2003.

ENERGIA elétrica no Brasil: retrospecto e perspectivas. *Informe Infra-Estrutura BNDES*, Rio de Janeiro, n. 13, ago. 1997. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/infra/g7113.pdf>. Acesso em: 29 maio 2003.

ENERGIA emergencial: 47 usinas estão prontas. *Energia Brasil*. Brasília, DF, ago. 2002. Disponível em: <http://www.brasilenergia.gov.br/noticias/agosto/noticia_300802.asp>. Acesso em: 02 jul. 2003.

ENTREVISTA coletiva com o Diretor-Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Mario Santos, sobre os resultados do feriado no Nordeste. *Energia Brasil*. Brasília, DF, out. 2001. Disponível em:<http://www.energiabrasil.gov.br/entrevista/entrevista39.asp>. Acesso em 29 maio 2001.

ENTREVISTA coletiva do Ministro de Minas e Energia, José Jorge de Vasconcelos Lima, do Coordenador do Comitê Técnico de Aumento da Oferta de Energia à Curto-Prazo, Octávio Castello Branco, e de Mário Dias de Miranda, Coordenador do Grupo de Execução de Aumento da Oferta de Energia à Curto Prazo. *Energia Brasil*. Brasília, DF, ago. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/entrevista/entrevista12.asp>. Acesso em: 12 jul. 2003.

FERNANDO Henrique aprova fim do racionamento de energia. *Energia Brasil*. Brasília, DF, fev. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/fevereiro/noticia_190202a.asp>. Acesso em: 02 jul. 2003.

GCE define primeira medida de revitalização do setor elétrico. *Energia Brasil*. Brasília, DF, jan. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/janeiro/noticia_250102b.asp>. Acesso em: 02 jul 2003.

GCE divulga relatório sobre o apagão de 21 de janeiro. *Energia Brasil*. Brasília, DF, maio 2003. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/maio/noticia_080502.asp>. Acesso em: 06 jul. 2003.

GERAÇÃO de energia emergencial começa antes do prazo. *Energia Brasil*. Brasília, DF, out. 2001. Disponível em: <http://www.brasilenergia.gov.br/noticias2001/noticia_191001.asp>. Acesso em: 02 jul. 2003.

INFORME mercado: Boletim Informativo do Comitê Técnico para Estudo de Mercado (CTEM). Rio de Janeiro: ELETROBRÁS, n. 20, 17 fev. 2003. Disponível em: <http://www.eletrobras.gov.br/mercado/default.asp>. Acesso em: 29 maio 2003.

ÍNTEGRA da entrevista concedida pelo Diretor-Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Mário Santos ao site Energia Brasil. *Energia Brasil*. Brasília, DF, set. 2001. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/entrevista/entrevista25.asp>. Acesso em: 29 maio 2003.

ÍNTEGRA da reunião plenária, presidida pelo Presidente Fernando Henrique Cardoso, em que a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) aprovou a suspensão do racionamento a partir de 1º de março. *Energia Brasil*. Brasília, DF, fev. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/pronunciamentos/Pronunciamento_10.asp>. Acesso em: 12 jul. 2003.

ÍNTEGRA das exposições do Ministro de Minas e Energia, Francisco Gomide, do Diretor-Presidente do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), Mário Santos e do Coordenador do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Octávio Castello Branco. *Energia Brasil*. Brasília, DF, jun. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/entrevista/entrevista86.asp>. Acesso em: 01 nov. 2002.

A OFERTA de energia elétrica no Brasil. *Informe Infra-Estrutura BNDES*, Rio de Janeiro, n. 37, ago. 1999. Disponível em:<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/Infra/g7137.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2003.

PARENTE: “Estamos na transição para o fim do racionamento”. *Energia Brasil*. Brasília, DF, jan. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/janeiro/noticia_240102a.asp>. Acesso em: 02 jul. 2003.

PRESIDENTE da República sanciona Lei do Setor Elétrico. *Energia Brasil*. Brasília, DF, abr. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/abril/noticia_300402.asp>. Acesso em: 18 jun. 2003.

PRIMEIRA termelétrica emergencial está pronta para operar. *Energia Brasil*. Brasília, DF, fev. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/fevereiro/noticia_150202.asp>. Acesso em: 02 jul 2003.

RESERVATÓRIOS no Sudeste/Centro-Oeste superam curva-guia. *Energia Brasil*. Brasília, DF, fev. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/noticias/fevereiro/noticia_130202.asp>. Acesso em: 02 jul. 2003.

SANTOS, Mario Fernando de Melo. O futuro do setor elétrico brasileiro: desafios para a operação integrada do sistema. Encontro da ABRAGE sobre o setor elétrico brasileiro. *Operador Nacional do Sistema Elétrico*. São Paulo, jul. 2002. Rio . Disponível em: <http://www.ons.org.br/ons/download/Encontro_ABRAGE_110702.zip>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. Mínimo custo e máxima segurança. *Energia Brasil*. Brasília, DF, mar. 2002. Disponível em: <http://www.energiabrasil.gov.br/artigos/art_030302.asp>. Acesso em 11 jul. 2003.

O SETOR elétrico: desempenho 93/99. *Informe Infra-Estrutura BNDES*, Rio de Janeiro, n. 53, dez. 2000. Disponível em:<http://www.bndes.gov.br/conhecimento/Infra/g7153.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2003.

CCOI (região Centro-Sul). Ata da 2ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 11 de agosto de 1969.

_____. Ata da 4ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 1 de outubro de 1969.

_____. Ata da 8ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 14 de janeiro de 1970.

_____. Ata da 9ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 18 de fevereiro de 1970.

_____. Ata da 10ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 1 de abril de 1970.

_____. Ata da 12ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 15 de julho de 1970.

_____. Ata da 15ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 28 de novembro de 1970.

_____. Ata da 18ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 30 de março de 1971.

_____. Ata da 20ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 23 de junho de 1971.

_____. Ata da 21ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 12 de agosto de 1971.

_____. Ata da 22ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 28 de novembro de 1970.

_____. Ata da 23ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 14 de outubro de 1971.

_____. Ata da 25ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 12 de janeiro de 1972.

_____. Ata da 26ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 1 março de 1972.

_____. Ata da 28ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 28 de junho de 1972.

_____. Ata da 31ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 8 de novembro de 1972.

CCOI (região Centro-Sul). Ata da 34ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 25 de abril de 1973.

_____. Ata da 36ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 30 de agosto de 1973.

_____. Ata da 37ª Reunião de Coordenação do CCOI, realizada em 8 de novembro de 1973.

_____. Ata da 3ª Reunião do Conselho Deliberativo do GCOI, realizada em 28 de junho de 1984.

GCOI. Ata da 3ª Reunião de Coordenação, realizada em 18 de junho de 1974.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 12 de novembro de 1986.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 25 de fevereiro de 1987.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 9 de abril de 1987.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 11 de novembro de 1987.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul. Rio de Janeiro, 9 maio 1985.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul. Rio de Janeiro, 7 mar. 1985.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 9 de janeiro de 1986.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 6 de outubro de 1988.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 15 de dezembro de 1988.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul, realizada em 14 de dezembro de 1998.

_____. Ata da reunião do Comitê Executivo do GCOI. [Rio de Janeiro?], 3 e 4 jun. 1998.

_____. Ata da reunião do Comitê Executivo do GCOI. [Rio de Janeiro?], 6 out., 1998.

_____. Ata da reunião do Conselho Deliberativo, realizada em 12 de março de 1986.

_____. Ata da Reunião Extraordinária do Comitê Executivo das regiões Sudeste e Sul. Rio de Janeiro, 27 ago. 1985.

_____. Ata da 5ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 1 de dezembro de 1974.

GCOI. Ata da 8ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 30 de junho de 1977.

_____. Ata da 16ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 30 de março de 1977.

_____. Ata da 18ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 30 de junho de 1977.

_____. Ata da 20ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 8 de dezembro de 1977.

_____. Ata da 21ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste realizada em 1º de março de 1978.

GCOI. SSC. Ata da 22ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste realizada em 6 de julho de 1978.

_____. Ata da 24ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 7 e 8 de dezembro de 1978

_____. Ata da 27ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 4 de abril de 1979.

_____. Ata da 28ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 5 e 6 de junho de 1979.

_____. Ata da 31ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 10 de janeiro de 1980.

_____. Ata da 35ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 20 de agosto de 1980.

_____. Ata da 36ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 1 de outubro de 1980.

_____. Ata da 38ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 15 de janeiro de 1981.

_____. Ata da 40ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 2 de julho de 1981.

_____. Ata da 42ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 6 de novembro de 1981.

GCOI. SSC. Ata da 43ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 8 de janeiro de 1982.

_____. Ata da 46ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo, realizada em 27 de outubro de 1982.

_____. Ata da 48ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo, realizada em 7 de março de 1983.

_____. Ata da 51ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 27 de janeiro de 1984.

_____. Ata da 52ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 4 de abril de 1984.

_____. Ata da 53ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI da Região Sudeste, realizada em 3 e 4 de julho de 1984.

_____. Ata da 54ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 19 de outubro de 1984.

_____. Ata da 55ª Reunião Ordinária do Comitê Executivo do GCOI-Sudeste, realizada em 29 de novembro de 1984.

_____. Ata da reunião conjunta do Conselho Deliberativo. Rio de Janeiro, 12 de março de 1986.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo do GCOI das regiões Sudeste e Sul, realizada em 14 e 15 de abril de 1988.

_____. Ata da reunião conjunta do Comitê Executivo do GCOI das regiões Sudeste e Sul, realizada em 14 e 15 de junho de 1989.

_____. Ata da reunião das empresas controladoras de área das regiões Sudeste e Sul, realizada em 25 de fevereiro de 1988.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). Ata da Assembléia geral de constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Brasília, DF, 26 ago. 1998.

_____. Ata da Assembléia Geral Extraordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília, DF, 14 out. 1998.

_____. Ata da Assembléia Geral Extraordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília, DF, 30 abr. 1999.

_____. Ata da Assembléia Geral Extraordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília, DF, 31 jan. 2000.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (Brasil). Ata da Assembléia Geral Extraordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Brasília, DF, 30 abr. 2002.

_____. Ata da Assembléia Geral Ordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 30 abr. 1999.

_____. Ata da Assembléia Geral Ordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 27 abr. 2001.

_____. Ata da Assembléia Geral Ordinária do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 30 abr. 2002.

Legislação

ANEEL. Resolução nº 244, de 30 de julho de 1998. Estabelece os critério de cálculo dos montantes de potência a serem considerados nos contratos iniciais. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 31 jul. 1998. Seção 1, p. 11.

_____. Resolução nº 248, de 7 de agosto de 1998. Estabelece as condições de prestação de serviços de transmissão de energia elétrica, vinculadas a celebração dos contratos iniciais. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 11 ago. 1998. Seção 1, p. 54.

_____. Resolução nº 269, de 13 de agosto de 1998. Fixa as tarifas de contratos iniciais de compra e venda e de transporte de energia elétrica, proveniente de ITAIPU Binacional, a ser aplicada pela Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A - ELETROSUL aos concessionários da região Sul e repassada para FURNAS Centrais Elétricas S.A. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 14 ago. 1998. Seção 1, p. 13.

_____. Resolução nº 351, de 11 de novembro de 1998. Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS a executar as atividades de coordenação e controle da operação de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 12 nov. 1998. Seção 1, p. 43.

_____. Resolução nº 25, de 10 de fevereiro de 1999. Aprova, em caráter provisório, o Manual de Procedimentos da Operação do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 12 fev. 1999. Seção 1, p. 36.

_____. Resolução nº 281, de 1 de outubro 1999. Estabelece as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 4 out. 1999. Seção 1, p. 26.

_____. Resolução nº 290, de 3 de agosto de 2000. Homologa as Regras do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE e fixa as diretrizes para a sua implantação gradual. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 4 ago. 2000. Seção 1, p. 43.

ANEEL. Resolução nº 228, de 24 de abril de 2002. Autoriza o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE a utilizarem os programas computacionais NEWAVE e DECOMP. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 25 abr. 2002. Seção 1, p. 121.

_____. Resolução nº 344, de 25 de junho de 2002. Fixa as datas limites para a entrada em operação comercial do sistema de medição de faturamento de energia elétrica e estabelece a responsabilidade pela respectiva implementação. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 26 jun. 2002. Seção 1, p. 89.

_____. Resolução nº 446, de 22 de agosto de 2002. Estabelece ajustes nas etapas e no cronograma para implantação das Regras do Mercado e consolidação do Mercado Atacadista de Energia – MAE. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 23 ago. 2002. Seção 1, p. 56.

BRASIL. Decreto nº 21.896, de 1 de outubro de 1932. Dispõe sobre a hora de economia de luz no verão, estabelecida pelo decreto número 20.446, de 1 de outubro de 1931. *Coleção de Leis da República da Federativa do Brasil*. Brasília, DF, v. 4, p. 175, 1932.

_____. Decreto nº 6.738, de 22 de janeiro de 1941. Dispõe sobre suprimentos de energia elétrica no município de Petrópolis, Estado do Rio de Janeiro. *Coleção de Leis da República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, v. 2, p. 86, 1941.

_____. Decreto nº 10.142, de 4 de agosto de 1942. Determina as condições dos suprimentos de energia referidos no decreto 6.738, de 22 de janeiro de 1941. *Coleção de Leis da República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, v. 6, p. 289, 1942.

_____. Decreto nº 73.080, de 5 de novembro de 1973. Altera o artigo 47, do decreto 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 6 nov. 1973.

_____. Decreto nº 73.102, de 7 de novembro de 1973. Regulamenta os artigos 12 e 13 da lei 5.899, de 05 de julho de 1973, que dispõem sobre a coordenação operacional dos sistemas elétricos interligados das regiões sudeste e sul. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 8 nov. 1973.

_____. Decreto nº 92.309, de 21 de janeiro de 1986. Institui o Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada – SINSC e o declara empreendimento relevante de interesse nacional. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*. Brasília, DF, 22 jan. 1986.

_____. Decreto nº 915, de 6 de setembro de 1993. Autoriza a formação de consórcios para geração de energia elétrica. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 8 set. 1993.

_____. Decreto nº 1.009, de 22 de dezembro de 1993. Cria o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, e da outras providências. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 23 dez. 1993.

BRASIL. Decreto nº 1.503, de 25 de maio de 1995. Inclui empresas no Programa Nacional de Desestatização - PND. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 26 maio 1995.

_____. Decreto nº 2.003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor e da outras providencias. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 11 set. 1996. p. 17917.

_____. Lei nº 5899, de 5 de julho de 1973. Dispõe sobre a aquisição dos serviços de eletricidade da Itaipu e da outras providencias. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 9 jul. 1973.

_____. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, da nova redação as leis 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, 3890-a, de 25 de abril de 1961, 5.655, de 20 de maio de 1971, 5.899, de 5 de julho de 1973, 9.991, de 24 de julho de 2000, e da outras providencias. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 29 abr. 2002. Seção extra.

GCOI. Resolução geral nº RS-G-16/77. Rio de Janeiro, out. 1977.

_____. Resolução geral nº RS-G-25/78. Rio de Janeiro, abr. 1978.

GCOI. SSC. Resolução nº G-36/79, de 1 de março de 1979.

_____. Resolução nº RS-SE-497/79, de 6 de julho de 1979.

_____. Resolução Geral nº RS-G-71/80, de 26 de março de 1980.

_____. Resolução nº RS-G-2972/98, de 14 de dezembro de 1998.

_____. Resolução nº RS-G-2975/99, de 30 de março de 1999.

RIO GRANDE DO SUL (Estado). Lei Estadual nº 10.900, de 26 de dezembro de 1996. Autoriza o poder executivo a reestruturar societariamente a companhia estadual de energia elétrica - CEEE e a Companhia Riograndense de Mineração - CRM, e da outras providencias. *Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil*, Brasília, DF, 27 dez. 1996. Seção 1, p. 5.

Legislação em meio eletrônico

BRASIL. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 7 out. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2335.htm>. Acesso em 27 maio 2003.

_____. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico e dá outras providências. *Presidência da República*. Brasília, DF, 3 jul. 1998. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm>. Acesso em: 28 maio 2003.

_____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 5 mar. 1993. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8631.htm>. Acesso em 28 maio 2003.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 14 fev. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L8987orig.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. Lei nº 9.074, de 7 de julho de1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 8 jul. 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9074orig.htm>. Acesso em: 27 maio 2003.

_____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 26 dez. 1996. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427orig.htm>. Acesso em: 28 maio 2003.

_____. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 7 ago. 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9478.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. Medida Provisória nº 2.147, de 15 de maio de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. *Presidência da República*. Brasília, DF, 16 maio 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/Antigas_2001/2147.htm>. Acesso em 28 maio 2003.

BRASIL. Medida Provisória nº 2.198, de 27 de agosto de 2001. Cria e instala a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, do Conselho de Governo, estabelece diretrizes para programas de enfrentamento da crise de energia elétrica e dá outras providências. *Presidência da República*. Brasília, DF, 28 maio. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/2198-5.htm>. Acesso em: 28 maio 2003.

_____. Medida Provisória nº 5, de 18 de outubro de 2001. Institui feriados civis nos Estados que especifica e dá outras providências. *Presidência da República*. Brasília, DF, 19 out. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/Antigas_2001/5.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. Medida Provisória nº 14, de 21 de dezembro de 2001. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia emergencial e dá outras providências. *Presidência da República*. Brasília, DF, 22 dez. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/MPV/Antigas_2001/14.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. Portaria nº 468, de 2 de outubro de 2002. Estabelece condições de transferência dos ativos constitutivos do Centro Nacional de Operação do Sistema - CNOS e dos Centros de Operação do Sistema - COS de propriedade da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias, respectivamente, para o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. *Ministério de Minas e Energia*. Brasília, DF, 3 out. 2002. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/ministerio/legislacao/port2002.htm>. Acesso em: 01 jul. 2003.

GCE. Resolução nº 18, de 22 de junho de 2001. Cria o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. *Presidência da República*, Brasília, DF, 23 jun. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES18-01.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

GCE. Resolução nº 32, de 30 de julho de 2001. Dispõe sobre os empreendimentos de transmissão que fazem parte do Programa Estratégico Emergencial de Energia Elétrica. *Presidência da República*, Brasília, DF, 31 jul. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES32-01.htm>. Acesso em: 23 maio 2003.

_____. Resolução nº 55, de 9 de outubro de 2001. Dispõe sobre contratação de geração adicional pela Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF. *Presidência da República*, Brasília, DF, 10 out. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES55-01.htm>. Acesso em: 25 maio 2003.

_____. Resolução nº 80, de 4 de dezembro de 2001. Dispõe sobre as diretrizes para a fixação de metas de consumo de energia elétrica para as unidades consumidoras integrantes das Classes Residencial, Comercial, Serviços e Outras Atividades, atendidas pelos Sistemas Interligados Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste. *Presidência da República*, Brasília, DF, 5 dez. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES80-01.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

_____. Resolução nº 87, de 19 de dezembro de 2001. Dispõe sobre o fim do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica na Região Norte. *Presidência da República*, Brasília, DF, 20 dez. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES87-01.htm>. Acesso em: 26 maio 2003.

GCE. Resolução nº 109, de 24 de janeiro de 2002. Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica. *Presidência da República*, Brasília, DF, 25 jan. 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/2002/RES109-02.htm>. Acesso em 29 maio 2003.

_____. Resolução nº 117, de 19 de fevereiro de 2002. Dispõe sobre o fim do Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica e dá outras providências. *Presidência da República*, Brasília, DF, 20 fev. 2002. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/2002/RES117-02.htm>. Acesso em: 28 maio 2003.

_____. Resolução nº 41, de 29 de agosto de 2001. Atribui ao Ministério de Minas e Energia a prática de atos destinados à superação da crise de energia elétrica. *Presidência da República*, Brasília, DF, 30 ago. 2001. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolução/RES41-01.htm>. Acesso em: 29 maio 2003.

Onomástico

A

ABDO, José Mário Miranda, 255, 275, 276, 318, 345
ALBUQUERQUE, Leonardo Lins de, 259
ARAÚJO, Armando Ribeiro de, 212

B

BAUMGARTEN, Osvaldo, 259
BHERING, Mario Penna, 60, 250
BISCH NETO, Pedro de Souza, 259
BRITO, Raimundo, 237
BRITO, Sérgio de Salvo, 69

C

CAFÉ FILHO, João Fernandes Campos, 27
CAMPOS, Reinaldo José Rodriguez de, 259
CASTELO BRANCO NETO, Octávio Lopes, 276, 318
CARDOSO, Fernando Henrique, 162, 174, 206, 217, 218-220, 235, 236, 239, 243, 244, 247, 252, 268, 270, 275, 318, 324, 328
CARNEIRO, Milton Martins, 87
CARVALHO, José Marcondes Brito de, 72, 78, 95, 105, 106, 167, 203
CARVALHO, Luiz Carlos Barreto de, 60, 77, 106
CAVALCANTI, José Costa, 60, 140
CHAVES, Aureliano
ver MENDONÇA, Antônio Aureliano Chaves de
CHIPP, Hermes Jorge, 260, 348
COHEN, Arthur; 72
COSTA, José Sarney, 175-177, 202
COTRIM, John Reginald, 17, 34

D

DIAS, Laércio, 259
DINIZ JÚNIOR, Japhet, 203
DUTRA, Eurico Gaspar, 21, 22

E

ELLERY FILHO, Eduardo Henrique, 318

F

FARIÑA, José Moreno, 259
FERRAZ, Octávio Marcondes, 28
FERREIRA JÚNIOR, Wilson Pinto, 259
FERREIRA, Celso, 259
FIGUEIREDO, Fernando Quartim Barbosa de, 259
FIGUEIREDO, João Batista de Oliveira, 99, 135, 175
FONSECA, Getúlio Lamartine Paula de, 186
FORTES, José Francisco Bias, 34
FORTES, Márcio, 236
FRANCO, Itamar Augusto Cautiero, 205, 206, 208, 217, 218, 240, 242, 243

G

GAFFRÉE, Cândido, 13
GARCEZ, Lucas Nogueira, 31
GEISEL, Ernesto, 96, 97, 99
GOMIDE, Francisco Luiz Sibut, 276, 277, 318, 347
GOULART, João Belchior Marques, 36
GREINER, Peter, 250
GUINLE, Eduardo, 13

J

JK
ver OLIVEIRA, Juscelino Kubitschek de
JUNQUEIRA, José Monteiro Ribeiro, 12, 13

K

KELMAN, Jerson, 276, 318
KUBITSCHEK,
ver OLIVEIRA, Juscelino Kubitschek de

L

LEITE JÚNIOR, Antonio Dias, 60, 73, 101
LIMA, José Jorge de Vasconcelos, 276, 316-319
LOPES, Lucas, 29, 34

M

MACHADO, Bernardo Mata, 34
MACIEL, Marco, 218
MAGALDI, Miguel, 52
MAGALHÃES, Luiz Cláudio, 106
MARTINS, Wilson Barbosa, 249
MASCARENHAS, Bernardo, 12
MÉDICI, Emílio Garrastazu, 102
MELLO, Fernando Collor de, 205, 206, 208, 212, 240, 241
MENDONÇA, Antônio Aureliano Chaves de, 95, 167, 186, 200, 201
MENEL, Luiz, 203
MESSIAS, Cláudio, 203
MOREIRA, Mauro, 106

O

OLIVEIRA, Dante, 245
OLIVEIRA, Juscelino Kubitschek de, 25, 27, 29, 32-34, 36
OPTIZ, Fernando, 241, 245, 249

P

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto, 250
PALMEIRA, Jorge Nassar, 259
PARENTE, Pedro Pullen, 275, 276, 318, 319, 345
PASCHOAL, Guy Maria Villela, 60
PAULA, Heitor Gontijo de, 260, 349
PAZ, Corintho Campelo da, 158
PENNA, Leo Amaral, 105, 106
PERAZZO, Luiz Gonzaga Leite, 275
PEREIRA, Jesus Soares, 26
PINHO, Fernando, 203
PINOCHET, Augusto
ver UGARTE, Augusto Pinochet
PRADO JÚNIOR, Humberto Valle do, 259
PRIETO, Oscar Alfredo, 259

Q

QUADROS, Jânio da Silva, 31, 36

R

RIBEIRO, Carlos, 260, 349
RIBEIRO, Carlos Faria, 158
ROCHA, Marcelo Silveira da, 259
RUNTE, Alexandre, 245, 249

S

SALES FILHO, Moisés Antônio, 259
SAMPAIO, Lauro Ferraz, 21
SAMPAIO NETO, Firmino Ferreira, 227, 236, 245, 249, 255
SANTOS, Mario Fernando de Melo, 236, 252, 255, 259, 260, 310, 318, 322, 328, 345, 348, 349
SARNEY, José
ver COSTA, José Sarney
SCALCO, Euclides, 275, 319
SEABRA, Carlos Alberto Reis, 87
SERRA, José, 241
SILVA, Cláudio Ávila da, 259
SILVA, Luiz Inácio Lula da, 347
SILVA, Marcos Aurélio Madureira da, 259
SILVA, Reni Antônio da, 259
SILVA, Roberto José Ribeiro Gomes da, 260, 348
SIMONAGGIO, Sidney, 259
SOUZA, Antônio José Alves de, 19, 22

T

TACHTER, Margareth, 239, 240
TOURINHO NETO, Rodolpho, 255, 272

U

UGARTE, Augusto Pinochet, 239

V

VARGAS, Getúlio Dornelles, 16, 17, 19-22, 24, 29, 35
VENTURA FILHO, Altino, 259, 342, 345
VIEIRA FILHO, Xisto, 183

Z

ZIMMER, Lindolfo, 259

Índices

Intitulativo

A

ABB
ver Asea Brown Boveri (ABB)
Acesita
ver Aços Especiais Itabira (Acesita)
Acres Productive Technologies International, 314
Aços Especiais Itabira (Acesita), 30, 50
Administración Nacional de Eletricidad (Ande), 88, 145, 146, 185, 186
Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Asmae), 274
AES Corporation, 247, 248, 272
AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, 244, 248
AES Uruguaiana Empreendimentos, 248, 283
Agência Nacional de Águas (ANA), 276, 318, 331
Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), 193, 237, 238, 248, 252-258, 260, 261, 265, 274-276, 293, 298-300, 306, 307, 313-315, 318, 331, 340, 345, 346
Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel), 238
Agência Nacional do Petróleo (ANP), 238, 318
Albrás
ver Alumínio Brasileiro (Albrás)
Alcan
ver Alumínio do Brasil (Alcan)
Alcoa
ver Aluminium Corporation of América (Alcoa)
Allint Energy, 289
Alstom do Brasil, 347
Alumar
ver Consórcio de Alumínio do Maranhão (Alumar)
Alumínio Brasileiro (Albrás), 157
Alumínio do Brasil (Alcan), 91
Aluminium Corporation of America (Alcoa), 157, 286
Alusa
ver Companhia Técnica de Engenharia Elétrica (Alusa)
American and Foreign Power Company (Amforp), 15-17, 22, 23, 28, 32, 40, 80, 82, 89
Amforp
ver American and Foreign Power Company (Amforp)
ANA
Ver Agência Nacional de Águas (ANA)

Anatel
ver Agência Nacional de Telecomunicações (Anatel)
Ande
ver Administración Nacional de Eletricidad (Ande)
Aneel
ver Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)
ANP
ver Agência Nacional do Petróleo (ANP)
Aracruz Celulose, 127
Asea Brown Boveri (ABB), 288
Asmae
ver Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia (Asmae)

B

Banco Bradesco S.A., 247
Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), 88, 292
Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (Bird), 25, 33, 40, 41, 177, 250
Banco Mundial
ver Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (Bird)
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), 25, 33-35
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 244, 270, 272, 273, 276, 318
Bandeirante Energia
ver Empresa Bandeirante de Energia S.A. (EBE)
BG International, 251
BHP Billiton, 251
BID
ver Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)
BNDE
ver Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE)
BNDES
ver Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)
Boa Vista Energia (BVSA), 246
Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, 241, 245, 249
Brazilian Traction, Light and Power (Light), 13, 15, 17, 22-24, 40
British Gás
ver BG International
Bureau Veritas Quality International (BVQI), 314
BVSA
ver Boa Vista Energia (BVSA)

C

CAB
ver Comissão de Abastecimento a Brasília (CAB)
Cadop
ver Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de Eletricidade de Itaipu (Cadop)
Caeeb
ver Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (Caeeb)
Caeget
ver Comissão de Assuntos Especiais que Afetam a Geração Térmica (Caeget)
Caes
ver Comissão de Abastecimento do Espírito Santo (Caes)
Caet
ver Comitê de Acompanhamento da Expansão Termelétrica (Caet)
Camargo Corrêa Cimento, 286
Camargo Corrêa S.A., 247
Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), 264, 275-277, 318, 320-322, 324-328, 331, 342, 345
Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE), 272, 318
Cammesa
ver Compañia Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa)
Canambra Engineering Consultant Limited (Canambra), 40, 41, 44, 45, 68
Canambra
ver Canambra Engineering Consultant Limited (Canambra)
CASHEE
ver Comissão de Análise do Sistema Hidrotécnico de Energia Elétrica (CASHEE)
Cat-Leo Energia, 289
CBA
ver Companhia Brasileira de Alumínio
CBEE
ver Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) e Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE)
CCBFE
ver Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (CCBFE)
CCC
ver Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)
CCPE
ver Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão (CCPE)

CCOI Centro-Sul (Sudeste)
: ver Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI)

CCOI Sul
: ver Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI)

CCOI
: ver Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI)

CCON
: ver Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON)

CCON
: ver Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON)

CCR-N/NE
: ver Comissão de Coordenação do Racionamento das Regiões Norte e Nordeste (CCR-N/NE)

CCR-S
: ver Comissão de Coordenação do Racionamento da Região Sul (CCR-S)

CDSA
: ver Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada (CDSA)

Ceal
: ver Companhia Energética de Alagoas (Ceal)

Ceapa
: ver Comitê Executivo de Abastecimento da Energia do Pará (Ceapa)

Cearp
: ver Comissão de Estudos e Acompanhamento da Operação dos Reservatórios e Usinas da Bacia do Rio Paraíba (Cearp)

CEB
: ver Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB)

Cecca
: ver Comissão de Estudos para Controle de Cheias e Armazenamento (Cecca)

CEEB
: ver Companhia de Energia Elétrica da Bahia (CEEB)

CEEE
: ver Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)

Ceerg
: ver Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense (Ceerg)

CEGB
: ver Central Electricity Generation Board (CEGB)

Celesc
: ver Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc)

Celf
ver Centrais Elétricas Fluminenses (Celf)
Celg
ver Centrais Elétricas de Goiás (Celg) e Companhia Energética de Goiás (Celg)
Celpa
ver Centrais Elétricas do Pará (Celpa)
Celpe
ver Companhia de Eletricidade de Pernambuco (Celpe) e Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)
Celtins
ver Companhia de Energia Elétrica do Estado de Tocantins (Celtins)
Celusa
ver Centrais Elétricas de Urubupungá (Celusa)
CEM
ver Companhia Energética Meridional (CEM)
Cemar
ver Companhia Energética do Maranhão (Cemar)
Cemat
ver Centrais Elétricas Mato-grossenses (Cemat)
Cemig
ver Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig) e Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig)
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás), 11, 24, 25, 27, 36, 40, 42, 46, 57-66, 70, 76-79,82, 83, 85, 87-89, 92, 94-96, 99-101, 103-105, 107, 109-111, 119, 127, 128, 130, 131, 136, 138, 140, 145, 146, 158, 177, 185, 198-200, 204-206, 209, 228, 236, 237, 243-245, 249-251, 260, 261, 263, 272, 273, 290, 292, 301-304, 306, 345, 347
Centrais Elétricas de Cachoeira Dourada (CDSA), 244, 248
Centrais Elétricas de Goiás (Celg), 55, 56, 58, 60, 63-65, 67, 70, 77, 79, 102, 117, 125, 130
Centrais Elétricas de Minas Gerais (Cemig), 25, 27, 29, 33, 34, 36, 48, 50, 55-67, 71, 74, 76, 77, 79, 80, 102, 107, 111, 114-117, 119, 122-124, 127, 130, 131, 134-136
Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), 83, 87, 88, 102, 144, 146, 284, 286, 293
Centrais Elétricas de São Paulo S.A. (Cesp), 42, 58-62, 65, 67, 70, 71-74, 76-78, 86, 87, 101, 102, 105, 107, 111, 112, 114-117, 119, 122, 127, 130, 131
Centrais Elétricas de Urubupungá (Celusa), 36, 44, 55
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte), 42, 107, 125, 154-160, 168, 173-175, 182, 189, 196-198, 202, 205, 224, 231, 234, 237, 246, 253, 259, 263, 270289, 290, 294, 295, 302, 324, 338, 347, 348
Centrais Elétricas do Pará (Celpa), 160, 246, 247
Centrais Elétricas do Piauí (Cepisa), 158
Centrais Elétricas do Rio das Contas (Cerc), 26

Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul), 42, 85-88, 101, 102, 104, 105, 107, 111, 120, 133, 136, 144, 146, 148-151, 166, 172, 174, 185, 198, 209, 223, 224, 228, 232, 237, 242
Centrais Elétricas Fluminenses (Celf), 42, 46, 60, 65, 102, 113, 127
Centrais Elétricas Mato-grossenses (Cemat), 56, 80, 102, 114, 125, 130, 134, 136, 173, 244, 247
Centrais Geradoras do Sul do Brasil (Gerasul), 245, 246, 248, 259, 280, 283, 286
Central Electricity Generation Board (CEGB), 239, 240
Central Elétrica de Furnas
ver Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas)
Central Elétrica de Rio Claro (Cerc), 20
Central Elétrica de Piau, 29
Centro da Memória da Eletricidade no Brasil - Memória da Eletricidade, 255
Centro de Operação do Sistema (COS), 77, 107, 149, 263, 303, 312, 347
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), 109, 196, 199, 300, 301, 304, 314, 340, 345
Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), 108, 162, 195, 198, 199, 223, 255, 256, 263, 303, 304, 312, 344, 347
Centro Nacional de Supervisão e Coordenação da Eletrobrás (CSC), 107
Cepel
ver Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)
Cepic
ver Comissão de Estudos de Critérios para Programação de Intercâmbios e sua Contabilização (Cepic)
Cepisa
ver Centrais Elétricas do Piauí (Cepisa) e Companhia Energética do Piauí (Cepisa)
Cerc
ver Centrais Elétricas do Rio das Contas (Cerc)
Cerj
ver Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj)
Cerorb
ver Comissão de Estudos de Regras de Operação do Reservatório Billings (Cerorb)
Cesb
ver Comitê Executivo de Suprimento a Brasília (Cesb)
Cesp
ver Centrais Elétricas de São Paulo S.A. (Cesp) e Companhia Energética de São Paulo (Cesp)
CFLMG
ver Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG)
CFLP
ver Companhia Força e Luz do Paraná (CFLP)
CGEEP
ver Companhia Geradora de Energia Elétrica do Paranapanema (CGEEP)

CGEET
ver Companhia Geradora de Energia Elétrica do Tietê (CGEET)
CGSE
ver Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE),
Cherp
ver Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (Cherp)
Chesf
ver Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)
Chevap
ver Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap)
Chilectra
ver Compañia Chilena de Electricidad (Chilectra)
CIEN
ver Companhia de Interconexão Energética (CIEN)
Cimento Itambé, 283
CMS Energy Corporation, 247
Cnaee
ver Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee)
CND
ver Conselho Nacional de Desestatização (CND)
Cnen
ver Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen)
CNOS
ver Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS)
CNPE
ver Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)
Cocesf
ver Comissão de Contabilização de Energia do São Francisco (Cocesf)
Coelba
ver Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba)
Coelce
ver Companhia de Eletricidade do Ceará (Coelce) Companhia Energética do Ceará (Coelce)
Coex
ver Comitê Executivo do MAE (Coex)
Cofre
ver Escritório Técnico de Conversão de Freqüência (Cofre)

Cohebe
ver Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe)
Comam
ver Comissão Mista para Análise do Mercado (Comam)
Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), 276, 277
Comip
ver Comisión Mixta Argentino-Paraguaya Del Rio Paraná (Comip)
Comissão de Abastecimento a Brasília (CAB), 76, 114, 130
Comissão de Abastecimento do Espírito Santo (Caes), 127
Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica (CASHEE), 275, 318
Comissão de Assuntos Especiais que Afetam a Geração Térmica (Caeget), 212
Comissão de Contabilização de Energia do São Francisco (Cocesf), 130, 131
Comissão de Coordenação do Racionamento da Região Sul (CCR-S), 186
Comissão de Coordenação do Racionamento das Regiões Norte e Nordeste (CCR-N/NE), 200
Comissão de Estudos de Critérios para Programação de Intercâmbios e sua Contabilização (Cepic), 110
Comissão de Estudos de Estabilidade Transitória, 76
Comissão de Estudos de Regras de Operação do Reservatório Billings (Cerorb), 130
Comissão de Estudos de Rejeição e Restauração de Carga, 78
Comissão de Estudos e Acompanhamento da Operação dos Reservatórios e Usinas da Bacia do Rio Paraíba (Cearp), 131
Comissão de Estudos para Controle de Cheias e Armazenamento (Cecca), 110, 131, 136
Comissão de Implantação da Operação em Tie Line Bias, 76
Comissão de Manutenção, 76
Comissão de Terminologia de Operação, 76
Comissão de Transferência de Energia, 76
Comissão do Plano do Carvão Mineral, 34
Comissão do Plano de Regularização, 79
Comissão Estadual de Energia da Guanabara, 46, 66
Comissão Estadual de Energia Elétrica (CEEE), 21, 22
Comissão Executiva do Plano do Carvão Nacional (CPCAN), 82
Comissão Interministerial para Desestatização do Sistema Eletrobrás, 237
Comissão Mista Brasil-Estados Unidos, 25
Comissão Mista de Estudos de Operação e Coordenação dos Sistemas, 144
Comissão Mista para Análise do Mercado (Comam), 111
Comissão Mista para Estudos de Critérios de Reserva de Potência, 136
Comissão Nacional de Energia Nuclear (Cnen), 211
Comisión Mixta Argentino-Paraguaya Del Rio Paraná (Comip), 128

Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Centro-Sul, 40, 41, 44
Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Sul (Enersul), 41
Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Nordeste (Enenorde), 92
Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), 94, 100, 101, 105, 106, 152, 155, 158, 160, 262, 268
Comitê Coordenador de Operação Interligada (CCOI), 37-39, 59-61, 67-69, 72-74, 76-80, 87, 89, 94, 101, 105
Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste (CCON), 162, 177, 200-203, 205, 209, 212, 224, 227, 232, 233, 235, 254, 261
Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), 272, 300, 312, 313
Comitê de Acompanhamento e Controle do Programa Emergencial de Consumo de Energia Elétrica da GCE, 319
Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de Eletricidade de Itaipu (Cadop), 184
Comitê de Assessoramento Técnico-Tributário da GCE, 318
Comitê de Assessoramento Jurídico da GCE, 319
Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 276, 277, 319
Comitê Executivo de Abastecimento da Energia do Pará (Ceapa), 160
Comitê Executivo de Suprimento a Brasília (Cesb), 77, 130
Comitê Executivo do GCOI, 114, 138, 186, 195, 212, 224, 227, 261
Comitê Executivo do MAE (Coex), 274
Comitê Técnico de Atendimento das Áreas Essenciais da GCE, 318
Comitê Técnico de Aumento da Oferta da Energia a Curto Prazo da GCE, 319
Comitê Técnico do Meio Ambiente da GCE, 319
Comitê Técnico do Mercado Atacadista da GCE, 319
Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (Caeeb), 15
Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), 279, 286
Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE), 15, 16, 20, 46, 58-60, 65, 74, 102, 113, 127, 135
Companhia Campineira de Tração, Luz e Força, 13-17, 20
Companhia Central Brasileira de Força Elétrica (CCBFE), 40, 57
Companhia Central de Eletricidade de Icem, 15
Companhia Centro-Oeste de Distribuição do Rio Grande do Sul
ver AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
Companhia de Cimento Portland Rio Branco, 286
Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB), 42, 56, 60, 65, 70, 71, 77, 79, 102, 136
Companhia de Eletricidade de Pernambuco (Celpe), 106, 158
Companhia de Eletricidade do Alto Rio Doce, 29
Companhia de Eletricidade do Alto Rio Grande, 29
Companhia de Eletricidade do Ceará (Coelce), 158
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), 158, 244, 248, 259, 348

Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj), 138-140, 244, 248, 259
Companhia de Eletricidade do Médio Rio Doce, 29
Companhia de Energia Elétrica da Bahia (CEEB), 89
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Celtins), 348
Companhia de Energia Elétrica Rio Grandense (Ceerg), 32, 40, 80
Companhia de Interconexão Energética (Cien), 248, 283, 285, 292
Companhia de Geração de Energia Elétrica do Paranapanema (CGEEP), 272
Companhia de Geração de Energia Elétrica do Tietê (CGEET), 271, 272
Companhia de Mineração Morro Velho, 50
Companhia de Serviços Elétricos do Estado do Rio Grande do Norte (Cosern), 158
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), 265, 280, 338, 341
Companhia Docas de Santos, 13
Companhia Energética de Alagoas (Ceal), 158
Companhia Energética de Brasília (CEB), 286
Companhia Energética de Goiás (Celg), 244
Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), 166, 167, 172, 180, 187, 198, 208, 228, 248, 259, 260, 279, 286, 295, 331, 348
Companhia Energética de São Paulo (Cesp), 133, 134, 136, 137, 140, 144, 146, 148-150, 152, 165, 166, 174, 180, 198, 199, 209, 228, 232, 246, 259, 260, 265, 271, 272, 278-280
Companhia Energética do Ceará (Coelce), 246, 248
Companhia Energética do Maranhão (Cemar), 155, 158
Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern), 244, 248
Companhia Energética Meridional (CEM), 286
Companhia Energética Santa Clara, 286
Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), 25, 27, 31, 32, 36, 40, 87-89, 102, 107, 144, 148, 150, 151, 165, 198, 223, 224, 228, 244, 259, 284, 286, 348
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina (CFLCL), 12, 247, 289
Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG), 29, 30, 40, 55, 60, 78, 80
Companhia Força e Luz do Nordeste, 89
Companhia Força e Luz do Paraná (CFLP), 82, 83, 85, 87
Companhia Geradora de Energia Elétrica do Paranapanema (CGEEP), 272
Companhia Geradora de Energia Elétrica do Tietê (CGEET), 271, 272
Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo (Cherp), 31, 48, 52, 54, 56
Companhia Hidrelétrica do Vale do Paraíba (Chevap), 35, 36, 54
Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe), 36, 89, 92, 153

Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), 22, 25-28, 36, 42, 76, 89-92, 95, 99, 100, 101, 105-107, 130, 131, 152, 153, 155, 156, 158-160, 168, 173, 174, 182, 189, 196-198, 200, 202, 205, 224, 226, 228, 231, 234, 237, 253, 259, 260, 263, 270, 294, 296, 302, 331, 347, 348
Companhia Hidro Elétrica Paranapanema, 82
Companhia Mineira de Eletricidade (CME), 12
Companhia Mineira de Metais, 279
Companhia Norte-Nordeste de Distribuição do Rio Grande do Sul
ver Rio Grande Energia S.A. (RGE)
Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel), 60, 76, 78, 82, 85-88, 102, 107, 111, 114, 146, 150, 151, 166, 198, 209, 228, 248, 259, 279, 284, 288, 293
Companhia Paraibuna de Metais, 280
Companhia Paulista de Estradas de Ferro (CPEF), 13, 17, 20
Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), 15, 17, 31, 34, 48, 51, 52, 55, 56, 58-60, 62, 67, 70, 71, 74, 77, 79, 102, 134, 187, 244, 247
Companhia Petroquímica do Nordeste (Copene), 336
Companhia Prada de Eletricidade, 82
Companhia Siderúrgica de Tubarão (CST), 184
Companhia Siderúrgica Nacional (CSN), 83, 279, 283
Companhia Sul Mineira de Eletricidade, 30
Companhia Técnica de Engenharia Elétrica (Alusa), 293, 294
Companhia Vale do Rio Doce (CVRD), 57, 279, 286
Compañia Administradora Del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), 312
Compañia Chilena de Eletricidad (Chilectra), 239
Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (Cnaee), 20-22, 52
Conselho Nacional de Desestatização (CND), 237, 270, 270
Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), 272, 277
Consórcio Canambra
ver Canambra Engineering Consultants Limited (Canambra)
Consórcio de Alumínio do Maranhão (Alumar), 197
Consórcio Produtores Energéticos de Manso (Proman), 283
Consórcio Queimado, 286
Construtora Queiroz Galvão, 286
Coopers & Lybrand - Brasil, 237, 250
Copel
ver Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel)
COS
ver Centro de Operação do Sistema (COS)

Cosern
ver Companhia de Serviços Elétricos do Estado do Rio Grande do Norte (Cosern) e Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern)
CPCAN
ver Comissão Executiva do Plano do Carvão Nacional (CPCAN)
CPFL
ver Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)
CSC
ver Centro Nacional de Supervisão e Coordenação da Eletrobrás (CSC)
CSN
ver Companhia Siderúrgica Nacional (CSN)
CST
ver Companhia Siderúrgica de Tubarão (CST)
Curadoria do Meio Ambiente do Estado do Rio de Janeiro, 190
CTEEP
ver Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP)
CVRD
ver Companhia Vale do Rio Doce (CVRD)

D

Departamento de Águas e Energia Elétrica - São Paulo (Daee), 31, 34
Departamento de Força e Luz (DFL), 55, 58
Departamento Municipal de Poços de Caldas, 286
Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), 60, 76-79, 87, 92, 101, 104, 105, 111, 127, 131, 158, 186, 206, 213, 216, 223, 237
Departamento Nacional de Obras e Saneamento (DNOS), 87
Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), 21
Dfesa
ver Dona Francisca Energética (Dfesa), 284
DFL
ver Departamento de Força e Luz (DFL)
Dnaee
ver Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee)
DNOS
ver Departamento Nacional de Obras e Saneamento (DNOS)
DNPM
ver Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM)
Duke Energy, 272

E

Earth Tech/Tyco, 293
Eate
ver Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (Eate)
Ebasco
ver Electric Bond and Share Corporation (Ebasco)
ECTE
ver Empresa Catarinense de Transmissão de Energia (ECTE)
EDF
ver Electricité de France (EDF)
EDP
ver Eletricidade de Portugal (EDP)
EDP – Brasil, 284
EEB
ver Empresas Elétricas Brasileiras (EEB)
EEVP
ver Empresa de Eletricidade do Vale do Paranapanema (EEVP)
El Paso Energy, 251, 284, 288
Electric Bond and Share Corporation (Ebasco), 15
Electric Power Research Institute (Epri), 341
Electricité de France (EDF), 247
Elektro - Eletricidade e Serviços, 246, 248
Eletricidade de Portugal (EDP), 247, 248, 284, 288
Eletricidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo), 95, 107, 120, 187, 198, 228, 246
Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear), 245, 283
Eletrobrás
ver Centrais Elétricas Brasileiras S.A.(Eletrobrás)
Eletronorte
ver Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte)
Eletronuclear
ver Eletrobrás Termonuclear (Eletronuclear)
Eletropaulo Metropolitana – Eletricidade de São Paulo S.A., 246-248
Eletropaulo
ver Eletricidade de São Paulo S.A. (Eletropaulo)
Eletrosul
ver Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Eletrosul)

Emae
ver Empresa Metropolitana de Águas e Energia (Emae)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (Eate), 294
Empresa Bandeirante de Energia S.A. (EBE), 246, 248
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia (ECTE), 293
Empresa de Eletricidade Alexandre Schlemm, 82
Empresa de Eletricidade do Vale do Paranapanema (EEVP), 280, 348
Empresa de Força e Luz de Carioba, 20
Empresa de Transmissão de Energia do Oeste (Eteo), 293
Empresa Elétrica de Araraquara, 15
Empresa Elétrica de Londrina, 82, 86
Empresa Energética de Sergipe (Energipe), 158, 244, 247, 259
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul (Enersul), 146, 244, 248, 280
Empresa Força e Luz de Jaú, 15
Empresa Força e Luz de Jundiaí, 13
Empresa Metropolitana de Águas e Energia (Emae), 288
Empresa Nacional de Electricidad (Endesa), 239, 247, 248
Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense), 241
Empresa Paulista de Transmissão de Energia (EPTE), 199, 259
Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Eletrosul), 245, 246, 253, 259, 263, 292, 302, 347
Empresas Elétricas Brasileiras (EEB), 15
Empresas Nucleares Brasileiras (Nuclebrás), 97
Endesa
ver Empresa Nacional de Electricidad (Endesa)
Enel Power, 296
Enel Power do Brasil, 296
Enenorde
ver Comitê Coordenador de Estudos Energéticos do Nordeste (Enenorde)
Energipe
ver Empresa Energética de Sergipe (Energipe)
Enersul
ver Comitê Coordenador de Estudos Energéticos da Região Sul (Enersul)
Enersul
ver Empresa Energética do Mato Grosso do Sul (Enersul)
Engevix Engenharia S.A., 250
Enron, 247, 248, 251, 280, 285

Ense
ver Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (ENSE)
EPTE
ver Empresa Paulista de Transmissão de Energia (EPTE)
Escelsa
ver Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa)
Escritório Técnico de Conversão de Freqüência (Cofre), 46
Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa), 40, 47, 60, 64, 71, 102, 113, 123, 127, 134, 135, 139, 140, 206, 228, 241, 244, 248, 259, 348
Estrada de Ferro Sorocabana, 31
Eteo
ver Empresa de Transmissão de Energia do Oeste (Eteo)
Eximbank
ver Export and Import Bank (Eximbank)
Expansión, 295
Export and Import Bank (Eximbank), 25, 33, 292

F

Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados (Fafen), 288
Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan), 236
FFE
ver Fundo Federal de Eletrificação (FFE)
Fiat Allis, 288
Firjan
ver Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (Firjan)
FMI
ver Fundo Monetário Internacional (FMI)
Funai
ver Fundação Nacional do Índio (Funai)
Fundação de Desenvolvimento Tecnológico de Engenharia (USP), 196
Fundação Nacional do Índio (Funai), 157
Fundo Monetário Internacional (FMI), 99
Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), 33, 34, 36, 37, 40, 42, 47, 52-54, 56-68, 70-74, 76-79, 86, 96, 101, 102, 104, 105, 107, 111-115, 117-120, 122-125, 127, 130-138, 142, 144, 145, 148, 150, 162-166, 170, 172-175, 180, 185, 187, 188, 190, 198, 210, 223, 224, 228, 237, 242, 245, 253, 259, 263, 268, 270, 283, 290, 292, 294, 296, 302, 315, 344, 347, 348

G

Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República, 318
Gaspetro
ver Petrobrás Gás S.A. – Braspetro
GCE
ver Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)
GCOI – Sudeste
ver Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI)
GCOI – Sul
ver Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI)
GCOI
ver Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI)
GCPS
ver Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (CGPS)
Gerasul
ver Centrais Geradoras do Sul do Brasil (Gerasul)
Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (CGPS), 94, 191, 193, 194, 212, 220, 229, 270, 272, 292
Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), 39, 94-96, 99-105, 107, 109-112, 121, 124-128, 131-133, 135, 137, 138, 140-144, 146-152, 158-160, 162, 164, 170, 177-179, 181-184, 186-198, 202-205, 208, 209, 212-214, 216, 217, 222-225, 227-233, 235, 251, 254, 259, 261, 262, 268, 270, 290, 308
Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEE), 74
Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEH), 110, 135, 136, 138
Grupo Rede, 247, 259, 280,284
Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), 212
GTEE
ver Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEE)
GTEH
ver Grupo de Trabalho de Estudos Hidrológicos (GTEH)
GTON
ver Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON)

H

Hidrosoft Energie, 314

I

Iberdrola Energia, 247, 248
Indústrias Klabin do Paraná de Celulose, 82

Inepar Energia, 248, 284
Inpa
    ver Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (Inpa)
Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT), 342
Instituto Nacional de Pesquisas da Amazônia (Inpa), 157
Investco, 284, 295
IPT
    ver Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT)
Itá Energética, 283
Itaipu Binacional, 100, 112, 118, 119, 121, 126, 129, 145, 165, 184, 188, 199, 209, 228, 256, 258, 259, 275, 278, 318
Itiquira Energética, 286

L

Latham & Watkins, 250
Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light), 13-15, 20, 22-24, 31, 33, 34, 40, 46, 48, 50-60, 66, 67, 70, 72-74, 76-78, 95, 102, 107, 113, 114, 119, 127, 130, 131, 134-136, 138-140, 198, 206, 241, 244, 247, 259, 280, 348
Light
    ver Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light)

M

MAE
    ver Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)
Main Engenharia S.A., 250
Manaus Energia (Mesa), 246
Memória da Eletricidade
    ver Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade
Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), 193, 238, 250-258, 274, 297, 299, 313, 314, 320, 340
Mesa
    ver Manaus Energia (Mesa)
Minfra
    ver Ministério da Infra-Estrutura (Minfra)
Ministério da Fazenda, 25
Ministério da Infra-Estrutura (Minfra), 212
Ministério da Justiça, 238
Ministério das Minas e Energia (MME), 36, 38, 40, 44, 46, 53, 56, 58, 72, 87, 92, 107, 111, 127, 158, 160, 198
Ministério de Minas e Energia (MME), 237, 250, 257-259, 265, 272-276, 296, 306, 313, 315, 318, 348
Ministério Público, 322

MME
ver Ministério das Minas e Energia (MME) e Ministério de Minas e Energia (MME)
MPX Termo Ceará, 289

N

National Grid Company (NGC), 240
NGC
ver National Grid Company (NGC)
Nuclebrás Engenharia (Nuclen), 245
Nuclebrás
ver Empresas Nucleares Brasileiras (Nuclebrás)
Nuclen
ver Nuclebrás Engenharia (Nuclen)

O

Odebrecht Química, 283
ONS
ver Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
ONU
ver Organização das Nações Unidas (ONU)
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 162, 164, 193, 199, 235, 236, 238, 251-253, 255- 265, 268, 274, 276-278, 289, 296-300, 302, 304-308, 310, 312-318, 321-323, 326-334, 338-342,344-348
Operations Research Society of America Achievement, 109
Organização das Nações Unidas (ONU), 40

P

Pernambuco Tramways and Power Co. Limited, 28
Petrobras
ver Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras)
Petrobras Gás S.A. (Gaspetro), 282
Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), 25, 184, 272, 274, 283, 288, 336
Portobrás
ver Portos do Brasil S.A (Portobrás)
Portos do Brasil S.A (Portobrás), 155
Power and Water Systems Consultants Limited, 250
Procel
ver Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

Programa de Conservação de Energia Elétrica (Procel), 228, 232
Programa de Emergência para Suprimento de Energia Elétrica do Nordeste, 201
Proman
    ver Consórcio Produtores Energéticos de Manso (Proman)

R

Rede Lajeado Energia, 284
Rede Ferroviária Federal S.A., 146
Rede Viação Paraná - Santa Catarina (RVPSC), 82
RE-SEB
    ver Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB)
RGE
    ver Rio Grande Energia S.A. (RGE)
Rio Grande Energia S.A. (RGE), 244, 247, 259
Rio Light
    ver Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light)
Rust, Kennedy & Donkin, 250
RVPSC
    ver Rede Viação Paraná - Santa Catarina (RVPSC)

S

Saelpa
    ver Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa)
Sage
    ver Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (Sage)
Saint John Del Rey Mining, 29
São Paulo Light
    ver Light Serviços de Eletricidade S.A. (Light)
SCEN
    ver Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN)
Schein Engenharia, 293, 294
Secretaria de Comunicação da Presidência da República, 318
Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça, 238
Secretaria de Supervisão e Coordenação (SSC), 105, 133, 190, 196
Secretaria dos Serviços de Obras Públicas do Estado de São Paulo, 127
Secretaria Nacional de Energia, 212, 250

SFE
ver Sociedade Fluminense de Energia (SFE)
SGEMOT
ver Subgrupo de Estudos de Modelo de Otimização da Geração Térmica (SGEMOT)
Siese
ver Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica (Siese)
Sinsc
ver Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc)
Sintrel
ver Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel)
Sisa
ver Sistema Interligado de Supervisão Automática (Sisa)
Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (Sage), 199, 304
Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica (Siese), 96
Sistema de Supervisão em Tempo Real (SSTR), 198, 199
Sistema Integrado para o Planejamento e Programação da Operação Energética (SIPPOEE), 314
Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc), 100, 107, 109, 196, 198, 199, 303
Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel), 208, 243
Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa), 148
Sociedade Fluminense de Energia (SFE), 285
Sociedade Termoelétrica Charqueadas (Termochar), 35, 36, 82
Sociedade Termoelétrica de Capivari (Sotelca), 34, 36, 47, 76, 83, 85-87
Sotelca
ver Sociedade Termoelétrica de Capivari (Sotelca)
SSC
ver Secretaria de Supervisão e Coordenação (SSC)
SSTR
ver Sistema de Supervisão em Tempo Real (SSTR)
Subcomitê de Comunicações (GCOI), 105
Subcomitê de Distribuição (CCON), 106
Subcomitê de Estudos Elétricos (CCOI), 72, 76, 77, 80
Subcomitê de Estudos Elétricos (CCON), 106
Subcomitê de Estudos Elétricos (GCOI), 72, 96, 105, 183
Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN) GCOI-Sudeste, 95, 105, 110, 259
Subcomitê de Manutenção (CCOI), 78
Subcomitê de Manutenção (GCOI), 105
Subcomitê de Operação (CCOI), 72, 74, 76-78, 88

Subcomitê de Operação (CCON), 106
Subcomitê de Operação (GCOI), 105
Subgrupo de Estudos de Modelo de Otimização da Geração Térmica (SGEMOT), 109, 110
Sudene
    ver Superintendência de Desenvolvimento Econômico do Nordeste (Sudene)
Superintendência de Desenvolvimento Econômico do Nordeste (Sudene), 36, 92
Supremo Tribunal Federal, 19, 268

T

TBG
    ver Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia
Termelétrica de Alegrete, 83
Termochar
    ver Sociedade Termoelétrica Charqueadas (Termochar)
The Institute of Management Science and Productivity Research, 109
The Riograndense Light and Power Syndicate, 32, 80
Tractebel Energia S.A, 242, 247, 248, 348
Transmissora Sudeste Nordeste (TSN), 296
Transportadora Brasileira Gasoduto Brasil-Bolívia (TBG), 282
Tribunal de Contas da União, 322
TSN
    ver Transmissora Sudeste Nordeste (TSN)

U

Ulhôa Canto, Rezende e Guerra, 250
Universidade de São Paulo (USP), 196
Uselpa
    ver Usinas Elétricas do Paranapanema (Uselpa)
Usina Termelétrica de Figueira (Utelpa), 82
Usinas Eléctricas y los Teléfonos del Estado (UTE), 148
Usinas Elétricas do Paranapanema (Uselpa), 25, 31, 48, 51, 54, 83
USP
    ver Universidade de São Paulo (USP)
UTE Serviços de Eletricidade (CSN), 83
Utelpa
    ver Usina Termelétrica de Figueira (Utelpa)

V

Vale Sul Alumínio, 286

VBC Energia, 247

Votorantim, 247, 279

Y

Yacimentos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), 251

A Imprinta Gráfica e Editora Ltda. imprimiu, em 2003,
1.000 exemplares deste livro em papel Pólen Print 120g/m^2,
a partir de fotolitos fornecidos pela Quadratim Artes Gráficas.

ISBN 85-85147-59-8

Operador Nacional
do Sistema Elétrico

Eletrobrás

Centro da Memória da Eletricidade no Brasil
MEMÓRIA DA ELETRICIDADE