

Depoimentos

História da operação do sistema interligado nacional



Centro da Memória da Eletricidade no Brasil
MEMÓRIA DA ELETRICIDADE

História da operação do sistema interligado nacional

Depoimentos

Rio de Janeiro, 2003

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

Roteiros: Paulo Brandi de Barros Cachapuz

Entrevistadores: Paulo Brandi de Barros Cachapuz

Ligia Maria Martins Cabral

Luiz Pereira Barroso

Transcrição: Maria Izabel Cruz Bitar

Denise Maria Duque Estrada

Edição: Bruxedo Produções Culturais e Educacionais Ltda. - ME

Leda Maria Marques Soares

Índices: Bruxedo Produções Culturais e Educacionais Ltda. - ME

Leila Lobo de Mendonça

Projeto gráfico do miolo: Liliana Neves Cordeiro de Mello

Editoração eletrônica: Liliana Neves Cordeiro de Mello

Leila Lobo de Mendonça

Supervisão ONS: Luiz Pereira Barroso

Concepção de capa: ONS

História da operação do sistema interligado nacional

Depoimentos

MEMBROS INSTITUIDORES

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

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. - ENERGEPE
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN

H673 História da operação do sistema interligado nacional :
Depoimentos - Rio de Janeiro : Centro da Memória da
Eletricidade no Brasil, 2003.
296p. ; 26cm.

ISBN 85-85147-57-1.

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

CDD 621.310981

Apresentação

Desde meados dos anos 1960, o crescimento da capacidade instalada e da malha de transmissão do país exigiu que os sistemas elétricos brasileiros funcionassem de forma integrada, tendo em vista o aproveitamento mais racional das fontes energéticas. Ao longo desse período, acumularam-se informações, empregaram-se novas técnicas e desenvolveram-se novos métodos, aprimorando-se cada vez mais a atividade de coordenação da operação. Nos dias de hoje, as questões relacionadas à operação do sistema elétrico interligado do país interessam cada vez mais ao grande público, além dos técnicos especializados no assunto.

Faz-se oportuno, portanto, o resgate da história da operação do sistema interligado nacional, coordenada inicialmente pelos Comitês Coordenadores da Operação Interligada (CCOIs), substituídos, em 1973, pelos Grupos Coordenadores para Operação Interligada (GCOIs), ambos órgãos colegiados criados especialmente para este fim. Para traçar um quadro completo, foi considerado ainda neste resgate o Comitê Coordenador de Operação do Nordeste (CCON), denominado Comitê Coordenador de Operação Norte-Nordeste a partir de 1982. Atualmente, essa atividade é desempenhada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados.

Sociedade civil de direito privado sem fins lucrativos, o ONS foi criado em 1998 com o objetivo de coordenar a operação do sistema interligado e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica do país. Sua missão primordial, assumida na prática em março de 1999, é assegurar aos usuários do sistema a continuidade, a qualidade e a economicidade do suprimento de energia elétrica.

O trabalho que temos a grata satisfação de apresentar é fruto da louvável atitude adotada pelo ONS de valorizar o rico patrimônio acumulado por seus antecessores ao longo de décadas de trabalho. O ONS apoiou-se na sólida estrutura disponível, aproveitando o que de melhor foi produzido; abandonando, revendo e aperfeiçoando o que foi necessário; e também criando novos elementos de acordo com os desafios do presente e do futuro.

Este é o segundo volume publicado como resultado do projeto de pesquisa sobre a história das atividades de coordenação da operação dos sistemas elétricos interligados no país, desenvolvido pelo Centro da Memória da Eletricidade no Brasil por solicitação do ONS.

Estão aqui reunidos os textos das entrevistas editadas no âmbito do projeto. No total, temos a participação de dezesseis depoentes, cujas entrevistas foram gravadas em dois períodos distintos. A Memória da Eletricidade já dispunha em seu acervo de um conjunto de seis entrevistas feitas no período de outubro de 1991 a fevereiro do ano seguinte. Para este grupo foram formuladas novas perguntas, com o intento de complementação e atualização. Paralelamente, dez novos depoimentos foram coletados, para contemplar os dirigentes do GCOI, CCON e ONS.

Foram entrevistados, portanto, todos os coordenadores e secretários-executivos do GCOI, ao longo de seus quase 25 anos de existência. As únicas exceções foram os engenheiros Leo Amaral Penna, primeiro coordenador do GCOI, e Fausto de Barros Pinto, secretário-executivo do GCOI (1974-1981), falecidos em 1983 e 1995, respectivamente. No caso do CCON, tivemos o primeiro e o último presidente, além do vice-presidente que mais tempo permaneceu no órgão. Quanto ao ONS, entrevistamos toda a primeira e atual diretoria da casa, incluindo o diretor-presidente e os quatro diretores.

Para cada depoente, foi elaborado um roteiro específico, levando-se em conta não só a trajetória profissional e as contribuições pessoais, mas também, como pano de fundo, os principais marcos do desenvolvimento do setor de energia elétrica brasileiro e da área de operação dos sistemas elétricos interligados.



Mario Penna Bhering

Presidente da Memória da Eletricidade

Sumário

GCOI

Grupo Coordenador para Operação Interligada

José Marcondes Brito de Carvalho	9 e 21
Lindolfo Ernesto Paixão	24 e 33
Armando Ribeiro de Araújo	43 e 52
Agostinho Pereira Ferreira	57
Leo kameyama	65
Roque G. Piantino	75
Xisto Vieira Filho	79 e 87
Humberto Valle do Prado Júnior	94

CCON

Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste

Carlos Faria Ribeiro	103
Tereza Maria Dantas Vilar	112
Japhet Diniz Júnior	119

ONS

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Mario Fernando de Melo Santos	127 e 156
Carlos Ribeiro	188
Heitor Gontijo de Paula	212
Hermes Jorge Chipp	230
Roberto José R. Gomes da Silva	253

ÍNDICES

Onomástico	277
Intitutivo	283

José Marcondes Brito de Carvalho

Coordenador do GCOI (1974-1990)

26 de novembro de 1991

Que benefícios resultaram da criação do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) para as empresas de energia elétrica e para o setor em seu conjunto?

O CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada) surgiu em 1969 da necessidade de coordenar, do ponto de vista elétrico e energético, o sistema da região Sudeste, a partir da entrada em operação da usina de Furnas e, logo a seguir, da hidrelétrica de Jupia, da Cesp (Companhia Energética de São Paulo). Houve uma série de reuniões que culminaram com a assinatura de uma portaria ministerial, criando o CCOI-Sudeste, que envolvia Furnas (Furnas Centrais Elétricas), Cesp, Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), Light (Light Serviços de Eletricidade), CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz), CBEE (Companhia Brasileira de Energia Elétrica), Celg (Centrais Elétricas de Goiás), CEEB (Companhia de Energia Elétrica da Bahia) e Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas). Posteriormente, criou-se o CCOI-Sul, com a Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica), Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina), CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica) e Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil). Esse foi o primeiro passo para integrar a operação do sistema nessas duas regiões. Em 1971, eu era diretor de operação da Cesp e acabei sendo o último presidente do CCOI, antes de me transferir para a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras), também como diretor de operação. Pela experiência acumulada, fatalmente fui envolvido no processo de formulação do GCOI.

Nesse momento, havia conflitos entre as empresas estaduais e federais, e a perspectiva da entrada em operação de Itaipu, com o consumo compulsório de sua energia, exigia mudanças na estrutura da coordenação. O projeto inicial, elaborado pela Eletrobrás, previa a criação de dois GCOIs, um para o Sudeste e outro para o Sul, coordenados, respectivamente, por Furnas e Eletrosul. Reagimos contra essa idéia, eu, da Cesp, o Dr. Guy Maria Villela Paschoal, da Cemig, o Milton Carneiro, da Copel, e, da CEEE, o Milton Mandelli, com o apoio de presidentes de outras empresas. Entendíamos que tanto a Eletrosul como Furnas eram concessionárias, portanto parte interessada, e, nessa condição, concorrentes das empresas estaduais, não apresentando, por esse motivo, a necessária isenção para coordenar. Nossa proposta, encaminhada ao ministro Antonio Dias Leite, era de que a tarefa ficasse a cargo da Eletrobrás, única empresa capaz de exercê-la com neutralidade. E assim foi feito. A própria Eletrobrás optou, posteriormente, pela criação de apenas um GCOI.

GCOI

História da operação do sistema interligado nacional

A lei de criação do GCOI foi promulgada em novembro de 1973, e em abril do ano seguinte fui designado para a Eletrobrás, com a incumbência de coordená-lo. Coube a mim implantar e organizar sua primeira diretoria, lá ficando dezesseis anos, até 1990. Como Itaipu só entrou em operação em 1985, houve bastante tempo para nos prepararmos, adequando nossa mentalidade ao indispensável plano de operação. Sua execução implicou uma cota de sacrifício, por parte das empresas, de sua autonomia, pois, à medida que o sistema foi se interligando, as decisões operativas passaram a envolver a todas, cada uma influenciando nas demais e por elas sendo influenciada. Houve todo um processo educativo nesse sentido que acabou sendo vitorioso. Por outro lado, algumas interrupções no fornecimento de energia que ocorreram na região Sudeste demonstraram que certos fatos específicos não poderiam mais ficar desconhecidos do conjunto; quer dizer, os blecautes contribuíram para integrar o GCOI, ao evidenciar que o sistema estava amarrado demais e que não se podia mais operá-lo de forma independente. É claro que as empresas aceitaram bem essa nova sistemática, embora persistissem – como até hoje – problemas na esfera comercial.

A evolução do nosso trabalho levou à implantação de cinco comitês: o de Estudos Energéticos, o de Estudos Elétricos, o de Manutenção, o de Telecomunicações e, finalmente, o de Operação. Na Eletrobrás, nos preocupávamos com a formação de pessoal, desenvolvendo cursos de treinamento para melhor operar o sistema, num esforço paralelo de que resultou a equipe que até hoje aí está. Foram criadas novas metodologias de operação que, com o passar do tempo, evoluíram, adquirindo um grau de sofisticação sequer imaginado de início. Também foi preciso aperfeiçoar o próprio GCOI. A primeira mudança relacionou-se ao problema da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), chegando-se à unificação das duas existentes. Isto se deu numa reunião histórica na Eletrobrás, em que a única discordância partiu do Dr. João Camilo Penna, à época presidente da Cemig. Na implantação da geração programada, mais uma vez a Cemig se opôs, mas foi graças à contabilização do intercâmbio que se tornou possível generalizar esta prática. Bastava titular a energia, identificando se era de substituição, de fora de ponta, de Itaipu, o que fosse. Punha-se um programa, titulava-se, e não havia como medir, não tinha mais jeito de separar. O que se contabilizava era o programa. O enchimento do reservatório de Itaipu também foi um momento marcante. O Paraguai temia problemas de abastecimento nesta fase e insistia em construir outro reservatório no seu lado, mas o trabalho, coordenado pelo GCOI, funcionou muito bem – aliás, não poderia ter sido realizado sem ele.

Foi nesse contexto de evolução que surgiu a necessidade da supervisão em tempo real. O que se planejava, do ponto de vista elétrico, era programado, do ponto de vista energético, mas não havia quem acompanhasse e fiscalizasse dia a dia, hora a hora, a operação. A

resposta a isso foi o Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada), base da supervisão em tempo real, capaz de melhorar a confiabilidade e segurança do sistema. Hoje pensa-se em alterar a estrutura do setor, mas isto só será possível porque existem o GCOI e o Sinsc. A base está construída.

Poderia nos dar alguns esclarecimentos sobre o período em que o CCOI existiu extra-oficialmente, em 1968, por iniciativa das próprias empresas, antes que a portaria ministerial nº 56, de 1969, o institucionalizasse?

A primeira idéia de se criar o CCOI surgiu no segundo encontro de Belo Horizonte, em 1962, por iniciativa de um norte-americano que ocupava uma das diretorias da CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). A partir das experiências dos *pools*, nos Estados Unidos, e em face da expansão das interligações na região Sudeste, ele propôs que se articulasse uma coordenação da operação interligada. O sistema pequeno, àquele época, permitia que tal coordenação se revestisse de um caráter informal, fazendo-se sobre poucas empresas, com rotatividade na presidência. Com o crescimento do sistema e sua cada vez maior complexidade, principalmente com a entrada de Furnas em operação, fomos obrigados a adotar o caráter formal, justamente por meio da portaria nº 56, baixada na gestão do Dr. Dias Leite no Ministério das Minas e Energia (MME).

O relacionamento entre as empresas no CCOI se fazia em bases igualitárias?

Perfeitamente, mas não era só isso: havia a exigência do consenso, enquanto ele não era alcançado, nada se decidia. Prosseguia-se nos estudos em busca de outra solução possível.

Como se caracterizava o relacionamento entre o CCOI, a Eletrobrás e o Ministério das Minas e Energia?

A Eletrobrás não tinha poder nenhum, orientava tecnicamente o programa, enquanto o Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) participava apenas como observador. Assim, quando surgia a necessidade de se baixar uma portaria, o Dnaee passava a informação ao ministro, sendo esse o sentido prático da sua participação, tanto no antigo CCOI como no GCOI. Aliás, muitas portarias e até mesmo leis específicas nasceram no GCOI, fonte, para o ministério, das aspirações do setor.

Mas houve uma época em que a Eletrobrás e os grupos de trabalho do CCOI divergiram relativamente às previsões de mercado.

,Durante muito tempo existiram três avaliações de mercado, uma orientando o planejamento, outra balizando a operação e a última, as tarifas. Essa prática só teve fim com o GCOI, que, mediante um único estudo de mercado, fixava o horizonte da operação e do planejamento. Foi um luta árdua, pois envolveu a área financeira das empresas, mas conseguimos acabar com o mercado de tarifas.

Concretamente, que limitações do CCOI levaram à criação do GCOI?

A complexidade crescente do sistema, num determinado momento, passou a exigir decisões de curtíssimo prazo, mediante as quais a operação seria realizada ou não. Não havia outro jeito. Ou se vertia a água de um reservatório, ou não. Ou se transferia a energia de um ponto a outro, ou não. Sentia-se a falta de um poder capaz de decidir. Esse poder foi assumido pelo GCOI e, dentro dele, pela Eletrobrás, com seu voto de qualidade, nos casos em que não existisse unanimidade – felizmente sempre tomei as decisões acompanhando a maioria.

Quando as empresas começaram a discutir a criação do GCOI, que tipo de reações se manifestaram quanto a esta passagem de um poder colegiado, que se baseava no consenso e na unanimidade, para outro em que uma empresa estatal poderia ter, de fato, a última palavra?

As empresas estaduais de maior porte estavam preocupadas com as consequências do projeto de Itaipu e com a independência que a Eletrobrás vinha demonstrando no seu encaminhamento. Então começamos a nos movimentar – aquele grupo que já mencionei, constituído por mim, o Guy Villela, o Milton Carneiro e o Mandelli. Viajamos ao exterior para coletar, nos mesmos lugares, os dados que a Eletrobrás estava acumulando – o que foi proveitoso, contribuindo para abrir nossos horizontes e nos levando a aceitar a liderança da Eletrobrás. Ao final, a única objeção que fizemos, sobre a proposta de dois GCOIs, foi aceita pelo ministro Dias Leite. Muitas de nossas idéias se incorporaram ao decreto, como a permanência da forma de contratos praticados no Sul e o respeito à área de atuação das empresas em cada estado.

E como se deu a intervenção do GCOI na interligação Sul-Sudeste?

Embora não me recorde das datas precisas, essa interligação teve início com uma linha de 230 kV, entre Xavantes e Ponta Grossa, na área da Copel. Até então, as linhas do Paranapanema, divisoras entre o Sudeste e o Sul, eram extremamente fracas. O que determinou a transferência de energia de uma região à outra foram os períodos hidrológicos diferentes. O Iguaçu é um rio torrencial, com enchentes terríveis e períodos de seca severa,

sempre em desarmonia com a região Sudeste. No Sul, a chuva começa a partir de maio, indo até julho; no Sudeste, chove de novembro a abril. O aproveitamento dessa energia gerada em condições tão diversas estava limitado pelo sistema de transmissão existente; a carência do Sul era compensada pela queima de combustível, enquanto sobrava água no Sudeste. Devíamos, então, aproveitar a diversidade hidrológica existente para transferir energia de uma área para outra. O intercâmbio que se estabeleceu com o sistema único permitiu minimizar a geração térmica no Sul, que era cara, otimizando os recursos energéticos do Sudeste.

Quando teve início a interligação Norte-Nordeste?

A interligação com o Nordeste começou por volta de 1976. Havia seca, e a Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) já estava caminhando para o racionamento, quando nós, na Eletrobrás, preocupados com a falta de uma interligação física do sistema, nos demos conta de que existia a interligação hidráulica do rio São Francisco. Estudando a própria concepção da usina de Três Marias, propusemos que ela operasse não apenas para atender o mercado da Cemig, como para minimizar os riscos de racionamento no Nordeste. Isto foi feito em 1976, quando o ministro Shigeaki Ueki assinou uma portaria – elaborada por nós – permitindo o ingresso da Chesf no GCOI. Passamos então a operar o São Francisco de maneira coordenada, aumentando o nosso raio de ação. Não houve racionamento.

Essas iniciativas minimizaram os problemas que tivemos de enfrentar na interligação com a Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil), apesar de esta ter sido uma experiência inédita sob outros aspectos. Belém do Pará vivia situações cruciais decorrentes da quebra freqüente das usinas térmicas, ocasionando racionamentos. Decidimos antecipar o sistema de transmissão de Tucuruí interligado ao sistema da Chesf, com 500 kV, partindo de Sobradinho até Belém, ao longo de 1.700 km, distância equivalente à que separa Moscou de Paris. No dia marcado, todavia, quando se ligava o trecho Tucuruí-Belém, caía o sistema. Depois de muita pesquisa, descobrimos que, durante a construção da linha, para não atravessar uma reserva indígena, fora feito um contorno de 70 km, que representavam uma potência reativa enorme, que precisava ser compensada. Fomos buscar um reator da Eletrosul, em Florianópolis, e em três meses o sistema estava regularizado.

Como era a participação das empresas do Norte e do Nordeste no GCOI?

Nas reuniões plenárias do GCOI, os problemas da interligação Sul-Sudeste, por serem mais numerosos e de maior magnitude, acabavam predominando. E quando vinha à baila algum tema referente ao Norte-Nordeste, muita gente se retirava. Assim, nas reuniões do CCON (Comitê Coordenador da Operação do Nordeste), dava-se destaque à parte energética, além

de se fazer um controle periódico da região Norte-Nordeste, área da Chesf e da Eletronorte. Com isso, conseguíamos abordar todos os assuntos, tanto do ponto de vista elétrico como dos aspectos energéticos e da operação.

Que tipo de vínculo existia entre o GCOI e o CCON? Que importância tinha o CCON para a operação interligada?

Talvez seja necessário explicar porque o CCON foi criado. A Chesf era uma empresa estanke, que não mantinha qualquer relacionamento com as empresas estaduais. Por outro lado, coincidindo com a minha ida para a Eletrobrás, uma das questões que estavam na ordem do dia era a transferência do sistema de 69 kV da Chesf para as empresas estaduais. As concessionárias do Nordeste não tinham experiência para realizar esta operação, nem havia canais para se discutir o problema. Decidimos então criar o CCON como órgão colegiado que facilitasse o entendimento entre a Chesf e as empresas estaduais. Sua estrutura era bem diferente da que se montou no GCOI, em razão da existência de uma única empresa geradora, o que dispensava um poder de mando para dirimir questões. O grande benefício do CCON foi integrar as empresas, e a maior prova disso foi dada quando do racionamento no Nordeste, durante o qual as empresas discutiram, tiveram pontos de vista divergentes, mas se comunicaram. A partir daí, tornou-se mais fácil interagir sobre todos os problemas elétricos, energéticos e de manutenção das telecomunicações que existiam na região. Nessa área de telecomunicações, por exemplo, em que o Nordeste apresentava uma deficiência histórica, foi criado um sistema integrado mediante um estudo de cujo custeio participaram a Eletrobrás, a Chesf e todas as demais empresas vinculadas ao CCON, na proporção da fatia do mercado de cada uma delas.

Ao GCOI foi atribuído, desde a sua criação, equacionar a redução do consumo de energia térmica. Como o órgão operou essa função nas crises do petróleo?

Operou muito bem, porque felizmente nosso parque térmico a óleo era – como é – relativamente pequeno. As empresas estavam habituadas a alocar despesas para comprar combustível como se a térmica fosse funcionar. A Light, por exemplo, planejava operar a usina de Piratininga a plena carga, o ano inteiro, mas como não o fazia, usava o dinheiro para adquirir energia hidráulica – muito mais barata –, obtendo lucros extras sobre uma tarifa majorada. O GCOI acabou com isso. Como não se podia deixar de operar as usinas térmicas sem criar um problema monstro para todo o país, buscou-se a otimização energética mediante os intercâmbios de programação. A CCC era isso: um mecanismo que impunha a operação das térmicas no interesse do sistema como um todo. Depois disso, alguns problemas persistiram, mas de forma residual. Se fizermos um levantamento histórico do que era o consumo de

combustível antes do GCOI comparativamente ao atual, vamos constatar uma redução tremenda.

Como se comportava o GCOI diante de interferências políticas, como ocorreu em 1985, quando uma ordem ministerial determinou aumento no consumo de carvão?

Esse problema foi muito delicado, mas, na própria legislação que criou o GCOI, já estava previsto que, por razões de interesse nacional, poder-se-ia incrementar o consumo do carvão. Naquela ocasião, evidentemente, foram as empresas do Sudeste que sofreram o maior impacto, por serem as maiores contribuintes da CCC, e por isso mesmo partiu delas a reação mais forte – principalmente da Cemig, seguida pela Cesp. O minerador realmente enfrenta situações muito sérias, uma vez que o fechamento das minas acarreta desemprego. Houve pressões e, em consequência, aumento do consumo de carvão. Mas esse aumento foi pequeno diante das dimensões do protesto. Foi mais uma reação de impacto político. Um ou dois anos depois, o ministro Aureliano Chaves concordou em rever a medida e tudo voltou à estaca zero.

Quando o GCOI foi criado, havia duas contas de consumo de combustíveis, a CCC-Sul e a CCC-Sudeste, posteriormente unificadas. Mais tarde, o Norte e o Nordeste protestaram contra a CCC única, o que deu origem a uma nova divisão. Como se desenrolou esse processo?

A legislação que criou o GCOI previa duas CCCs, uma para o Sul e outra para o Sudeste. Quando se chegou à conclusão de que aquilo não fazia sentido, elas se unificaram. A crise do Nordeste teve início com a integração do sistema, já que havia uma interligação física propiciada pelo rio São Francisco. Naquela época criamos uma CCC, e a contribuição do Sudeste para o Nordeste era muito mais expressiva. Quando o quadro se inverteu, a reação foi tremenda, conduzindo a um impasse de tal ordem que o ministro César Cals decidiu pela separação, criando-se, então, a CCC-Norte e Nordeste, dois terços da qual eram constituídos por contribuições da Chesf, mais um terço da Eletronorte.

E houve consenso entre as empresas quanto ao consumo obrigatório da energia gerada por Itaipu? Ou mesmo quanto ao projeto em si, naqueles moldes e proporções?

A maior discussão sobre Itaipu travou-se no Congresso Nacional, para a aprovação da Lei nº 5.889. Houve forte oposição do deputado mineiro José Machado Sobrinho, que, com o respaldo das empresas estaduais de energia elétrica, arguiu a inconstitucionalidade dessa compra compulsória. O país vivia sob um regime de força, e o líder do governo na Câmara era o

deputado Geraldo Freire da Silva, do mesmo partido de José Machado. Ele conduziu o parlamentar dissidente ao gabinete do ministro Dias Leite, onde o fizeram ver que sua posição inviabilizaria a obra. Hoje, analisando friamente a questão, a conclusão que se impõe é que não havia, mesmo, outro jeito. Naquele momento houve reação, sim, mas pequena, dada a força do regime.

Como foi equacionada pelo GCOI a distribuição de suprimentos de Itaipu?

Essa questão foi contemplada na própria legislação por meio da emenda elaborada por um deputado que posteriormente foi presidente da Eletrosul, segundo a qual o rateio seria proporcional aos últimos dados de mercado apurados. A regra era simples e não gerou polêmicas. Itaipu é uma usina de condomínio, um belo exemplo que pode contribuir para a resolução dos problemas atuais do país, de falta de capital para novas obras de construção de usinas. O rateio entre as empresas poderia viabilizar novos aproveitamentos.

Quando Itaipu entrou em operação, qual foi o impacto de sua energia sobre o sistema interligado?

Na fase inicial, com apenas uma máquina em funcionamento, o impacto elétrico e energético de 700 MW não trouxe grandes transtornos ao sistema, que já era grande, servindo mais para alertar a respeito da complexidade que acarretaria a entrada das demais. Por outro lado, as empresas, com base no que estavam vertendo, passaram a questionar a compra obrigatória da energia, propondo que se reduzisse a geração de Itaipu. Com o tempo, essas questões tornaram-se menos freqüentes, e as discussões menos intensas.

Como o GCOI administrava essas contradições quando da elaboração dos planos de operação, que estabeleciam os contratos de fornecimento e o rateio das sobras?

Tínhamos um cuidado muito grande, que se desdobrava em uma série de reuniões preparatórias, palco de negociações antes de se chegar a uma conclusão. Como coordenador, criei as controladoras de área, com as quais acertava previamente as questões, só depois levando-as a plenário. Mesmo assim, havia surpresas, em geral por parte da Cesp. Quando isso ocorria, eu usava de artifícios, como por exemplo, dar início à votação pelo lado esquerdo, para conquistar maioria antes de chegar a vez de colher o voto dissidente.

A mudança de metodologia do plano de operação também foi aprovada utilizando-se esse expediente?

A mudança de metodologia resultou de uma longa polêmica, pois foi preciso todo um processo de convencimento, sem o qual teria sido impossível tocar a questão. No primeiro ano, a Cesp aprovou a idéia, depois voltou atrás, e afinal acabou aceitando a mudança, sob protesto. Mas não tinha jeito, era preciso atender o sistema.

Ao longo da década de 1980, caracterizada pela recessão, de que forma o GCOI contribuiu para ajudar as empresas, às voltas com a redução do consumo de energia?

A década de 1980 compreendeu períodos bem distintos. A fase mais crítica, entre 1981 e 1982, foi de recessão violenta, e o mercado apresentou seu menor índice de crescimento. Houve muita sobra de energia. Data dessa época a criação da EGTD (Energia Garantida por Tempo Determinado). Realmente, no horizonte de cinco anos por nós estimado, a energia mais barata pôde substituir de fato o óleo combustível nas caldeiras das fábricas. Mas, cumprida a missão, vencido o prazo que se tinha determinado, não havia porque manter aquela garantia. Em contrapartida, houve uma reação muito desagradável das empresas, que alegavam estarmos quebrando a palavra empenhada.

Não havia contratos?

Claro, mas a indústria gostou da idéia de dispor de uma energia mais limpa, que não precisava ser estocada e custava menos. Quando a energia em excesso, e por conseguinte mais barata, acabou, tivemos que voltar atrás. A EGTD trouxe aborrecimentos em virtude da incompreensão que houve e que motivou as críticas injustas que sofremos na época.

Ainda na década de 1980, a partir de 1986, o Plano Cruzado congelou as tarifas, por um lado e, por outro, reaqueceu a economia, o que deu um forte impulso no consumo de energia elétrica. Como o GCOI administrou esse quadro?

Nesses últimos anos, a única usina que tínhamos para entrar em operação era Itaipu. Nossa administração, portanto, foi de curto prazo, forçando a antecipação de suas máquinas e do seu sistema de transmissão, para sustentar o mercado. Não havia mais nada a fazer.

Como o senhor analisa os investimentos na geração e na transmissão do sistema interligado nesses vinte anos cobertos pelo CCOI e depois pelo GCOI? Houve uma aplicação de recursos equilibrada ou se privilegiou um dos processos?

Na última década, realmente, todos os recursos disponíveis foram canalizados para Itaipu, resultando em atraso para muitas outras obras hidráulicas. Hoje, a prioridade é Xingó, e a

história se repete. Mas a verdade é que, do ponto de vista energético, a situação está resolvida, embora à custa de dificuldades para o sistema de transmissão. Os estrangulamentos verificados na região Sul – no Rio Grande do Sul e em São Paulo – decorreram de atrasos no sistema de transmissão ligado à Itaipu – o que só agora está sendo solucionado –, acarretando, por sua vez, falta de recursos para se tocar uma série de usinas. As grandes culpadas, muitas vezes, são as próprias empresas estaduais, que, dispondo de Itaipu, insistem em implementar obras que não têm suporte técnico.

Qual a importância do Sinsc para a operação interligada?

Com a complexidade do sistema, sua operação tornou-se inviável sem uma supervisão permanente. Furnas só olhava seu próprio sistema, assim como a Cesp e as demais empresas. Precisávamos de um organismo que cuidasse do conjunto, estabelecendo uma hierarquia de supervisão, em contato com os diversos centros de operação, fixando os intercâmbios de uma área para outra e orientando a operação dos pontos de vista energético e elétrico. Daí surgiu o Sinsc. Interligando o centro de operações, ele coleta e processa dados, informando às empresas o que deve ser feito a cada momento. Ele não tem acesso nem às usinas nem às subestações, existe para supervisionar a operação do sistema como um todo e complementar a operação das empresas, não para comandar a operação.

Houve, por parte das empresas, algum receio de que, com a implantação do Sinsc, elas acabassem perdendo a autonomia sobre a operação de seus sistemas?

O Sinsc está baseado num convênio que define claramente a regra do jogo. Além disso, com o início de seu funcionamento, e principalmente em fases de crise, as empresas passaram a perceber sua função auxiliar. A troca de informações e a orientação firme impressas pelo Sinsc demonstraram a necessidade de sua existência, norteadas pela filosofia de não-intervenção no dia-a-dia da operação, a não ser que a segurança do sistema esteja ameaçada.

Nos anos de 1988 e 1989, discutiu-se muito a questão da privatização do setor elétrico. O GCOI chegou a participar desse debate?

Não permiti que esse assunto fosse discutido no GCOI por envolver uma questão política, que diz respeito ao governo. O que nos interessa é operar o sistema, otimizando os recursos energéticos.

Qual a sua avaliação sobre a trajetória das empresas e da Eletrobrás no GCOI ao longo desses vinte anos?

À medida que o sistema foi se tornando mais complexo, e como a própria legislação estabelecia que à Eletrobrás cabia dar maior suporte à operação interligada, nossa preocupação foi com a estrutura interna do GCOI. Os grupos de trabalho e os subcomitês que se criaram tiveram uma participação efetiva nesse processo, não só pela atuação do pessoal qualificado de que dispúnhamos para elaborar estudos de desenvolvimento de modelos, como pela presença eficaz das empresas. A posição que assumíamos era a mais neutra possível, buscando apresentar tecnicamente os problemas e as respectivas soluções, tornando, assim, mais fácil a aceitação, pelas empresas, das nossas decisões. A Eletrobrás contribuiu fundamentalmente para a formação de um pessoal de nível técnico altamente qualificado. Isto gerou, por outro lado, certo comodismo contra o qual protestamos permanentemente, exigindo a participação das empresas a fim de evitar o que, para nós, seria um jogo de cartas marcadas. Os modelos desenvolvidos pela Eletrobrás constituíram-se em veículos de transferência de conhecimentos às empresas e geraram estudos próprios em muitas delas. Mas procurávamos evitar a duplicidade de trabalhos – que algumas vezes ocorria – para que a discrepância dos resultados a que premissas erradas poderiam conduzir não levassem a choques e perdas de tempo. Assim, em que pese a participação da Eletrobrás ter sido preponderante na implantação de uma série de metodologias no âmbito do GCOI, as empresas geradoras, de um modo geral, atuavam bastante.

Que perspectivas o senhor antevê para o sistema interligado brasileiro?

Muitos problemas que existem, a meu ver, podem ser solucionados sem que se altere demais a estrutura do setor. São eles a falta de recursos, a deficiência gerencial e a inadimplência. No que diz respeito à falta de recursos, é preciso reconhecer que as tarifas jamais foram capazes de remunerar as empresas por seus investimentos. Em termos gerenciais, observa-se atualmente no pessoal que vem assumindo os cargos diretivos uma carência de profissionalização na área que conduz a uma visão restrita aos horizontes exclusivos das empresas. Se existe deficiência de recursos e deficiência gerencial, caminha-se para a inadimplência. E a questão mais séria de inadimplência reclamada pelas empresas vincula-se a Itaipu, cuja tarifa, fixada em dólar, ao câmbio do dia, gera uma defasagem entre o custo anual estimado para o serviço e aquilo que as empresas têm que pagar. Mesmo trabalhando com um dólar médio em suas previsões, as empresas enfrentam déficits mensais. Cerca de 35 a 40% da energia comprada provém de Itaipu – um peso que só diminuirá com o passar dos anos. Por isso, com base na legislação atual que permite um reajuste tarifário sempre que ocorrer variação no preço da energia comprada, e considerando também a preocupação do governo em estabelecer tarifas diferenciadas, elaborei um anteprojeto de lei que cria um adicional tarifário. Em contrapartida, o anteprojeto penaliza quem não paga: o diretor da empresa torna-se penalmente imputável pelo não pagamento da conta da energia comprada.

Assim, com um reajuste tarifário a partir da variação cambial e a responsabilidade criminal dos dirigentes das empresas pelas contas não pagas, acredito que 50% dos problemas possam ser condicionados. E afastada a possibilidade de inadimplência, abre-se o espaço à criação de mecanismos que possibilitem a participação da iniciativa privada. A chamada lei Dias Leite já prevê a participação de grandes indústrias no desenvolvimento de usinas na Amazônia. Pois vamos estendê-la às regiões Sudeste e Sul. O empresário que tiver a certeza de que construindo uma usina vai vender quilowatt-hora e receber, não vacilará em participar do setor. Acredito que remédios mais simples possam produzir efeitos maiores.

José Marcondes Brito de Carvalho

Coordenador do GCOI (1974-1990)

13 de fevereiro de 2003

Gostaríamos que o senhor revisitasse um pouco da sua experiência no GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) à luz do presente.

Antes mesmo de eu deixar a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras), o Dr. José H. Rabelo, Consultor Jurídico da Empresa, em discussões internas, sempre defendia que o GCOI funcionasse como pessoa jurídica, sem fins lucrativos, o que lhe garantiria, segundo ele, um melhor funcionamento no futuro. Devo confessar que na época não me ative muito a essa idéia, tanto que, com aquela sobrecarga toda, o problema não evoluiu. Agora, surgiu o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) como sucedâneo do GCOI. E é necessário que ele exista, algum órgão tem que coordenar a operação do sistema. A única preocupação que tenho com o ONS, que não tinha no passado, é a centralização excessiva nas decisões.

O senhor acha que o GCOI era menos centralizador que o ONS?

Acho que era, porque havia mais participação das empresas nas decisões. Apesar de ter poder de veto no GCOI, raramente eu o usava, procurando o consenso. As empresas participavam mais. Hoje, pela forma de operar, a decisão é muito mais centralizada.

Têm acontecido reuniões no Conselho de Administração do ONS de que participam, das questões técnicas e das decisões, as empresas que são do Conselho. O senhor tem conhecimento disso?

Não, porque o Conselho de Administração é um órgão de administração superior. Estou falando mais do problema do dia-a-dia, da operação em tempo real, os comitês, essa é a preocupação que tenho. Outro problema que eu poderia talvez lembrar é o uso do sistema de transmissão. Na época do GCOI, começamos a levantar esse problema, porque havia casos de otimização do uso do sistema de transmissão; estudamos, então, uma forma de remunerar esse uso, mas, na ocasião, o diretor-geral do Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), o Dr. José Duarte de Magalhães, ponderou que o sistema de transmissão já estava sendo remunerado nas tarifas e que essa nossa solução não seria possível, seria uma dupla remuneração. O que fizemos para esse caso específico foi compensação de perdas: estudávamos, estabelecíamos uma perda média e havia uma compensação. O primeiro caso

GCOI

História da operação do sistema interligado nacional

de uso de sistema de transmissão remunerado separadamente pelo usuário foi o de Itaipu. Como a energia era toda de uso compulsório e o sistema de transmissão havia sido projetado basicamente para escoá-la, separamos o sistema de Itaipu do de Furnas (Furnas Centrais Elétricas) e fazíamos a remuneração separada. Foi um princípio que depois vigorou e hoje acho que essa idéia de uso de transmissão pago é interessante.

Depois que o senhor deixou a presidência da Light (Light Serviços de Eletricidade), passou a trabalhar como consultor especializado, elaborando diversos estudos técnicos e institucionais na área de energia elétrica. O senhor chegou a ter alguma participação nos estudos sobre a reestruturação do setor de energia elétrica?

Não, não participei em nada. Trabalhando como consultor hoje, evidentemente acabo me envolvendo com o ONS, com questões sobre o uso da rede básica, contrato de uso da transmissão, contrato de conexão. São estudos mais técnicos.

Muitas propostas de reforma feitas nos anos 1990 criavam entidades similares ao Operador Nacional do Sistema Elétrico e sempre apontavam para a necessidade de um operador independente do sistema, daquela sigla em inglês, o ISO (Independent System Operator). O senhor acha que no Brasil nós nos adaptamos ou encontramos uma solução peculiar, dadas as características do sistema elétrico brasileiro?

A coordenação tem que existir. Inclusive sob o ponto de vista de otimização, principalmente aqui, onde a base maior é hidrelétrica. Com longas linhas de transmissão, não há outro jeito; as usinas ficam cada vez mais distantes dos centros de carga, então tem que haver uma coordenação mesmo. A grande discussão que havia na época, sobre a qual procurava ser o mais neutro possível, era a preocupação de se dar preferência às empresas federais em prejuízo das estaduais, o que não acontecia. Depois, com a entrada de empresas privadas, com uma tendência maior de privatização, havia também uma necessidade de o ONS ser um órgão privado. Essa foi a justificativa usada. Como hoje a privatização da geração parou, não sei se alguma coisa vai ser modificada ou não. Temos que esperar um pouco para ver. Caso Furnas, Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco), Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil), Cesp (Companhia Energética de São Paulo), Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica), Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) não venham mais a ser privatizadas, deverá haver uma influência no modelo de coordenação, não na coordenação em si.

Como o senhor imagina, ou percebe, que o sistema elétrico brasileiro vai seguir, em que direção ocorrerá a sua expansão?

Uma das grandes justificativas, ou a grande desculpa, que se dava, na época, para a privatização era que o governo ou as empresas não tinham capital para fazer investimento. Mas em alguns casos foram feitas parcerias entre empresas privadas e estatais, e deu certo. Isso deveria continuar, porque as empresas privadas não têm experiência para operar grandes usinas, mas têm o capital, essa parceria funcionaria muito bem.

Pensando na base física do nosso sistema, como o senhor imagina que ele deva evoluir, a questão térmica, a questão hidrelétrica?

A hidrelétrica tem que ter preponderância sempre. A tendência natural, com o tempo, é aumentar a participação térmica à medida que vão se esgotando as fontes e ficando mais distantes. Cometeu-se um erro ao acabar com a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis). Criaram a térmica inflexível e a térmica flexível. Esta participa do rateio do combustível, aquela não. Criaram então aquele absurdo: tem água, você pode estar queimando combustível, mas está pagando, porque ela é inflexível. Este problema tem que ser repensado.

Dr. Brito, o senhor gostaria de acrescentar ou de deixar registrada mais alguma coisa?

Não, não estou vendo o que eu poderia acrescentar.

Ao historiar a criação do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) em seu livro A operação na Cesp, o senhor se refere a procedimentos de extremo autoritarismo instituídos nesse processo. Poderia concretizar esta afirmação?

Criado pela lei de Itaipu em pleno governo Emílio Garrastazu Médici, em 1973, quando não havia como se falar em democracia em nosso país, o GCOI sofreu a influência do modelo político vigente àquela época, sem paralelo histórico desde o fim da ditadura Vargas. O clima de força e extremo autoritarismo induzia as pessoas a agirem de forma autocrática, especialmente os servidores públicos, mesmo porque é muito mais fácil administrar sem a necessidade de negociar e compor, como se exige em um regime democrático. Mas os técnicos que elaboraram o projeto tentaram dar-lhe uma roupagem de legalidade e isenção, não se lhe podendo atribuir critérios de favorecimento a qualquer estado da federação. O mesmo não se pode dizer, todavia, sobre o tratamento dispensado ao governo federal, beneficiado com a centralização de poder, manifesta, por exemplo, no artigo 11 da lei de Itaipu. Esse dispositivo estabelece que as questões em torno das quais não houver unanimidade serão decididas pelo voto – um voto autoritário – da coordenação – leia-se Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) –, mesmo, eventualmente, contrariando a opinião de ampla maioria das empresas, ou seja, com um mínimo apoio.

Em que medida os técnicos das empresas e da Eletrobrás participaram da elaboração do projeto de criação do GCOI e da lei de Itaipu?

Eu pouco sei sobre esse assunto, mas arrisco-me a afirmar que a participação dos técnicos foi mais no sentido de tornar possível o funcionamento de um esquema que lhes foi previamente apontado. Acredito que já havia a determinação de que à Eletrobrás caberia a coordenação do sistema, que a compra da energia de Itaipu estava acertada e que só faltava o como para fazer esse esquema funcionar. Aí entraram os técnicos, com a sua competência, e tudo se fez.

Pode-se inferir que tais considerações não visam reduzir a importância da coordenação da operação interligada para o setor elétrico e as empresas?

Sem dúvida. Sistemas elétricos de grande porte, como o brasileiro, não podem prescindir de uma coordenação. Nos Estados Unidos, onde se operam sistemas muito grandes, as empresas privadas respectivas sempre se reuniram para, sem a interferência governamental, criar uma coordenação – o chamado *Power Pool*, que existe em diversas regiões do país e que corresponde ao que seria um GCOI regional. Agrupando até dez empresas, o modelo norte-americano do *Power Pool* é um paradigma para o GCOI, embora com diferenças institucionais marcantes. A principal delas reside no fato de não ser um organismo legalmente constituído, mas criado, espontaneamente, para atender às necessidades das empresas, possibilitando uma troca permanente de informações na busca de uma operação integrada, mais segura e econômica. No Brasil, como as empresas são governamentais, e como o GCOI nasceu numa época em que o governo federal era detentor de todo o poder, as concessões e a determinação de como se iria operar o sistema elétrico ficaram nas mãos do governo federal. Mas há outras diferenças. Nos *Power Pool* as coordenações são sempre rotativas – a cada ano ou a cada dois anos uma empresa é encarregada de exercê-la –, há locais em que se fazem eleições para isto. No Brasil, devido a um dispositivo legal, a tarefa é sempre do governo federal – da Eletrobrás. No CCON (Comitê Coordenador da Operação do Nordeste), que surgiu posteriormente, em época de abertura política, com possibilidades e condições técnicas que permitiam maior flexibilidade, e considerando-se ainda que o sistema elétrico da região não opera como o do Sul-Sudeste, instituiu-se a rotatividade na coordenação.

Como a Cesp (Centrais Elétricas de São Paulo) recebeu o projeto de Itaipu no que diz respeito à sua necessidade e à obrigatoriedade da compra futura de sua energia?

Não só a Cesp, mas todas as empresas estaduais receberam muito mal o projeto de Itaipu. Primeiro, por um fator inquestionável: há um fascínio muito grande em se fazer uma obra, dá prestígio e rende outros dividendos. Então todos são a favor das obras cujas responsabilidades assumem, mas contrários a que outros as façam. Além disso, é natural que toda empresa encarregada do suprimento de energia a uma determinada região sinta maior segurança se ela própria tiver o domínio da geração, do planejamento e de tudo o que estiver previsto para assegurar no futuro a entrega da energia ao seu consumidor. Esta é a política da Cesp, da Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), da Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica) – dotar seu estado do máximo de energia própria. Itaipu contrariava os interesses político-comerciais envolvidos, além de representar uma energia exógena. Por outro lado, planejar um sistema predominantemente hidrelétrico como o nosso é complicado, considerando-se uma economia tão pouco estável como aquela a que estamos submetidos. Países como o Japão, a Alemanha e a França podem prever um crescimento médio para o consumo de energia elétrica até o ano 2000. No Brasil já é diferente: na década de 1970, o crescimento médio do consumo de energia elétrica ultrapassava os 10%; com a recessão de

1981 a 1983, o consumo ficou próximo de zero; em 1984-1985 houve uma pequena recuperação, o consumo cresceu 3 ou 4% ao ano, e com o Plano Cruzado pulou para 10%. É uma gangorra. E agora, entre esses altos e baixos, permanece estável a cota de energia de Itaipu, cuja compra é compulsória. De um ponto de vista estritamente comercial, isto causa apreensão. Com a construção de Itaipu, São Paulo ficava obrigado a absorver 45% da energia a ser gerada pela usina, uma vez que, segundo o critério adotado para a distribuição, o rateio se faria na proporção do mercado atendido por cada estado. Tudo bem enquanto existir mercado para absorvê-la. Mas, no caso de uma recessão, como a do início dos anos 80, o que fazer com essa energia? Esse quadro só não se configurou de fato devido aos atrasos na construção de Itaipu. Não fosse isso, muitas empresas teriam de manter suas usinas paradas para absorver esta energia. Eram essas as razões da rebeldia das empresas estaduais com relação a Itaipu: algumas com conotação político-empresarial, outras com conotação técnica operacional.

Manter as usinas paradas sai mais caro do que adquirir a energia de Itaipu?

Com o critério de remuneração que ainda hoje persiste, isso não causa nenhum problema, porque as empresas são remuneradas com base no seu ativo imobilizado. Assim, poderíamos manter paradas as usinas paulistas por um ano inteiro, e ao fim desse período a Cesp receberia uma remuneração idêntica à que faria jus caso estivesse operando. Este é o critério vigente. A questão é que tal procedimento nunca foi confiável. A remuneração acaba dependendo de negociações políticas, pressões sobre o Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) e uma série de outros fatores. Era o que preocupava as empresas paulistas: mudam-se os critérios tarifários, toda a energia do estado fica sem utilização, enquanto a de Itaipu deve ser usada compulsoriamente. Se os critérios fossem seguidos com rigor, o único problema que poderia ocorrer seria de natureza operacional, isto é, a compra da energia de Itaipu poderia acarretar a não otimização dos sistemas estaduais. Mas isto seria inevitável, na medida em que Itaipu está fora do contexto do GCOI, é uma usina binacional, e cabe ao Brasil importar 50% de sua energia, conforme o tratado e a lei.

Que papel pode-se atribuir ao GCOI na interligação Sul-Sudeste?

A presença de um organismo de coordenação é indispensável num sistema interligado. Para se ter a dimensão exata do que isto representa, basta imaginar uma greve, digamos, em São Paulo. Nesse caso, caberá à coordenação – ao GCOI, no caso – alterar a forma de se operar o sistema, determinando imediatamente a diminuição da quantidade de energia fornecida pelas usinas locais a um valor que, mesmo ocorrendo um desligamento das instalações envolvidas pelo movimento, os sistemas elétricos de Minas, do Paraná etc. não sejam afetados.

Da mesma forma, quando da manifestação de qualquer problema eminentemente técnico, será a atuação da coordenação que evitará os desligamentos e a expansão das dificuldades para outras regiões.

Como as empresas administraram, no âmbito do GCOI, a questão da geração térmica durante as duas crises do petróleo, em 1974 e 1979?

Em primeiro lugar, é preciso reconhecer que não existe política governamental voltada para a geração térmica no Brasil. Também é verdade que a geração térmica não é muito necessária, uma vez que o sistema elétrico brasileiro foi projetado com base na energia hidráulica, responsável por mais de 90% da nossa geração. Assim, justifica-se a existência da geração térmica apenas como garantia em períodos de hidrologia desfavorável. Por outro lado, o custo da geração térmica é extremamente superior ao da geração hidráulica. Mesmo assim, há casos como o da Espanha, onde a geração térmica supera a hidráulica, em que pesem as possibilidades significativas de aproveitamento hidrelétrico do país. No Brasil, o governo retirou o subsídio à utilização do carvão nacional, dando margem à idéia amplamente difundida de que só se utiliza energia térmica se se quiser. Não tem sido outro o entendimento dos estados do Sudeste. A meu ver, é uma visão estreita, não é uma macrovisão, uma visão geopolítica, e pode significar o fim da indústria carbonífera do país. No campo energético, em que o governo tem uma participação fundamental, é necessário que se implemente uma política setorial vinculada a uma política maior de governo e que contemple as questões mais gerais de nossa realidade. As empresas do Sudeste, inclusive as paulistas, que dispõem de sistemas hidrelétricos bastante fortes, são rebeldes à idéia de se aproveitar o carvão; mas não aproveitá-lo pode acarretar sérios problemas econômicos para a região Sul. A política da Cesp pode até ser diferente, mas esta é a minha opinião.

Em reunião do GCOI de 4 de julho de 1986 – ano que o senhor caracterizou como atípico do ponto de vista das condições de hidraulicidade do país –, quando se debatia uma orientação governamental no sentido de que se aumentasse o consumo do carvão, o senhor comentou que isso poderia criar um precedente grave. Sua previsão se confirmou?

Não. Mas é necessário esclarecer esse episódio. Há no GCOI um grupo de estudos energéticos, coordenado pelo Celso Ferreira, responsável pela indicação das bases de trabalho em cada período. Se há excedente de água, pára-se com a produção de energia térmica; se é preciso economizar água, recomenda-se maior geração de carvão. Naquela oportunidade, a posição do ministro foi eminentemente política: contrariando uma orientação técnica, fruto do trabalho de uma equipe constituída por elementos da Eletrobrás e das empresas integrantes

do GCOI, e, por outro lado, cedendo às pressões dos carvoeiros do Sul, ele obrigou o GCOI a aprovar uma política de maior geração com carvão, absolutamente conjuntural. Não foi uma visão geopolítica. Neste caso mostrou-se patente a falha da instituição GCOI, do autoritarismo a que já me referi, da aberração do poder decisório da coordenação. A posição de São Paulo era contrária à medida, até por princípio, por não aceitarmos uma ingerência externa em nossas decisões técnicas, mas mesmo que tivéssemos convencido a grande maioria do GCOI de que estávamos certos, de nada adiantaria. Seis das empresas participantes são vinculadas à Eletrobrás e, por uma questão hierárquica, acompanham o seu voto. Não existindo unanimidade, a coordenação – da Eletrobrás – decidiria sozinha, de acordo com a orientação do ministro. O que aconteceu foi que não conseguimos convencer a todos, e aprovou-se uma solução péssima do ponto de vista técnico. Mas sobreveio a crise energética, uma falta d'água terrível, e o ministro acertou em cheio, por pura sorte. Tratou então de capitalizar os efeitos de sua decisão política, dizendo que não entendíamos nada de energia, ele sim. Só que ele atirou no que viu e acertou o que não viu.

E como o senhor avalia a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), que ainda hoje é uma questão polêmica?

A CCC é indispensável à integração das usinas térmicas ao processo da operação interligada. Sem ela, uma empresa de usinas térmicas provavelmente submeteria seus consumidores a racionamentos, pois o preço da energia que gera sai por vezes mais caro do que a tarifa paga por ela. Com a CCC, não. A usina térmica pode ter uma geração caríssima, mas, se ela é posta a serviço da segurança do sistema interligado – o que significa que a otimização da operação elétrica num sistema hidrotérmico tem esse custo –, é mais do que justo que ela seja rateada entre todos os consumidores. A CCC é uma vantagem para o conjunto das empresas e visa o benefício do conjunto dos consumidores.

Como a Cesp enfrentou o período de recessão do início da década de 1980, em que houve retração do consumo, e que atuação teve o GCOI nessa conjuntura?

O problema maior com que nos deparamos foi a sobra de energia. O setor elétrico vinha crescendo a taxas de 10 a 12% ao ano, e estava planejado para crescer nesse ritmo, quando entramos nos anos 80. Usinas cuja construção tivera início quatro ou cinco anos antes estavam entrando em operação, com aquelas perspectivas de crescimento. A sobra foi inevitável. Simultaneamente, estávamos atravessando uma grave crise na balança de pagamentos. A grande contribuição do GCOI nesse momento foi detectar toda a energia que estava sobrando no sistema e sugerir ao governo que a repassasse aos usuários a um preço altamente incentivado. Criou-se então a Epex – Energia Excedente para a Produção de Bens de

Exportação –, mediante a qual se oferecia energia a preço baratíssimo a quem fosse fabricar bens para exportação. Havia ainda a EGTD– Energia Garantida por Tempo Determinado, um mecanismo destinado a incentivar a substituição de derivados de petróleo por energia elétrica de fonte hidráulica. Com essas medidas, incrementava-se a exportação, diminuía-se a importação de petróleo e se utilizava a energia abundante.

O rateio das sobras, definido nos contratos, sempre motivou um intenso debate nas reuniões do GCOI. Na qualidade de representante da Cesp, que testemunho poderia dar a esse respeito?

Eu estive dos dois lados no GCOI, como representante da Cesp e como coordenador, e posso dizer que nesses casos há uma certa deturpação das nossas funções, uma vez que se trata de matéria de cunho eminentemente comercial. A função básica do GCOI é fazer chegar ao consumidor uma energia de boa qualidade e com confiabilidade. Ao entrar na discussão de contratos e rateio de sobras, invadimos uma área quase eminentemente financeira, penetramos num campo que não é nosso. Minha opinião é que o aprimoramento do GCOI implica a exclusão de tais discussões, que seriam levadas para outro fórum.

Quando do Plano Cruzado, que estabeleceu o congelamento das tarifas, que dificuldades o GCOI enfrentou na operação do sistema?

Nesse momento, as questões mais sérias a se enfrentar foram na área econômico-financeira, o que, repito, não é responsabilidade precípua do GCOI, e sim do Dnaee, embora tenha reflexos no seu trabalho. Afeta o programa de obras, de cuja execução decorre um maior número de instalações à disposição do sistema. Por exemplo, há dois anos já devia estar pronta a subestação de São José, essencial ao abastecimento do Rio de Janeiro – sua inauguração postergada acarreta sérios riscos para o estado. Quando não se tem tarifa, e por consequência, falta dinheiro às empresas, a área fica sob risco, exigindo do GCOI medidas corretivas que funcionam como paliativos enquanto a situação de crise persiste e as unidades não entram em operação. A manutenção das instalações também é afetada pela falta de dinheiro, e muitas empresas chegam a operar com número reduzido de geradores ou com equipamentos danificados, porque não há recursos para consertá-los ou substituí-los.

Partiu da Cesp uma das resistências mais fortes ao projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada). Por quê?

Não só a Cesp, pelo seu porte, como as demais empresas estaduais contestaram o projeto Sinsc por uma questão de princípio, por considerarem que ele viria a reforçar o poder

excessivamente centralizador que a Eletrobrás já exercia sobre o sistema. Quando se fala hoje em mudanças no modelo institucional do setor elétrico, o que todos os projetos prevêem, mesmo aqueles oriundos da área federal, é a desmobilização operacional da Eletrobrás. A meu ver, a Eletrobrás deveria transformar-se num agente financiador, uma *holding*, assumindo no setor uma responsabilidade superior à das empresas operacionais, deixando a estas a atribuição de operar o sistema, o que é a expectativa e o anseio de todas.

Por que a demora de dez anos para a implantação do projeto?

A demora decorreu simplesmente de problemas técnicos de instalação. O projeto da Cesp, sem nenhuma objeção, também está levando dez anos para se implantar. Para tranquilidade nossa, isso não ocorre apenas no Brasil; no exterior é a mesma coisa. Acaba-se de implantar um projeto, e já se anuncia um novo projeto de supervisão. A tecnologia evolui tão rapidamente que, já em fase adiantada de andamento de um projeto, as empresas se sentem tentadas a reformulá-lo. E ainda que não caiam na tentação, sua construção demora, em decorrência da sofisticação tecnológica.

Haveria alguma particularidade a destacar na trajetória da Cesp no GCOI?

A Cesp é uma empresa de porte muito grande, comparativamente às demais empresas do setor, principalmente as estaduais. É uma empresa do porte de Furnas (Furnas Centrais Elétricas), com a característica adicional de atuar também na área de distribuição. Esses aspectos já criam naturalmente uma certa diferenciação. Por outro lado, São Paulo é um estado com tradição de rebeldia frente ao poder central e detentor de enorme poder econômico – há regiões paulistas com renda *per capita* superior à de alguns países europeus. Tudo isso induz a um ânimo prepotente muito acentuado. Eu sou mineiro e, embora esteja há vinte anos em São Paulo, posso falar com imparcialidade. Muitas vezes defendi posições no GCOI em benefício de todos e, no entanto, só porque a idéia partia de São Paulo, encontrava objeções. Mesmo no contexto mais amplo do setor elétrico, foram muitas as ocasiões em que se tornou necessário que outros estados negociassem nossas posições a fim de lhes assegurar trânsito fácil em nível nacional. Há, sem dúvida, uma forte desconfiança em relação a São Paulo, alimentada pela prepotência de quem detém um inegável poderio econômico. É um processo de mão dupla que só mais tarde se verá o quanto prejudicou o país.

No que diz respeito aos recursos destinados ao sistema interligado no período de 1969 a 1989, houve uma distribuição equânime entre as áreas de geração e transmissão?

Houve um blecaute em 1978, outro em 1985, mas quando se fala em blecaute, todos se lembram do que ocorreu entre os dois, em 18 de abril de 1984, causado fundamentalmente pela falta de uma linha de transmissão no estado de Minas Gerais. Comentou-se, na ocasião, que os empreiteiros, com todo o seu poder econômico, induziam ao desvio do dinheiro para a construção de usinas, desprezando a instalação de linhas de transmissão. Eu não seria tão enfático. Naquela ocasião houve um atraso numa linha da Cemig, mas houve períodos em que o sistema de geração apresentava deficiências maiores que o de transmissão. A meu ver, pode-se afirmar com segurança que os investimentos em geração, transmissão e também em distribuição foram todos alocados apropriadamente ao longo desses vinte anos, não incidindo preferencialmente sobre qualquer área preconceitos que resultassem em prejuízo ou favorecimento.

Como se integra o planejamento da Eletrobrás, na área de geração, e o do GCOI, na área de operação, considerando que até 1982 o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos) não existia, mas as atividades já se desenvolviam?

Existe atualmente um perfeito entrosamento entre o planejamento da expansão do sistema, sob a responsabilidade do GCPS, e o de curto prazo, a cargo do GCOI. Em que pesem algumas divergências técnicas, os critérios são mais ou menos uniformes. As dificuldades que surgem se devem ao fato de o planejamento ser muito mais suscetível a pressões de natureza extra-setor do que a operação do sistema. Porque é no planejamento que se define que usina vai ser feita e quem vai fazê-la. As pressões, que às vezes podem ser consideradas até legítimas, são tremendas. Itaipu foi uma imposição legítima, sob certos aspectos. O programa nuclear foi outra, talvez sem a mesma legitimidade, mas o setor elétrico foi obrigado a absorvê-lo da mesma forma. Há obras que são executadas fora dos melhores critérios de planejamento e, quando chega a hora de operá-las, constata-se que aquela não era a instalação que deveria ter sido feita. Mas, no estrito âmbito técnico, o entrosamento entre o GCPS e o GCOI é muito bom.

Quais as perspectivas do sistema interligado brasileiro?

Estamos com investimentos parados há muito tempo. Nessas condições, o setor elétrico só poderia ser salvo por uma recessão, se ele próprio não acabasse provocando uma recessão. A frase é do Oswaldo Baumgarten, e ele acertou em cheio. Principalmente no que diz respeito ao setor Sul-Sudeste, é esta brutal recessão que está nos salvando, pois as obras foram paralisadas. Eu imagino que a retomada do desenvolvimento possa se dar a qualquer instante, e a preocupação do governo em recuperar as tarifas pode estar apontando nesse sentido. Isso é tão indispensável quanto a reformulação do modelo institucional, e ainda, uma reforma

administrativa do setor. (E que não se confunda reforma administrativa com demissão de pessoal.). No final dos anos 70, o Brasil era um dos países tecnologicamente mais preparados do mundo no campo da energia elétrica, e estamos regredindo ao nível dos países subdesenvolvidos. Uma reforma administrativa teria de prever a solução de problemas decorrentes de novas tecnologias que não chegam até nós desde o início da década de 1980. Será preciso uma pressão social muito forte para a retomada do desenvolvimento do setor elétrico. Ou, talvez, uma crise energética que atinja os grandes centros. Juscelino Kubitschek de Oliveira ganhou a eleição de 1955 com o lema “energia e transporte”. Hoje, com energia abundante, os políticos perderam o interesse e a sociedade parece despreocupada. Minha visão é de que vamos viver uma década de crise que, ao mesmo tempo, irá marcar o início da recuperação do setor. A energia elétrica vai voltar a ser prioridade.

Entre as propostas apresentadas para a reformulação institucional do setor elétrico, destaca-se o projeto da chamada Ense (Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica), do Dr. Armando Araújo. Em que aspectos a criação de uma empresa desse tipo poderia afetar a operação interligada?

Em 1981, quando era consultor do BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento), o Mario Penna Bhering já dizia que a reforma institucional do setor elétrico se fazia indispensável. Mais recentemente, há três anos, foi detonado um processo muito interessante, o Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico), que envolveu cerca de trezentos profissionais do setor altamente qualificados e que produziu resultados bastante positivos. Além de recompor a história do setor, que andava esparsa, o grupo produziu um diagnóstico da conjuntura mais recente. Mas esse trabalho foi paralisado, abrindo-se campo para uma fase individualista, em que pessoas e entidades, isoladamente, começaram a elaborar modelos, às vezes a portas fechadas, apresentando-os à sociedade como a salvação do setor elétrico. Acho que a não continuidade do Revise constituiu-se num erro básico. Apesar disso, os modelos apresentados têm sua lógica, sua razão, são bem elaborados, mas apresentam uma falha fundamental: não atingem o ponto fulcral da questão, que é dar soluções aos problemas emergenciais que o setor está vivendo. Na verdade, não é função dos modelos resolver problemas imediatos. Mas de nada adianta ter modelos muito bonitos, se os problemas persistem. Sua resolução deve ser prioritária e anteceder à elaboração de um modelo que se localize no espaço do seu tempo. No caso do projeto citado, prever a criação de uma nova empresa pode ser pertinente no contexto do modelo proposto, mas é andar na contra-mão da história. E isto significa que as forças representativas da sociedade não o irão aprovar. Falar em criação de uma empresa federal, hoje, é contrariar o que se está fazendo. A meu ver, é nesse aspecto que reside a maior falha comum a todos os modelos: sua implementação não se faz acompanhar de um processo político adequado de negociação, de convencimento. Está se perdendo de vista o momento histórico.

Lindolfo Ernesto Paixão

Coordenador do GCOI (1990-1991)
24 de janeiro de 2003

Dr. Paixão, em julho de 1996, o senhor assumiu a coordenação do chamado Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, projeto RE-SEB, tendo como missão promover a cooperação e a discussão entre os consultores internacionais e técnicos nacionais em torno da definição do novo modelo institucional. Em seu livro, Memórias do Projeto RE-SEB, o senhor afirma que o projeto nasceu desacreditado. Gostaria que o senhor comentasse, inicialmente, esse ponto.

De fato, o livro menciona essa expressão e até expressões mais duras com relação ao descrédito que havia, naquela ocasião, com relação ao projeto RE-SEB, que começou em agosto de 1996. O fundamento básico para esse descrédito é que já se havia detectado a necessidade de fazer uma reestruturação do setor elétrico aqui no Brasil, há 15 anos pelo menos. Em 1982, quando trabalhava no Peru, já se alertava para isso, pois, o modelo então vigente já havia cumprido a missão de colocar energia em praticamente todas as cidades brasileiras, desenvolver tecnicamente o setor, criar uma indústria elétrica importante dentro do país, desenvolver empresas de construção e projetos e outras atividades correlatas. É bom lembrar que o Brasil, até o início dos anos 60, era um importador de tudo. Para qualquer usina hidrelétrica que se fosse fazer, importava-se o projeto, engenheiros para administrar a obra, os equipamentos e até os empreiteiros. Já no início dos anos 80, o Brasil era exportador de tudo isso. Já fabricava todos os equipamentos necessários e os empreiteiros brasileiros estavam na África, na América do Sul, em Portugal, em outros países. Enfim, o Brasil tinha deixado de ser um importador de bens e serviços, que era no início dos anos 60, e, vinte anos depois, já era um exportador. Com relação ao modelo setorial, duas tentativas muito fortes haviam sido feitas, até se chegar ao projeto RE-SEB. Uma foi o projeto Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico), desenvolvido mais ou menos em 1986, 1987, sob a coordenação da própria Eletrobrás, cujo coordenador era o Carlos Alberto Pádua Amarante, então diretor da empresa *holding*. E o projeto Revise, naquela ocasião, fez um belo trabalho de coleta de dados e também de diagnóstico do setor elétrico. Mas, parou aí. Em 1992, o Ministério de Infra-estrutura, através da sua Secretaria Nacional de Energia, anunciou um projeto, mas esse morreu num estágio muito anterior ao do Revise, não chegou nem mesmo a fazer um diagnóstico setorial. Assim, quando começou o projeto RE-SEB, como houvera duas experiências negativas relativamente recentes, há menos de dez anos, criou-se uma expectativa negativa muito grande. Era, até certo ponto, justificável o descrédito da sociedade. Por outro lado, deve-se mencionar que, naquela ocasião, se

GCOI

História da operação do sistema interligado nacional

imaginava que esta reestruturação viesse criar possibilidades para a iniciativa privada participar do setor, o que provocou uma rebeldia natural à idéia de mudar. Alguns chamam a isso corporativismo, mas acho que são lutas pessoais, íntimas, que é uma característica do ser humano.

A idéia de que os técnicos e dirigentes do setor se reunissem e dali houvesse uma convergência para definição de um novo modelo, tendo em vista as experiências dos projetos anteriores, não era vista assim com muita credibilidade?

Exatamente. Tanto que algumas instituições, que tinham uma perspectiva mais favorável com relação a um setor mais competitivo, se fizeram representar desde o início de uma forma muito forte e ativa.

Quais seriam essas empresas?

Por exemplo: o BNDES é uma instituição totalmente engajada no processo, que colocou, desde o início, pessoas da melhor qualidade, colaborando ativamente para que desse certo. O BNDES tinha uma crença de que aquele era um bom caminho. E outras empresas que estavam tendo administrações modernas na época, como a Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica) e a Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas), para ficar em apenas duas de muitas. O macro processo como um todo, infelizmente, juntou reestruturação, criação do órgão regulador e privatização, ao mesmo tempo. Ao passo que no mundo isso acontece sempre numa ordem muito clara: reestrutura-se um setor, cria-se um órgão regulador e depois privatiza-se. Nós fizemos tudo de uma vez só. Vieram as empresas de fora, na maioria americanas, que viam naquela oportunidade uma expectativa de o país partir para um mercado competitivo. Essas empresas deram um apoio muito grande naquele momento, pois consideravam o processo muito importante, ao passo que algumas estatais, mais tradicionais e mais fortes, aderiram ao projeto de forma muito lenta.

A Cesp (Centrais Elétricas de São Paulo) parece que aderiu bem mais tarde?

A Cesp praticamente nem aderiu. No final das contas foi uma das grandes beneficiadas com aquele projeto, porque ninguém nesse país vendeu tão bem seus ativos. Por isso o Estado de São Paulo é hoje extremamente saudável, porque soube aplicar bem esse dinheiro. Estava com um governo muito sério, do Mário Covas Júnior, logo depois veio o Geraldo José Rodrigues Alkimin Filho, também muito sério, e todo aquele dinheiro arrecadado com venda de ativos de energia elétrica foi transformado em obras magníficas: um sistema viário equivalente ao de qualquer país da Europa, um sistema estadual de saúde muito bem equipado. A sustentação

do projeto RE-SEB acabou gerando confiança nos investidores. A Cesp foi dividida em quatro empresas e três foram muito bem vendidas. Apesar de ter menosprezado o projeto RE-SEB, o Estado de São Paulo foi quem mais lucrou com ele. A Eletropaulo e a CPFL também passaram para mãos privadas, e estão com grande ágio na venda.

Quais os principais debates no âmbito do projeto RE-SEB sobre os princípios básicos de criação e funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)?

O ONS era um organismo previsto para ser independente e já respaldado por uma experiência de 25 anos de sucesso do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). As discussões em torno do ONS foram sempre muito menores do que aquelas em torno da criação do MAE (Mercado Atacadista de Energia), porque o ONS não era novo. O ponto que sempre gerou dúvida era com relação ao processo de contabilização e liquidação feito no mercado atacadista. Naquela época era defendido por alguns, que esse processo pudesse continuar sendo feito no ONS; continuar porque uma parte dele, de contratos, era feita no GCOI. Mas acabou prevalecendo a idéia de que o Operador Nacional do Sistema, sendo um órgão de operação, não deveria ter vínculos com dinheiro e que toda a parte comercial deveria ser feita dentro do Mercado. Eu diria que essa foi a principal discussão envolvendo o ONS.

As outras discussões sobre a existência de um operador nacional ou de operadores regionais não eram tão decisivas assim?

A dúvida maior era: criava-se um operador nacional do sistema único ou criavam-se dois ou mais operadores. Apesar de ter havido discussões nesse campo, logo se chegou a uma solução simples, fazer-se um operador único com centros regionais, um no Nordeste, outro no Sul, outro no Sudeste.

Foi publicada uma matéria na Gazeta Mercantil, do jornalista Maurício Correia, em que se reproduz uma declaração do engenheiro Carlos Ribeiro, que critica a concepção de que o operador seria muito rígido, baseado no pressuposto de que houvesse concorrência na operação.

A concepção do Carlos Ribeiro, na época, era exatamente essa, uma operação muito centralizada nas mãos do ONS (o *tight pool*). E, naquela ocasião, ele era o responsável pela operação da Cesp, o principal advogado anti-modelo. Na visão dele, a operação devia ser a mais liberada possível para as diversas empresas. O ONS deveria ter uma participação mais de coordenação e deixar grande parte das atividades de operação nas mãos de cada uma das grandes empresas, estruturadas para isso. Em verdade, a ONS acabou centralizando um pouco

mais do que o GCOI. E o Carlos achava que o GCOI já era centralizado demais. Seguramente, hoje ele diz que o projeto RE-SEB estava certo nisso, porque a operação é extremamente delicada e a coordenação única é conveniente. Hoje, isso não é feito nem a nível de país mais, há vinte e tantos anos a Europa já tem um centro europeu coordenador da operação. É assim aqui no Brasil, já todo interligado desde 1998, e atualmente sob coordenação única, a que estão vinculadas a otimização e a segurança do sistema. E o Carlos Ribeiro, diretor do ONS, é um dos principais responsáveis pelo sucesso da decisão então tomada.

O senhor concorda com a avaliação de que a versão original do relatório apresentado pelos consultores estrangeiros foi excessivamente calcada no modelo de competição baseado na geração termelétrica dominante nos países desenvolvidos?

Na proposta preliminar para discussão, contendo as opções e os pontos de vista iniciais deles, é claro que havia isso. Daí a importância da presença dos técnicos brasileiros ressaltando a diferença de um sistema hidrelétrico, pois eles eram especialistas em modelos estruturais para sistemas termelétricos e não em sistemas hidrelétricos. E essa estruturação do RE-SEB foi muito feliz porque conseguiu fazer esse equilíbrio: pegou-se o *know how* dos consultores ingleses e a experiência que os profissionais brasileiros tinham no setor.

Na Noruega e no Canadá, durante o inverno, quando boa parte dessa água congela, entra em ação uma base térmica?

É. Eles têm que ter essa complementação de uma forma muito mais aguda do que nós aqui, que temos essa verdadeira dívida que é a possibilidade de construir hidrelétricas, que produzem uma energia limpa. As próprias construções de usinas propiciam pólos de desenvolvimento, além de gerar empregos, embora temporários. Movimentam a economia de regiões distantes. A hidreletricidade tem uma série de vantagens, mas tem esse componente complicado que é a aleatoriedade das chuvas. E lá, no hemisfério norte, o impacto permanente é maior que aqui. Tem uma certa fase da operação do ano que as águas estão congeladas.

Por que o ONS foi concebido como uma entidade privada e não pública?

O Estado queria se desvincular das atividades produtivas e ter uma vinculação mais próxima com as de caráter social – saúde, educação etc. Pensava-se, naquela época, em transferir toda a construção e operação da infra-estrutura nacional para a iniciativa privada. Assim aconteceu com a petroquímica, com a siderurgia e, paralelamente, com a telefonia e a energia elétrica. A idéia era o Estado se afastar dessas atividades e os donos serem agentes privados. No caso do setor elétrico, nada mais lógico que eles mesmos administrassem a operação do

sistema, pois a responsabilidade direta era deles. A idéia que se tinha naquela ocasião era que todas as atividades que não fossem estritamente de regulação e fiscalização poderiam ficar com a iniciativa privada. Não tinha porquê o governo fazer a operação de um sistema privado. A verdade é que a natureza do ONS é tal que lhe permite trabalhar bem como entidade pública ou privada. É mais técnico-operacional, não mexe com dinheiro, é uma entidade não lucrativa.

Será correto considerar que a nova legislação determinou que o ONS realizasse a operação do sistema interligado nacional da mesma forma que o GCOI, isto é, de forma centralizada, com o objetivo de diminuir os custos operativos totais?

Eu acho que sim. Num sistema com a natureza do nosso, de base hidrelétrica, não há muito como fugir disto. O ONS é, de fato, uma continuação do GCOI. Tem os aprimoramentos naturais, tem maior facilidade de recursos do que tinha o GCOI, que, no final, era um organismo coordenado pela Eletrobrás, composto por empresas, todas públicas e, no final, todas quebradas. Hoje, em tese, há mais recursos e mais facilidade de se mexer com esses recursos para aprimorar a operação do ONS. Só não saberia dizer se isso está sendo assim aproveitado. A sociedade, ou as pessoas de certa forma ligadas ao setor elétrico, não sentiu grande impacto com a mudança de GCOI para ONS.

O ONS é um sucessor do GCOI, investido de novas funções, em particular a administração dos serviços de transmissão de energia, incluindo as regras de integração de novas instalações da rede básica de transmissão, contabilização e cobrança de encargos de transmissão e serviços. Por que o ONS assumiu essas novas funções?

Porque antes todas as atividades de um mercado, que na prática não existia, eram gerir contratos bem definidos. Um setor elétrico existe para colocar energia nas casas dos indivíduos. Para isso, você tem que ter um grupo que gera, outro que transmite, outro que distribui energia elétrica e, ainda hoje, esse mesmo grupo que distribui energia nas cidades é aquele que a comercializa com os usuários finais. Isso era assim em 1950 e vai ser assim em 2050. Na atividade de geração, o que mudou foi que agora se pode ter um produtor independente de energia, não ter tarifas reguladas e haver uma disputa para a venda de energia. No sistema de transmissão não mudou absolutamente nada, continua sendo remunerado com base em seus ativos. Na parte de distribuição nas cidades, idem. É monopólio natural, como a transmissão, e tem uma tarifa que é fixada pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica). E na parte de comercialização há uma disputa cada vez maior por consumidores. Criou-se a figura do comercializador, que não possui ativo, compra energia de um gerador e vai vendê-la para um consumidor. Há também uma parte de operação e comercialização da energia em grosso, que faz a operação das grandes linhas, otimiza os rios, as usinas. E outra, dos grandes contratos

de energia entre empresas. Isso existia há vinte, trinta, cinquenta anos e vai existir daqui a vinte, trinta anos. Só que era dentro do GCOI, agora, uma parte foi para o Operador Nacional e outra para o Mercado. Este tem que cuidar de competição, contabilização e liquidação de recursos, de tudo que disser respeito à geração e comercialização. O que for atividade de distribuição dentro das cidades fica com cada concessionária e a rede básica de transmissão fica com o ONS. Como o ONS precisa de recursos para fazer isso, decidiu-se pela cobrança de tarifa. Criou-se também a figura do encargo de serviços de sistema, que é uma evolução desse modelo, para os casos em que uma usina entra para melhorar as condições do sistema, às vezes sem gerar energia ativa.

Qual a importância do livre acesso à rede de transmissão no modelo concorrencial do setor de energia elétrica?

Em verdade, a idéia parte do princípio de que, no mercado de energia elétrica, que é onde existe a competição, não existem santos, e sim gente querendo ganhar dinheiro. Você pode construir uma usina, num determinado lugar, para escoar sua energia, uma usina de que o país precisa, só que você não tem recursos para, ou empresarialmente não lhe é conveniente, construir uma linha de transmissão. Com o livre acesso, todos aqueles que possuem sistema de transmissão são obrigados, mediante um pagamento de uma taxa justa, fixada pela Aneel, a deixar que outros trafeguem com sua energia para atender um consumidor. Por exemplo, digamos que no Paraná haja um rio com uma possibilidade maravilhosa de aproveitamento hidrelétrico, mas que toda a carga da região já esteja sendo suprida. Em Minas Gerais, por outro lado, há uma região, no Triângulo Mineiro, que não está sendo atendida, tem linhas de transmissão, mas ninguém se interessa em chegar lá. Constrói-se então uma usina no Paraná e com o livre acesso pelo sistema de transmissão, a energia acaba chegando ao seu destino. Assim foi possível evitar reservas de mercado com prejuízo para a população. Se a Cesp, por exemplo, não deixasse a energia passar porque, daí a cinco anos iria construir uma usina, para a qual ainda estava captando recursos, outro poderia oferecer sua energia, ainda que por um preço muito mais alto, para o consumidor eventualmente interessado. O livre acesso gerou assim, naturalmente, a possibilidade de concorrência.

Quem é que assegura que a rede de transmissão da Cesp tem capacidade de ser utilizada para a transmissão dessa energia do Paraná, de acordo com esse exemplo fictício que o sr. colocou?

O ONS. É um exemplo fictício, mas é exatamente isso. A Aneel tem todas as informações dessas redes de transmissão. Se essa empresa do Paraná quiser vender aquela energia, vai pedir à Cesp licença para passar. Se houver recusa, ela pode ir à Aneel e dizer: "ele está me

impedindo de passar, diz que não comporta." O ONS vai estudar se essa energia pode trafegar por ali e, eventualmente, obrigar a liberação da linha de transmissão. A distribuição de fluxo de energia é que vai determinar se é viável. O ONS estuda e determina.

Como o sr. avalia a atuação do ONS desde sua constituição em 1998, notadamente na conjuntura crítica do racionamento em 2001?

A operação que o ONS faz é inquestionavelmente de qualidade. O Brasil se aprimorou muito em operação de sistema. Com relação ao racionamento de 2001, fiz uma única crítica que repito: quando se avizinhava a crise, o ONS deveria, contra o próprio governo, ter se manifestado publicamente de uma forma muito incisiva, com dados objetivos: "estamos às portas de uma grande crise, não há como evitá-la. O que nós temos que ver é como minimizá-la." Fomos levados à crise energética por uma série de falhas, mas nós a administramos muito bem. Exemplo mundial hoje, aliás. No entanto, se tivéssemos antecipado o anúncio seis meses, não teríamos tido uma crise daquele porte.

O Dr. Mário Fernando de Melo Santos diz que, no final de 2000, a situação dos reservatórios era muito melhor que no final de 1999, mas que foram surpreendidos pela falta de chuvas nos primeiros meses de 2001. Assim que se evidenciou a necessidade do racionamento, uma nota técnica do ONS colocou claramente que haveria racionamento. Agora, o senhor falou em seis meses. Essa discussão dá panos para mangas?

Sim, sem dúvida. Você tomar uma decisão de racionamento antes do período chuvoso é muito complicado. Falo hoje de uma posição confortável, sentado numa poltrona. Não sei se estivesse lá qual teria sido a minha ação. O ONS era só o veículo para chegar com a informação. O próprio governo já deveria estar tomando ações não agressivas. Por exemplo, uma campanha publicitária, conduzida de forma competente, poderia ter minimizado o que veio a acontecer depois, com os cortes de energia. A economia de energia que a sociedade fez durante a crise poderia estar sendo feita desde aquele setembro. Inclusive, defendo o antigo presidente da República quando disse que não sabia do tamanho da crise. Se soubesse, certamente teria determinado providências.

Como o sr. avalia as dificuldades de funcionamento do Mercado Atacadista de Energia e qual o balanço de sua atuação como presidente do Conselho de Administração do MAE no ano de 2002?

O MAE, o ambiente virtual onde ocorrem as negociações de energia, hoje é uma instituição adimplente. O problema é que se confunde muito o que é de sua responsabilidade com o que

não é. Hoje, a sua maior responsabilidade é contabilizar e liquidar toda a energia de curto prazo que foi transacionada. Fazer com que todos paguem a energia negociada. Existem várias outras atividades, mas essa é a básica, a mais importante. Quando foi instituído, em 1º de março de 2002, substituindo a estrutura antiga, nunca se tinha feito uma contabilização. Não existiam regras definidas e todo o sistema computacional necessitava de adaptação. Não estavam definidos os procedimentos para liquidação dos pagamentos, fase seguinte à contabilização. Nós tivemos que contratar gente, fazer as regras, fazer adaptação do nosso sistema computacional; em julho, começamos a contabilização, tivemos muitos problemas, de necessidades emergentes. Mas chegamos a 31 de dezembro com todo o sistema computacional ajustado, todas as regras aprovadas em audiência pública e publicadas, toda a contabilização em dia. Ontem, 23 de janeiro, nós soltamos a contabilização do mês de dezembro. Aconteceu também que se tinha juntado muito dinheiro, porque não se estava pagando desde setembro de 2000. As empresas devedoras procuraram, algumas de forma ética, outras de forma menos ética, bombardear o processo, para que ele não ocorresse. Hoje, ainda temos 25 ações na justiça contra essa liquidação. Mas a razão dessas ações, em verdade, é que as empresas estavam sem dinheiro, e não porque o processo estivesse errado. Tanto que, de vinte e tantas liminares, só não conseguimos cassar duas. Juntou-se a isso o momento político, de transição para o governo novo. Houve empréstimo do BNDES para que se pagasse essas dívidas aqui no MAE. Apesar de tudo isso – liminares, dificuldades, conseguimos, no dia 31 de dezembro, último dia do ano, fazer 50% da liquidação, valor que foi um acordo entre governos. Os dois governos acordaram assim: vamos fazer só 50% agora e vamos fazer uma auditoria.

Governo Fernando Henrique e governo de transição?

Sim. Liquidamos 50%, até o mês de setembro de 2002. Terça-feira agora, que é dia 25, estaremos fazendo outubro, 15 dias depois, que é 11 de fevereiro, faremos novembro e 25 de fevereiro, dezembro. Absolutamente quites em todas as responsabilidades. Se tem hoje um organismo, no setor elétrico, que pode se dizer com 100% de performance, é o MAE. Quanto à questão de o preço MAE ser muito volátil, realmente isto deveria ser estudado para se tentar melhorar essa situação, que é terrível para o investidor. Não percebemos isso na época do projeto do modelo, mas essa reavaliação já devia ter sido feita. O governo, desde a crise 2001-2002, praticamente assumiu esta missão.

O ONS também tem uma participação na definição desse preço muito volátil?

O ONS tem um programa computacional, chamado *Newave*, que recebe das usinas todos os dados de operação do sistema, e gera uma informação com base nesses dados; isso cai aqui dentro do mercado, que usa uma regra definida, aprovada em audiência pública pela Aneel e

gera um preço. O ONS é um municizador. Algumas vezes se fazem críticas com relação à volatilidade dos preços, critica-se, em decorrência, o *Newave*, ou o novo programa *Decomp*, mas isso é uma característica do sistema. Outro dia eu até dei uma entrevista no jornal, e me foi questionado se achávamos que realmente a formação de preços carecia de uma melhoria. E eu fui enfático: sim, precisa sim! Há muitos anos se discute isso, principalmente depois do racionamento, quando os preços chegaram àquele valor elevadíssimo. Mas não é fácil resolver esta questão. Ela está atrelada à condição de termos um sistema, basicamente, hidráulico.

O acordo do MAE foi assinado em agosto de 1998, não foi?

Foi. No último dia, pus uma cláusula no acordo para que fosse revisto no período máximo de doze e quinze meses, mas isso nunca aconteceu. Mas é preciso discutir com eficácia, fazer as coisas acontecerem. Já estamos discutindo formação de preços há dois anos, desde abril de 2001 e não temos nada ainda definido. Carece uma revisão do setor, não para jogar fora o que se fez com requinte, mas para aprimorar, isto sim, é absolutamente indispensável, até porque há muitos erros que precisam ser corrigidos. Foram fruto da inexperiência, muitas vezes até da nossa própria incompetência específica em determinados casos.

Que perspectivas o sr. antevê para o ONS e para a operação do sistema elétrico nacional?

Toda a perspectiva que vejo com relação à operação do sistema é positiva. É uma curva ascendente de performance. A operação do sistema hoje se faz de uma forma mais segura e competente do que se fazia há cinco anos, que já era mais competente do que há dez e assim por diante. Você está com um sistema muito mais complexo hoje e também mais seguro. E os desacertos que se enfrentam são muito pequenos em termos de operação do sistema. Estou há 37 anos trabalhando no setor de energia elétrica, me lembro do que fazíamos há 25 anos, há 15 e vejo o que se faz hoje na operação, é de qualidade superior.

Um ponto não está muito claro: as perspectivas para o desenvolvimento do sistema elétrico interligado brasileiro. Já há estudos prospectivos do desenvolvimento das interligações...

O ONS vem sempre passando por processos de evolução tecnológica naturais e empurrados pelo crescimento do mercado. Por exemplo, estamos hoje com interligações Norte e Nordeste, Sul e Sudeste. São linhas extensas. As operações de linhas de transmissão ou de sistemas de transmissão, nessas situações, são extremamente complexas. Vou relatar um episódio aqui como demonstração de dificuldades adicionais que se tem na operação do sistema. Quando houve o primeiro grande blecaute da nossa era contemporânea, em 18 de abril de 1984,

enquanto todos os estados normalizavam o abastecimento de energia e o Estado de São Paulo já estava normalizado, não conseguíamos fazer o mesmo com a cidade de São Paulo. Por quê? Por fenômenos elétricos ligados à capacitância dos cabos elétricos. A gente injetava tensão no centro da cidade e, automaticamente, derrubava-se tudo que estava ligado aqui na cidade. Era uma condição surgida de um fenômeno que para nós era desconhecido naquela época, a grande capacitância existente entre os cabos elétricos subterrâneos. A Eletropaulo, para se defender desse tipo de problema, fez outras subestações, diminuiu o número de cabos, fez caminhos adicionais, pôs componentes para minimizar os efeitos. Com a extensão dos sistemas elétricos, o ONS vai passar por processos desses, por situações imprevistas. Aliás, se analisarmos friamente, metade dos blecautes, das grandes ocorrências, resultaram de problemas ainda desconhecidos, que foram corrigidos e que acabaram gerando uma melhoria operacional. A sociedade está cada vez mais exigente e até o próprio órgão regulador, em decorrência disso, está exigente com a performance dos organismos como o ONS. Deve haver, então, e seguramente haverá, um processo de antecipação desses eventos e preparação do pessoal para impedir que novas condições do sistema acabem sendo descobertas durante episódios negativos. Hoje, por exemplo, a ONS tem uma atenção muito grande em dia dos grandes jogos de futebol.

É. O GCOI também tinha essa preocupação.

E tem que ser assim porque a exigência de qualidade hoje é muito grande. Há vinte anos, a gente que operava o sistema tinha uma preocupação muito relativa com os fatos novos, você queria operar o sistema bem, do jeito que ele estava ali. Se houvesse uma pane, você ia lá e cuidava. Sem maiores repercussões. Porque a sociedade tinha outro tipo de demanda de energia elétrica. Hoje, se você deixar São Paulo sem energia por duas horas, haverá uma repercussão enorme. E repercussão real, quer dizer, com prejuízo efetivo. A Aneel aprovou e hoje você recebe na sua conta de luz os direitos do consumidor de energia elétrica.

O sr. gostaria de acrescentar algum ponto, fazer mais algum comentário?

Não, acho que dentro do espírito do que você veio buscar, foi bem coberto, as perguntas foram muito bem feitas. Acho que dá para fazer uma boa reportagem, uma edição boa.

Eu queria agradecer ao sr. por mais esse depoimento.

Espero ter atendido ao que vocês precisam.

Qual a importância da coordenação da operação interligada para o setor elétrico e para as empresas que o integram?

O Brasil tem um sistema basicamente hidrelétrico, com pequena complementação térmica, operado de forma a minimizar o vertimento de água e a abater o custo médio da geração. Este é um dos argumentos fundamentais para a coordenação ampla da operação interligada, pois ela reduz os investimentos na geração e na transmissão, e esse sistema, embora constituído por vários proprietários, é operado como uma única empresa. A coordenação é necessariamente forte porque no Brasil existem muitos rios com usinas em cascata, pertencentes a empresas diversas, exigindo coordenação perfeita de sua operação para que o todo não seja prejudicado por interesses particulares.

Tendo participado da formação do CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada), que depoimento poderia nos dar sobre este processo? E quais foram os fatores que levaram à substituição do CCOI pelo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada)?

Ingressei na Eletrobrás em 1968, integrando-me, de início, ao grupo Caeeb-Meco (Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras-Montreal Engineering Company), na área de planejamento. No final do ano seguinte, as empresas criaram o CCOI e, na mesma ocasião, a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) criou o Decs (Departamento de Coordenação de Sistemas) para acompanhar os trabalhos do CCOI. Fui deslocado para iniciar esse departamento, cujo titular era o doutor Heribert Johann Katzer, com a participação também do Benjamim Berzon, e tive oportunidade de trabalhar em vários grupos e subcomitês. Posteriormente, assumi a chefia do departamento, representando a Eletrobrás no CCOI. Em 1973, na criação do GCOI, o Decs já contava com cerca de 70 pessoas, em sua maioria técnicos especializados na área de operação. A época mais marcante, para mim, foi a da seca entre o fim de 1970 e o princípio de 1971. As chuvas atrasaram. Em dezembro e janeiro, praticamente não choveu, o que levou o setor a debater o acionamento das térmicas. Naquela ocasião, a coordenação do CCOI era fraca. As térmicas estavam localizadas em Santa Cruz, no Rio, pertencente a Furnas (Furnas Centrais Elétricas), e em Piratininga, São Paulo, propriedade da Light São Paulo. Furnas, empresa federal, era mais sensível à necessidade da medida, mas a Light São Pau-

lo, empresa privada, alegava que estávamos num período de chuvas e que se deveria esperar por elas. Não havia vantagem individual, somente interessava o sistema interligado, e não o da Light, que estava com muita água em Billings. Foi uma discussão acirrada. Eu estava em posição relativamente poupada no Subcomitê de Estudos Elétricos, mas o amigo Benjamim Berzon, encarregado do Subcomitê de Estudos Energéticos, acumulou tanto desgaste e tensão que veio a falecer. Finalmente, e por imposição do governo federal, as térmicas entraram em funcionamento. Mais que no plano pessoal, essa experiência ficou marcada porque dela foram extraídos ensinamentos que levaram a definições muito claras, tanto na lei que criou Itaipu quanto no decreto que a regulamentou, sobre os ônus e as vantagens da operação interligada. Entre os ônus, está justamente este que obriga o acionamento das térmicas em determinadas épocas, mesmo que para o proprietário não seja o momento mais adequado. O CCOI propiciou importante contato entre as empresas, até então preocupadas com seus próprios estudos, seu próprio sistema, dialogando o mínimo possível. Hoje, as reuniões são comuns, mas essa rotina começou no CCOI, quando todas ainda se encaravam como adversárias, e cuidavam de mascarar erros que pudessem revelar menor capacitação técnica. O CCOI disseminou tecnologia e confiança entre as empresas. Entretanto, como era uma associação cooperativa, as empresas faziam parte dele porque queriam, e decisões só eram tomadas se houvesse unanimidade. Bastava uma divergência para conduzir a sérios entraves. Dessa forma, as discussões eram levadas à exaustão, o que era positivo, mas às vezes, como no caso das termelétricas, chegava-se a um impasse sem solução. Resumindo, a coordenação do CCOI era fraca. Ao se decidir a construção de Itaipu, que representaria 40% da geração do sistema Sudeste, tornou-se necessário otimizar, no plano geral, a operação da cascata e, no particular, a de Itaipu. Perder água significava muito dinheiro. Formou-se a consciência de uma coordenação forte, e criou-se o GCOI. A partir daí, apesar das fortes reações iniciais, as regras passaram a ter força de lei, e ficaram estabelecidas obrigações que hoje são amplamente aceitas. Por exemplo, a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) promovia o rateio dos custos, já que as térmicas só entram em funcionamento por interesse comum. A forma cooperativa do passado tornava difícil a aplicação desse conceito. Já o GCOI era um organismo institucional, com força legal, e até possuía atribuições comerciais que obrigavam as empresas a arcar com custos que, por mera cooperação, teriam sido rejeitados.

Que participação o senhor teve na elaboração do decreto que criou o GCOI? Como era a proposta original e que modificações ela sofreu? Que emendas foram apresentadas?

A lei de Itaipu é de junho de 1973. Mas, antes de ela ser aprovada, o ministro enviou um grupo à Europa a fim de verificar como era feita a operação interligada. Como integrantes desse grupo, eu, Norberto Franco Medeiros, José David Langier e Sérgio Brito visitamos a Suécia,

Suíça, França e Espanha, para conhecer a experiência desses países. Em todos eles, a operação era hidráulica. A Espanha nos interessou particularmente, porque na sua região Norte existe um problema de carvão bem parecido com o que temos aqui no Sul. Já com relação à tarifa, constatamos pontos de vista muito diferentes. Alguns dentre nós até cogitavam de definir a cooperação entre as empresas na base de custo marginal; outros, mais convencionais, queriam tomar como referência o balanço energético e a energia firme. Na volta, o grupo Eletrobrás manteve discussões intensas com as empresas estaduais do que resultou uma série de minutas que deu origem à minuta final e, a seguir, ao decreto ainda em vigor. Entre as metodologias propostas, acredito que se adotou uma tão boa que há 18 anos vem sendo aplicada. Houve mudanças, claro, mas em termos de evolução. O Brasil tem tido um desempenho operacional muito bom e, nesse sentido, o GCOI é algo altamente positivo no setor elétrico.

Nessas discussões, questionou-se o poder decisório da Eletrobrás? Qual foi a reação das empresas à nova forma de organização do sistema interligado?

Houve muito debate. Não devemos esquecer que, em 1973, o país vivia sob um regime militar forte, nem também esqueçamos o problema sério que havíamos enfrentado para colocar as térmicas em funcionamento entre final de 1970 e início de 1971, e mais ainda que havia uma enorme reação das empresas ao gasto de combustível. A Eletrobrás era responsável pelo atendimento ao mercado. No tempo do CCOI, as empresas também resistiam à presença de Furnas por ela ser uma empresa federal. Havia um bom número de empresas tipicamente distribuidoras, sem interferência na geração, mas o critério da unanimidade, adotado pelo CCOI, vivia conduzindo a impasses. Assim, acabou prevalecendo a busca do consenso e, no caso de ele não ser alcançado, a decisão caberia à Eletrobrás mediante seu voto de Minerva. Para muitos, era um poder ditatorial. Reconheço que não é democrático, mas é prático. E, sempre que houve maioria de um ponto de vista, a Eletrobrás exerceu seu voto para apoiar a proposição majoritária. Que eu me lembre, houve apenas um ou dois casos de sobra de energia que resultaram em reclamações contra o voto de Minerva da Eletrobrás. Até se criou um conselho de presidentes de empresas, junto com o presidente da Eletrobrás, para examinar recursos contra o voto de Minerva. Não é do meu conhecimento que esse conselho tenha se reunido em alguma ocasião ou, se o fez, foi poucas vezes.

Como foi a transição do CCOI para o GCOI? Os dois organismos chegaram a coexistir?

Logo que se criou o GCOI, em dezembro de 1973, fui designado seu secretário-executivo. A transição foi curta e muito suave, devido ao grau de cooperação das empresas. O próprio João Alfredo Breyer, empregado de Furnas e diretor-executivo do CCOI, e também José

Nazareth Filho, que trabalhava na secretaria, foram emprestados à Eletrobrás, juntando-se a mim. Fiquei acumulando dois cargos, um na Secretaria-Executiva do GCOI e outro no Departamento de Coordenação de Sistemas, sem nenhum prejuízo. Até porque, em março de 1974, mudou o governo e, na Eletrobrás, resolveu-se criar uma Diretoria de Operação, deslocando toda a área de operação para a organização do Decs e da nova diretoria. A Secretaria-Executiva do GCOI tornou-se um órgão independente na estrutura da empresa. Não houve atropelos, quebra de continuidade no trabalho ou perda de documentação.

Quais eram as linhas de força do GCOI na interligação Sul-Sudeste, Sudeste-Nordeste e Nordeste-Norte?

Quando o GCOI surgiu, os sistemas do Sul e do Sudeste eram interligados por uma linha muito fraca de 230 kV que saía de Assis (SP) para o Sul, região cujo sistema também era fraco em termos de interligações. Hoje, com a instalação de Itaipu, Sudeste e Sul praticamente constituem um único sistema pela força da sua interligação. Embora já se tenha demonstrado a importância do GCOI para o setor elétrico nacional, citarei mais duas justificativas. Em primeiro lugar, a operação de enchimento do reservatório de Itaipu, quando seria preciso fechar totalmente o rio Paraná, com possibilidade de graves reflexos nos lados argentino e uruguaio. Coordenada pelo GCOI, esta operação utilizou os reservatórios da região Sudeste para acelerar o enchimento do reservatório de Itaipu, e o Paraná acabou ficando fechado por poucos dias apenas. Além disso, graças aos reservatórios do rio Iguaçu, maximizou-se seu fluxo em direção ao Paraná, e daquele ponto em direção a jusante, o efeito de toda a operação foi diminuído. Em segundo lugar, quando se prenunciava uma forte seca, no início da década de 1980, o GCOI se antecipou e evitou que o consumidor sequer tomasse conhecimento dos riscos. Fez a operação das térmicas do Sul e transferiu energia de lá para o Sudeste, assim os reservatórios foram mantidos em níveis mais altos, armazenando água. Fora das ocasiões de crise, com o Centro de Controle que a Eletrobrás mantém em Brasília, o GCOI assegura no dia-a-dia maior confiabilidade à operação como um todo, contribuindo ainda para disseminar conceitos de manutenção. Antigamente, cada empresa tinha os seus, mas hoje, os critérios são gerais, com intenso intercâmbio de experiências, melhora da qualidade do serviço, diminuição do tempo consumido e aumento da eficiência do sistema. Atualmente, devido à interligação e à forte coordenação do GCOI, cada empresa mantém uma capacidade de reserva muito menor, mas suficiente para formar a reserva do sistema como um todo. Economizam-se investimentos, o que resulta em economia também para o consumidor.

Como o GCOI enfrentou as duas crises de petróleo nos anos de 1973 e 1974, e no final de 1979? Como transcorreram esses períodos?

O Brasil teve sorte porque algumas decisões foram tomadas antes da primeira crise: a decisão de construir Itaipu, que data do início de 1973, e a de criar o GCOI, em meados daquele ano, logo seguida pela instituição da CCC, dentro de um espírito mais econômico. A guerra do Yom Kippur só eclodiu em setembro. Tínhamos um parque hidrelétrico grande e forte, tanto que o parque térmico não representava mais que 15%, e hoje representa menos ainda. O que nos atrapalhou foi a crise anterior dos juros, cuja ascensão se refletiu fortemente nos custos das nossas obras. Houve ocasião de pagarmos juros de quase 20%, o que extrapola a possibilidade econômica de qualquer empreendimento.

Quando o projeto de Itaipu foi lançado, havia consenso quanto à sua importância ou quanto à sua dimensão? Como reagiram as empresas ante a cláusula de obrigatoriedade do consumo da energia que seria gerada por Itaipu?

Havia uma concordância geral no sentido de se construir Itaipu. O momento foi muito feliz, o projeto foi bem aceito e, se deixássemos para mais tarde, dificilmente poderíamos realizá-lo. Depois da crise do petróleo, as negociações com o Paraguai teriam sido muito mais complexas e penosas. Por outro lado, as empresas nunca aceitaram a obrigatoriedade da compra. Primeiro, porque, apesar de compreensível, é realmente uma medida de força, já que o governo estava assumindo a responsabilidade de contratação integral da demanda de Itaipu, o que teria de ser repassado às empresas distribuidoras de energia, quer dizer, ao consumidor, sob pena de onerar o bolso do contribuinte. Segundo, porque essa obrigatoriedade dificultou que as empresas tocassem seus próprios projetos. Elas queriam priorizar suas obras, e não Itaipu. Era um argumento aceitável na época, mas que perdeu sentido com o passar do tempo. A decisão de elaborar a lei coincidiu com a de construir a usina, possibilitando que as empresas tivessem bastante tempo (entre a obrigação imposta e a cobrança efetiva só verificada dez anos depois, quando a usina ficou pronta) para ajustar seu programa de obras e o seu planejamento, de modo a absorver a energia de Itaipu. Hoje, passados 18 anos, apenas as empresas que não fizeram esse ajuste ainda reclamam da obrigatoriedade de comprar energia de Itaipu apesar das sobras que têm. Atualmente, a energia de Itaipu produz dois impactos sobre o sistema interligado. Um diz respeito ao consumo, uma vez que esta energia representa 40% do total distribuído pelo sistema interligado. As empresas sentem muito, pois a compra é feita em dólar e não pode ser repassada ao consumidor nessa mesma moeda. Então, ela é repassada à empresa distribuidora. O outro impacto ocorre quando as tarifas não são reajustadas de acordo com a desvalorização de nossa moeda. Nos últimos meses, o governo vem adotando uma política de recuperação das tarifas, concedendo aumentos que acompanham os custos das empresas distribuidoras, de forma que é de se esperar que o problema fique resolvido.

Sempre houve polêmicas no GCOI quando se tratava de definir os planos de operação, os contratos de fornecimento e o rateio de sobras. Como o senhor vê essa questão?

As empresas são entidades comerciais interessadas em maximizar seus lucros. Minha posição a respeito é radical. Discute-se muito a divisão desse benefício, quando na verdade as sobras pertencem somente ao consumidor. Na apresentação da Secretaria Nacional de Energia de um novo modelo institucional do setor elétrico, tenho defendido que as sobras sejam divididas entre as empresas, mas entregues ao consumidor, ou seja, energia mais barata para o consumidor. É importante substituir o conceito de energia pelo de capacidade instalada nas usinas, no que os contratos passariam a se basear, e decidir em conjunto uma forma de geração que minimize as térmicas e o vertimento de água. Conseqüentemente, o consumidor teria o máximo de geração a um preço mais baixo.

No seu período na Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil), entre 1974 e 1979, a empresa ainda não participava do GCOI. Havia, entretanto, algum tipo de colaboração?

Saí da Eletrobrás para integrar a área de planejamento da Eletronorte, mas creio que a empresa participava do GCOI como observadora. Só em 1979, quando assumi a Diretoria de Operação da CEB (Companhia de Eletricidade de Brasília), foi que retornei ao GCOI, como representante desta empresa até 1983. Depois, voltei à Eletronorte, afastando-me de novo, oficialmente, do GCOI.

O senhor teria alguma informação a nos dar quanto à interligação da Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) com a região Norte, entre 1982 e 1989?

Quando se criou o GCOI, já se cogitava da criação do CCON (Comitê Coordenador de Operação do Nordeste). Lembro-me das discussões com o André Falcão, presidente da Chesf. O CCON era praticamente o GCOI do Nordeste. Embora o GCOI abrangesse somente a região Sudeste e o Sul, sua metodologia, critérios e comparações se estenderam pelo Brasil. Isso facilitou o trabalho entre a Eletronorte e a Chesf, permitindo a operação interligada mesmo antes da construção de Tucuruí. A energia da Chesf foi levada a Belém em 1979 e acabou com o racionamento que havia na área por insuficiência das térmicas locais. A cooperação entre as duas empresas continuou e, quando Tucuruí entrou em operação, sua energia foi enviada para o Nordeste, com antecipação de linha, ainda desta vez para atender a um problema de racionamento que, em 1987, atingia a região.

Que atuação teve o GCOI no período de recessão que caracterizou o início dos anos 80?

É até estranho como no Brasil a recessão atinge pouco o setor elétrico. Por exemplo, no ano passado, o consumo residencial cresceu 7% enquanto a economia não passou de 1%. Em 1990, o PIB (Produto Interno Bruto) caiu e o consumo de energia cresceu. Há duas explicações para isso. Ou ocorre substituição de outros energéticos pela energia elétrica, ou a elasticidade dos preços não está adequada. Em 1990, apesar do seqüestro da poupança e da política salarial apertada, o aumento do consumo residencial foi bastante pesado. Dá para desconfiar de que a tarifa não é alta. Também é verdade que o setor elétrico tem flexibilidade e pode facilitar alguns tipos de indústrias, como está sendo feito agora com a energia sazonal. Ou seja, oferecer na estação chuvosa energia mais barata às indústrias capazes de modular sua produção. Nem todas têm essa capacidade. De um modo geral, o peso da energia elétrica nos custos industriais fica em torno de 1,5 ou 2%, exceto em casos muito particulares como o alumínio, ferro-liga, cloro-soda, o que talvez explique a relativa imunidade do setor à recessão.

O inverso dessa situação ocorreu em 1986, quando o Plano Cruzado congelou as tarifas, reaquecendo a economia e acarretando o aumento da demanda de energia elétrica. Como esse quadro foi administrado pela Eletronorte, e no âmbito do GCOI?

O Plano Cruzado estabilizou um pouco a economia, criando uma segurança artificial, mas que permitiu um forte crescimento. Afortunadamente, naquele momento o setor possuía reservas para atender à demanda de forma adequada. Na área da Eletronorte, as primeiras máquinas de Tucuruí, que eram de 1984, já estavam a plena força. A empresa cresceu muito, pois se encontrava em condições de satisfazer à demanda da indústria de alumínio, pólo dinâmico do setor industrial do Norte. Para mim, o Plano Cruzado só atrapalhou o setor em termos de tarifas, tornando necessária a implantação do PRS (Plano de Recuperação do Setor), mas no atendimento ao mercado não houve grandes problemas.

Qual a importância do projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada) para o sistema interligado?

Numa boa leitura do projeto que criou o GCOI, pode-se constatar que o Sinsc já estava sendo exaustivamente discutido naquela época. Muitas empresas temiam que, com a implantação do Sinsc, a Eletrobrás passasse a se intrometer em suas operações. Mas esse projeto foi desenvolvido com duas finalidades: a primeira seria o acompanhamento em tempo real do que se passa no sistema, para efeito de confiabilidade; e a segunda, o acompanhamento a curto prazo do intercâmbio de energia entre as empresas. O GCOI estabelece as regras desse intercâmbio, mas sua aplicação precisa estar sob controle, a fim de evitar que uma operação equivocada acarrete desperdício de água durante um mês inteiro. Não se trata de

intervir nas empresas, mas de verificar no dia seguinte o que aconteceu no anterior. Com esse objetivo, o Sinsc foi implantado e vem funcionando bastante bem, inclusive com a cooperação das empresas, hoje já cientes de que sua ajuda é importante para o conjunto.

Qual a sua avaliação sobre o perfil dos investimentos no sistema interligado?

O planejamento desses investimentos não possui estrutura institucional forte como a do GCOI. Algumas obras são alvo de críticas, até válidas. Há momentos em que os interesses regionais predominam. Ocorrem dificuldades como os atrasos que enfrentamos, por exemplo, com a transmissão de Itaipu. Hoje, com todas as máquinas da usina em funcionamento, ainda falta concluir uma linha de corrente alternada. Isso não impede a transmissão da totalidade de sua potência, mas não há a confiabilidade prevista no planejamento. Os planos são sempre adequados. A alocação de recursos, entretanto, pode tornar-se difícil porque, além da oscilação tarifária, tivemos um forte endividamento na década de 1980. Há períodos de tarifa mais adequada, e outros em que ela fica tão baixa que consome os recursos da empresa.

Como poderia ser caracterizada a atuação da Eletrobrás e das empresas que o senhor representou no GCOI?

A Eletrobrás estava tecnicamente preparada para o GCOI. Disso me orgulho, pois fui um dos que formaram essa equipe de cujo trabalho jamais se reclamou. Apesar das desconfianças iniciais, todas as empresas reconhecem que nunca houve falha. O grupo técnico da Eletrobrás atuou com grande competência. Graças à longa permanência no cargo do seu diretor de operação, embora com algum prejuízo no tocante a novas idéias, a equipe pôde aperfeiçoar seus procedimentos dentro do GCOI. Na semana passada, o doutor Mário Santos, atual diretor de operação da Eletrobrás, reafirmou que a equipe técnica montada na Eletrobrás é de primeira qualidade. E as empresas, embora com algumas divergências, principalmente na parte comercial, também têm cooperado, e vêm reconhecendo que, no plano técnico, o saldo é positivo.

Que perspectivas se apresentam para o sistema interligado brasileiro?

Embora a coordenação seja alvo de críticas por ter sido criada na época da ditadura, quando o processo decisório era centralizado, entendo que ela deva continuar forte. Acredito que possam ser adotados métodos mais democráticos, mas as regras de divisão dos benefícios devem continuar transparentes e inalteradas para impedir que as empresas possam entrar em acordo e mudá-las a seu bel-prazer. Considerando, por exemplo, o rateio das sobras, o critério atual só deveria ser substituído por outro igualmente técnico e transparente, com for-

ma de lei, possibilitando decisões por maioria simples. As decisões devem ser unânimes, sem beneficiar uma empresa em prejuízo de outra. A coordenação da Eletrobrás poderia ser mantida e, provavelmente, as empresas não vão se interessar por assumi-la. Insisto que deve continuar muito forte, sob pena de gerarmos térmicas, operarmos com risco, ou vertermos água. O Brasil não pode ter desperdícios. É fundamental que as regras sejam tais que o sistema, composto por várias empresas, opere como se tivesse apenas uma empresa. Pode-se modernizar o GCOI, mas ele não deve ser prejudicado nesses aspectos que são muito mais positivos que negativos.

Armando Ribeiro de Araújo

Secretário Executivo do GCOI (1974)

14 de janeiro de 2003

Em sua gestão à frente da Secretaria Nacional de Energia (SNE), de abril de 1991 a agosto de 1992, debateu-se intensamente a separação dos segmentos de geração, transmissão e distribuição e, em decorrência disso, a criação da Empresa Nacional de Suprimento de Energia (Ense). No auge dos debates sobre a Ense, o senhor concedeu depoimento à Memória da Eletricidade (1992) sobre a evolução da operação dos sistemas elétricos interligados no país. Gostaríamos que o senhor comentasse a concepção do projeto, sublinhando as idéias que foram incorporadas pelas reformas institucionais posteriores.

Primeiramente, é fundamental fazer observações sobre os diversos modelos que já foram tentados. O modelo estatal funcionou bem durante anos, porém, apresentava riscos de natureza não elétrica para a sociedade; as empresas foram cooptadas por seus empregados e criaram um fortíssimo sistema corporativo de defesa de privilégios; os postos diretivos passaram a ser barganhados em interesses políticos, e sua administração e custos operacionais ficaram difíceis de controlar. Finalmente, investimentos elevados (o setor exige cerca de 7 bilhões de dólares ao ano) faltavam, ou eram deslocados, quando poderiam ser utilizados na área social. Portanto, que me perdoem os estatizantes, a volta aos investimentos estatais não é solução. O monopólio privado, com empresas verticalizadas e remuneração garantida, funcionou bem em vários países, principalmente nos Estados Unidos da América (EUA), mas nossa experiência não foi satisfatória. É um modelo que exige alto controle das concessionárias para evitar o abuso monopolista, e não incentiva a redução de custos pela falta de competitividade. Assim, até nos EUA, onde funcionou bem, está sendo modificado. Portanto, que me perdoem os tradicionalistas, esse modelo também não é solução. A abertura do setor para a competição ampla, seria o argumento dos liberais. Desregular e deixar que as forças de mercado ajustem o conflito entre demanda e oferta, o que resultaria em oferta adequada, por preços razoáveis. Este modelo, desenhado durante o governo de Fernando Henrique Cardoso, é teoricamente perfeito mas falha na prática, conforme os exemplos da Califórnia e do Brasil. Falha porque ao setor elétrico não se aplica a teoria do mercado perfeito: o consumidor não tem liberdade total, e o investidor não tem outras alternativas de venda do seu produto após ter investido elevadas somas de recursos. Além desses aspectos econômicos é fundamental considerar os aspectos técnicos. O Brasil possui um sistema basicamente hidrelétrico com imenso potencial não utilizado. Seria um crime montar um modelo que não traga

investimentos futuros para essa riqueza. Em um país de base totalmente térmica, como a Inglaterra, implantar um modelo competitivo é muito mais fácil. Mas, temos um sistema com 95% de geração hidrelétrica, e levaria décadas para se obter igualdade entre hidro e térmica. Se todas as novas usinas fossem térmicas, qual seria a sua fonte: gás, petróleo, carvão ou nuclear? Cada uma delas exige um critério operacional diferente. O gás (pelo tipo de contrato de compra e pela dificuldade de estoque) e a fonte nuclear (pela tecnologia empregada) devem sempre operar com carga plena e, portanto, não servem para complementação das hidrelétricas. Outra característica importante, no caso brasileiro, é a estrutura atual dos investimentos realizados em geração e transmissão. Planejamos e construímos um sistema integrado como se fosse de uma única empresa. Isto leva à necessidade de uma operação coordenada, como a do antigo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) que operava o sistema como único, repartindo ônus e benefícios. Além disso, quando o sistema possui hidrelétricas em cascata, a capacidade de geração de uma usina não depende somente de sua capacidade instalada e da hidráulicidade de sua localização, depende igualmente do volume dos reservatórios que existam a montante e da forma como são operadas suas usinas. Isso significa uma interdependência entre as usinas em cascata que pode resultar em grandes diferenças para cada um de seus proprietários bem como para a geração global do sistema. Raciocínio semelhante existe para a transmissão, pois linhas interligando usinas cumprem o mesmo objetivo. Outro aspecto a considerar, quando se discute um modelo, é o risco do investidor privado. Um sistema como esse cria para o proprietário de uma térmica o risco de só vender energia em anos de baixa hidráulicidade, pior ainda se ele assinou contrato de compra de gás do tipo *take or pay* com o qual se paga a quota mesmo se não houver consumo, e ainda pior se houver outros riscos como o cambial, o aumento de combustível etc. O investidor em hidrelétricas também tem seus riscos, porque o investimento é maior do que numa térmica e, conseqüentemente, o retorno do capital vai demorar muitos anos. Garantias são necessárias para os investidores colocarem seus recursos, bem como para buscarem financiamentos. Um modelo se baseia, portanto, em vários princípios. Princípios econômicos, evitando-se monopólios, criando-se competitividade para se obterem os menores preços, e preservando-se a garantia de suprimento; devem-se dar garantias adequadas a investidores e consumidores, exigindo responsabilidades compatíveis com seus direitos. E princípios apropriados aos aspectos técnicos locais, sem criação de incentivos negativos ao uso das fontes endógenas de energia à disposição da sociedade para uso futuro. Foi com base nesses princípios que, em 1991, um grupo de técnicos, que tive a honra de dirigir, do então Ministério da Infra-estrutura, preparou uma proposta de modelo. Sendo brasileiro, e tendo dedicado boa parte de minha vida ao setor elétrico brasileiro, considero indispensável que aquela proposta seja discutida, e considerada, nesse momento de repensar as bases do futuro desse importante setor da economia do nosso país. Para aqueles interessados nos detalhes do modelo proposto naquela época, vou resumir os pontos mais importantes: (a) Ter

uma agência reguladora independente e autônoma, algo parecido com a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), porém melhor equipada de recursos físicos e humanos; (b) Desverticalizar e separar as empresas em geração, transmissão e distribuição; (c) Criar uma empresa de transmissão, que não possuiria ativos, planejaria a expansão da oferta de energia (geração e transmissão); seria criada pelas concessionárias e seria responsável pela operação de todo o sistema e pela compra e venda de energia no atacado para consumidores do mercado regulado; o sistema dessa empresa seria acessado para transportar energia de autoprodutores e de produtores independentes a seus consumidores contra o pagamento de uma taxa definida pelo regulador; (d) Fazer novos investimentos de transmissão por firmas (privadas ou estatais) vencedoras de licitação para construir e alugar (ou colocar à disposição da empresa de transmissão) contra um pagamento mensal de um valor resultante da licitação (ou seja, ganha o menor aluguel); (e) Fazer novos investimentos em geração por: autoprodutores, produtores independentes, e concessionários produtores; (f) Criar dois tipos de mercado: um livre e outro regulado; os consumidores teriam que optar por um desses mercados; no livre, seriam responsáveis pela compra de sua energia e pelo risco correspondente; no regulado, teriam a garantia do sistema e pagariam o preço estabelecido pelo regulador; para trocar de regime teriam que esperar um período definido; (g) Libertar os produtores independentes para a geração, utilizando a fonte de sua escolha com a localização que melhor lhe aprouvesse, quando térmicas, ou, dentro de áreas assim reservadas pelo regulador e que não fariam parte da cascata de usinas do sistema regulado, se hidrelétricas; tais produtores venderiam sua energia competitivamente nas condições dos contratos firmados com consumidores do mercado livre; para transporte de sua energia, pagariam a utilização do sistema de transmissão e distribuição; (h) Dar aos autoprodutores poder de instalarem usinas a seu critério como produtores independentes, e de usarem o sistema de transmissão e distribuição para transportar a energia para seus pontos de consumo, desde que pagassem uma taxa; (i) Possibilitar que consumidores do mercado regulado sigam basicamente na situação em que sempre estiveram: atendidos pela companhia de distribuição; (j) Para atender ao mercado regulado, definir através da empresa de transmissão a próxima usina a ser construída, que seria licitada, e cujo vencedor (como na proposta para novas linhas de transmissão) colocaria suas instalações à disposição do operador recebendo o pagamento de uma mensalidade pelo aluguel das mesmas; o custo operacional seria reembolsado, e a empresa de transmissão venderia energia às distribuidoras por um preço regulado. Há, naturalmente, uma série de detalhes adicionais que não se justifica incluir neste resumo. Um modelo como esse permitiria, aos que desejassem atuar num mercado livre, a sua continuação no mercado regulado, com mais garantias. Faria uma transição suave para um mercado competitivo e, por outro lado, daria garantia de contrato de longo prazo para investidores em transmissão e geração, estabelecendo fluxos de caixa indispensáveis para o *project financing*. Ainda permitiria planejar, expandir e operar o sistema de forma integrada, como vem sendo feito com as

usinas que operam em cascata, sem gerar conflitos, e transferindo para o consumidor os ganhos de eventuais excessos de hidraulicidade. O operador poderia planejar a expansão minimizando os riscos de racionamento pela escolha das fontes primárias de energia a usar. Economicamente, permitiria manter preços diferentes entre as usinas, mantendo baixo o preço da energia das usinas antigas, já depreciadas, cabendo à empresa de transmissão mixar esses baixos preços com os preços mais elevados das usinas mais recentes e futuras, do que resultaria uma tarifa média mais baixa e de menor flutuação. Naturalmente, os contratos incluiriam multas para o caso de deficiência no suprimento que, se já existissem hoje, possibilitariam ao governo usar esses recursos para incentivar o consumidor a economizar, ao invés de multá-lo.

Em 1992, o senhor reassumiu suas funções no Banco Mundial. Sua visão sobre a reforma do setor de energia elétrica brasileiro sofreu alterações depois de seu retorno ao Bird (Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento)?

Posso parecer conservador, mas na realidade não o sou. Adoro o desafio da mudança, e às vezes sou criticado por isso. Feita essa ressalva, minha visão do modelo mais adequado para o setor elétrico brasileiro é basicamente o que foi proposto na minha gestão na SNE. Lógico que algumas adaptações são necessárias em função da nova estrutura do setor. Mas, o que é básico continua: enorme participação hidrelétrica (com extenso potencial ainda por explorar); alto risco para investimentos térmicos (por falta de combustíveis econômicos estocáveis, o que dificulta o uso combinado hidrotérmico); necessidade de otimizar nossas fontes e incentivar investimentos estatais ou, de preferência, privados. Portanto, como o básico é o mesmo, acredito que a nossa proposta seria uma excelente solução. A propósito, li nos jornais que alguns técnicos do Partido dos Trabalhadores (PT) envolvidos na preparação do programa de trabalho do presidente Lula estão propondo solução idêntica.

O senhor chegou a ter alguma participação na definição dos princípios básicos de criação e funcionamento do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)?

Depois que saí do governo, e retornei ao Banco Mundial, minha participação no setor elétrico brasileiro foi esporádica e pontual. No início do governo Fernando Henrique Cardoso, estive em Brasília reunido com técnicos do Ministério do Planejamento para conscientizá-los da necessidade de reformar o modelo. Depois disso não tive qualquer participação, exceto em um Seminário sobre Reforma do Setor Elétrico que o Banco Mundial levou a cabo em Brasília, em junho de 1995, para expor as experiências de outros países. Dos estudos promovidos pelo MME (Ministério de Minas e Energia), não participei e, se houvesse participado, teria externado minhas opiniões divergentes com respeito a vários aspectos do modelo adotado.

Atuei concretamente ao auxiliar os governos do Rio de Janeiro e do Rio Grande do Sul na reforma do setor energético desses estados, como parte de projetos financiados pelo Banco Mundial. Ajudei o Rio de Janeiro e o Rio Grande do Sul a implantarem o modelo estadual de divisão das companhias energéticas em empresas específicas para atividades de geração, transmissão e distribuição, e também em suas correspondentes privatizações, quando foi o caso. Quanto ao ONS, acho que a decisão de sua criação foi acertada. Com qualquer que seja o modelo, faz-se necessário um operador independente. Esse operador pode ou não ser responsável por outras atividades, como planejamento da expansão ou compra e venda de energia, mas a coordenação e a otimização da operação é indispensável.

Que perspectivas o senhor antevê para o ONS e o sistema interligado brasileiro?

Difícil prever o futuro. Porém, como disse na resposta anterior, qualquer que seja o modelo terá sempre necessidade de um operador independente. Quanto ao sistema interligado, penso que o Brasil não pode se dar ao luxo de desperdiçar suas riquezas, tanto no sistema existente, quanto nas fontes ainda inexploradas. Portanto, também é necessária uma forte coordenação da operação interligada. Já, quanto ao modelo, espero que caminhemos para o que sugeri.

Agostinho Pereira Ferreira

Secretário Executivo do GCOI (1981-1985)

27 de dezembro de 2002

GCOI

História da operação do sistema interligado nacional

Em dezembro de 1970, as principais empresas da região Sul assinaram um acordo de operação interligada e criaram o Comitê Coordenador da Operação Interligada da Região Sul, o CCOI Sul. Gostaríamos que o senhor comentasse essa iniciativa e o estágio das interligações entre as empresas de energia elétrica do sul do país àquela altura.

Em 1963, o pessoal do setor elétrico das empresas do Sudeste começou a se reunir para discutir interligação, para se conhecer e trocar idéias.

O senhor havia mencionado que estes encontros teriam começado por conta da entrada da usina de Furnas em operação.

Sim, porque o sistema de Furnas de fato interligou o sistema da Cemig (Centrais Elétricas de Minas Gerais) com o da Light (Light Serviços de Eletricidade) de São Paulo, que, por sua vez, estava interligado com o da Light do Rio e com a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Essa foi a primeira grande interligação de sistemas elétricos no Brasil. Tivemos vários encontros desses durante os anos da década de 1960.

O que é ressaltado, a respeito desses encontros, é que foram importantes para que as empresas e os técnicos usassem a mesma linguagem operativa.

Sim, especialmente para nós de Furnas que ainda não tínhamos uma visão completa do sistema da Região Sudeste. Uma pessoa que muito nos apoiou nessa época foi o Dr. Heribert Katzer, então da Caeeb (Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras). Havia pessoal da CPFL, de Campinas (SP) da CFLMG (Companhia Força e Luz de Minas Gerais), da Cemig e da Cesp (Centrais Elétricas de São Paulo), que na época englobava três empresas estatais do estado de São Paulo.

Constatou-se ao longo dos anos da década de 1960 que as empresas agiam independentemente de qualquer orientação do grupo coordenador e não queriam se comprometer com nenhum programa que lhes tolhesse a liberdade de operação, salvo condições impostas pelo próprio sistema elétrico.

Quando o CCOI-Sul se formou, em 1970, foi sob o mesmo clima de animosidade que envol-

vera a criação da Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil), em 1968: forte oposição das empresas do Sul, especialmente a Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica) e a CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica), que achavam a Eletrosul completamente desnecessária. Essa atitude meio hostil prevaleceu por vários anos. Assim, era difícil o diálogo no CCOI com a Copel e com a CEEE. Por falta de crença no CCOI, não me envolvi muito nas discussões. Nosso pessoal estava lá mas, na realidade, o que queríamos era um compromisso de compra de energia da Eletrosul, mediante contrato. Esse contrato foi finalmente realizado com apoio do Banco Mundial, que o considerava fundamental para justificar ampliação da geração pela Eletrosul.

As interligações elétricas entre as empresas do Sul e entre essas e o sistema Cesp eram muito fracas, o que exigiu da Eletrosul grandes investimentos também em transmissão para tornar o sistema Sul e a interligação com o Sudeste adequadas à operação interligada.

Mas já havia uma interligação, a usina de Jorge Lacerda...

Havia uma interligação sim, com parte do Paraná, mas era um sistema muito fraco, em 138 kV até Campo Comprido, no Paraná, e depois em 230 kV até Ponta Grossa. Havia também a linha 230 kV, de Jorge Lacerda até Farroupilha. Essas interligações eram muito frágeis e de difícil operação pois não asseguravam ao sistema a estabilidade necessária ao intercâmbio de energia.

Em 1973, o senhor era diretor de Operação da Eletrosul e participou dos estudos e processos de tomada de decisão sobre a criação e regulamentação do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) juntamente com dirigentes das principais empresas de energia elétrica das regiões Sudeste e Sul. O senhor poderia relatar a sua contribuição para a criação do GCOI? Como as empresas de energia elétrica que integravam o CCOI se posicionaram frente às mudanças propostas para o planejamento e a coordenação da operação dos sistemas elétricos interligados do Sul e Sudeste?

Que eu me lembre, a lei de Itaipu, que criou o GCOI, não criou nenhuma dificuldade entre as empresas. Eu tinha dúvida que o GCOI funcionasse e por isso recebi um chamado do Dr. Antonio Dias Leite, que era ministro na época, e que preparou a lei de Itaipu sobre a obrigatoriedade da compra da energia a ser ali gerada. Só posso reconhecer que foi uma lei muito bem feita, pois estabeleceu a base toda para a operação do sistema interligado, o modelo para utilização ótima dos nossos recursos, garantia do abastecimento e confiabilidade operacional. Eu estava meio descrente de colegiado, por conta da experiência do CCOI lá no

Sul. Mas a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) assumiu o controle eficaz desse grupo e, com a força de vontade do Dr. Marcondes Brito de Carvalho, o GCOI se firmou e tornou-se um exemplo de como operar o sistema interligado para qualquer país do mundo. Eu achava que a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) não ia funcionar no Sul, porque éramos obrigados a comprar quotas mensais de carvão, quotas estas que, depois, conseguimos reduzir para quantidades administráveis, especialmente com o aumento da geração hidrelétrica. Na realidade, a CCC passou a pagar essas quotas que éramos obrigados a comprar e queimar.

Em março de 1974, tivemos uma inundação desastrosa em Tubarão. A cidade sofreu e a usina Jorge Lacerda, da Sotelca (Sociedade Termoeletrica de Capivari), parou completamente. Abriu-se um elo de interligação Sul-Sudeste, o sistema Sul ficou muito precário e nós passamos a receber energia lá de São Paulo, porque perdemos ali 100 MW de geração. Ficamos operando durante dez dias com bastante precariedade, até conseguirmos colocar a usina Jorge Lacerda em funcionamento.

Então o início das atividades do GCOI na região Sul foi complicado?

Sim, houve esse acidente e dificuldades no comissionamento das unidades três e quatro de Jorge Lacerda, que tinham problemas de fabricação, mas o GCOI já tomara fôlego, todos passaram a acreditar nele e os mercados de energia elétrica começaram a ser reunidos.

As informações sobre os mercados das empresas?

O planejamento do sistema elétrico não tinha ainda sido implantado sob orientação centralizada como é agora. Nesse interim, a Eletrosul fez um estudo, bastante completo, demonstrando as vantagens da interligação firme Sul-Sudeste com trocas de energia regulares, por causa da sazonalidade do Sul ser diferente da do Sudeste. Chegamos a demonstrar que essa interligação equivaleria a uma economia de 1.600 MW firmes de energia. O Banco Mundial, emprestou à Eletrosul o dinheiro para a construção do sistema de 500 kV. Construiu-se o sistema e interligou-se à linha Itaipu em 750 kV. O sistema em 500 kV se estendeu então dessa interligação até Porto Alegre. Mas, quando fomos definir com a CEEE onde se instalariam as subestações terminais em 500 kV, a CEEE não queria sentar com a Eletrosul para discutir, apenas com a Eletrobrás. No início dos anos 1980, criou-se o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), para fazer o planejamento do sistema de uma maneira integrada, transmissão e geração. A Eletrobrás passou assim a coordenar de fato todo o planejamento e operação do sistema elétrico nacional com ótimos resultados em termos operacionais, econômicos e confiabilidade de fornecimento de energia elétrica.

O problema dos contratos costumava causar divergência entre as empresas por ocasião da elaboração dos planos anuais de operação do GCOI. Como representante da Eletrosul no Comitê Executivo do GCOI, como o senhor atuava nessas ocasiões?

O mais importante foi ter um contrato firme de compra de energia da Eletrosul. Tivemos muita oposição por parte principalmente da Copel e da CEEE. Como disse, nós apelamos até para que o Banco Mundial exigisse que a Eletrosul fizesse um contrato de compra de energia para que se pudesse financiar outros investimentos. Aparentemente isso funcionou, porque os contratos foram assinados, muito embora somente após a criação do GCOI e GCPS é que o assunto passou a ser resolvido com menos conflitos.

O senhor estava se referindo aos contratos bilaterais entre as empresas e nós, ao fato de que os planos de operação, por determinação da lei que criou o GCOI, deveriam estabelecer, sempre para o primeiro ano de operação, os valores de intercâmbio entre as empresas, e nesse momento, como tinha repercussão comercial, isso costumava ser motivo de litígio na elaboração do plano.

Sem dúvida, mas litígio sempre houve. Eu me lembro que, quando eu era da Secretaria do GCOI, no início dos anos 1980, acertou-se isso. Havia um compromisso de que, feito o balanço energético pela metodologia do GCOI, se uma empresa tivesse uma falta de energia firme, ela tinha que contratar, no caso aqui do Sudeste, com Furnas. Se Furnas não tivesse, com a Cemig, no Sul com a Eletrosul. Eu me lembro que a Cesp passou um período em que não tinha toda essa energia firme para distribuição, então teria que contratar isso com Furnas, num determinado fator de carga, pagar demanda e energia. Criou então um débito com Furnas e não queria pagar. Os pontos foram acertados no GCOI, com o Dr. Brito.

Há pouco o senhor disse que o projeto de Itaipu não criou maior resistência ou reserva das empresas estaduais e confesso que nos surpreendemos porque o que mais se fala a respeito de Itaipu é da oposição das empresas estaduais, por causa da obrigatoriedade de compra de energia de Itaipu.

Esse foi o ponto mais discutido, se as empresas teriam que comprar energia e verter a energia deles. Isso durou pouco tempo em vista do aumento do consumo.

O senhor foi diretor de operação até 1978, na Eletrosul?

Até 1978, quando saí, ou fui afastado do cargo. Saímos eu, o diretor financeiro e o presidente, que era o coronel Luís Cals de Oliveira, (irmão do César Cals de Oliveira Filho), que estava

substituindo o sr. Telmo Thompson Flores. Este tinha se afastado do cargo para se eleger deputado pelo Rio Grande do Sul, a pedido do então assessor da Presidência da República, o sr. Golbery do Couto e Silva. Um dia, o Luís Cals colocou na ordem da diretoria que a Eletrobrás havia solicitado à Eletrosul que pagasse os salários do sr. Telmo, como se ele estivesse trabalhando, o que era impossível, já que ele estava afastado do cargo. Tanto o diretor financeiro quanto eu nos opusemos àquilo e fomos afastados dos cargos.

Mas o senhor ainda pegou uma questão muito interessante, a seca de 1978 na região Sul.

Eu tenho a impressão que era 1977. O GCOI nos ajudou, e foi um racionamento moderado de energia. Ficamos em contato com os comerciantes, reduzindo a iluminação pública, iluminação de lojas, mas não demorou muito, passou rapidamente.

Que circunstâncias contribuíram para a sua transferência para a Eletrobrás em 1980 e para a sua nomeação para o cargo de Secretário-Executivo do GCOI?

Como eu disse, nós fomos afastados da Eletrosul, no final de 1978. Em 1979, fui fazer o mestrado em Itajubá, e depois fui continuar a minha tese na Inglaterra. Na volta, fiquei como assessor na Diretoria de Operação. O Dr. Fausto de Barros Pinto tinha sido nomeado diretor da Cerj (Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro) e o Dr. Brito me colocou como chefe da Secretaria do GCOI. Lá fiquei até 1984. Nesse tempo, tivemos duas atividades bastante interessantes: uma com o enchimento do reservatório de Itaipu, em 1982. Quando se fechou a usina de Salto Osório, a única no Iguaçu naquela época, para permitir manter o fluxo de água para a Argentina, quando se fechasse Itaipu. Foi muito bem estudado e coordenado. Todos colaboraram: Copel, Eletrosul e outras empresas. A outra atividade foi a cheia de 1983, a maior dos últimos 105 anos, aqui no Sudeste. Nessa época, o GCOI estava de fato com todos os instrumentos na mão, sabia utilizá-los e aplicá-los. Essa cheia provou como a operação era bem organizada e especificada em todos os detalhes.

No seu período como Secretário-Executivo do GCOI o senhor participou do planejamento e da entrada em operação das interligações Norte-Nordeste e Sul-Sudeste?

Somente da Sul-Sudeste como diretor da Eletrosul.

Que atuação teve o GCOI durante a recessão do início da década de 1980, quando o consumo cresceu a taxas menores?

Lembro-me apenas que não apressaram a construção de algumas linhas, adiaram uma das linhas de Itaipu. Apenas postergaram alguns investimentos.

A partir de 1980, a Eletrobrás e as principais empresas de energia elétrica do país deram os primeiros passos para a implantação do Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada, o chamado Sinsc. O projeto Sinsc sofreu, entretanto, uma série de dificuldades de ordem técnica, econômica e gerencial. Que comentário o senhor poderia fazer a respeito desse projeto?

Não acompanhei até o fim, saí em 1984 e fui para a Light – mas era um projeto bastante ambicioso, que teria, em tempo real, lá em Brasília, toda a informação do sistema, de 138 kV para cima, com disjuntores abertos e geração. Acho que abandonaram porque demorou-se um certo tempo para botar em operação e, quando se colocou, os computadores estavam obsoletos.

De um modo geral, como o GCOI administrou a geração térmica a carvão e a derivados do petróleo?

Administrou muito bem. Esse esquema de complementaridade de termelétricas aqui no Brasil, baseado no programa que o GCOI desenvolveu (agora há um novo, o tal do *Newave*) representa uma enorme economia de combustível e com a CCC você consegue aplainar as variações anuais dos custos, para o consumidor. As termelétricas são, de fato, como se fossem um seguro para o sistema, operando quando preciso. Com óleo combustível, se você não compra, a usina fica parada. No Sul, por causa do consumo mínimo de carvão, você é obrigado a operar.

As térmicas a carvão não operam em regime de complementaridade e sim em regime de base?

Não, elas consomem o mínimo de carvão, para manter as minas, que são de sub-solo, operando, mas se você precisar de plena carga, elas assumem. Esse delta P de potência é a parte de complementaridade delas. Esse nosso sistema de complementaridade de termelétrica é muito importante e muito bem feito. O custo do combustível nas usinas termelétricas entra na CCC, mas o custo do investimento e de operação do pessoal, mesmo com ela parada, entra na tarifa da energia que a empresa vende. Esses custos ficam diluídos no investimento total da empresa. Então essas usinas a gás enfrentam o grande impasse: se a usina estiver parada amanhã, o que fazer? Elas não têm uma massa grande de investimento, como é o caso de Furnas e da Eletrosul, para se diluir aquele investimento no todo (fazer o *mix*).

Ao passo que, com a termelétrica a gás, ela mesma tem que arcar com o custo do investimento da usina.

Durante o período em que o senhor esteve à frente da Secretaria-Executiva do GCOI o pagamento das quotas da CCC funcionou normalmente?

Funcionou. A Cemig andou querendo atrasar, mas nós fomos lá conversar com eles. Precisava-se uma mão firme. Se não fosse a Eletrobrás, especialmente com o Dr. Brito, não funcionaria.

Mais para frente, em 1986, 1987, as térmicas foram acionadas para operar no regime de base por causa, primeiro, do racionamento na região Sul e depois, para salvar o Sudeste do racionamento. A partir desse momento, o que a gente mais vê nos relatórios é a crise da CCC, quer dizer, as empresas reclamando do estrangulamento financeiro.

Hoje em dia as tarifas estão muito altas. Eu me lembro, em 1975, a Eletrobrás gerava recursos para cobrir 60 a 70% das necessidades de investimento do ano seguinte. Quer dizer, as tarifas eram altas, mas adequadas. Depois as tarifas começaram a cair. Em 1985, a Light mal tinha dinheiro para pagar as despesas operacionais. Agora subiram outra vez, estão mais altas do que eram antes.

O senhor considera que a crise financeira das empresas de energia elétrica teve repercussões significativas no âmbito do GCOI, no trabalho de planejamento da operação dos sistemas elétricos interligados, a partir de meados dos anos 80?

Não, apenas o problema de as empresas não pagarem nem as despesas de compra de energia, muito menos a CCC, ficou aquela dívida enorme. Mas fora isso, problema de operação mesmo, não me lembro de ter havido.

Como o senhor avalia a atuação do GCOI no período posterior à sua saída da Eletrobrás?

O GCOI, uma vez estabelecido e reconhecido como órgão absolutamente necessário e eficaz para a operação do sistema, pôde agir, em colaboração com o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), que desenvolveu muitos programas, e o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) herdou toda essa experiência. Temo que as empresas privadas retenham informações pertinentes ao ONS. Havia um caderno que era publicado pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), um anuário do setor de distribuição, que trazia uma quantidade útil de informações para a coordenação do sistema.

Como é que o senhor avalia o processo de reestruturação do setor de energia elétrica e a criação do ONS como entidade responsável pelas atividades de planejamento e coordenação da operação do sistema interligado nacional?

O ONS, sem dúvida, é praticamente todo o cabedal de conhecimento do GCOI. Foi implantado lá, está funcionando quase sem alteração e deve continuar assim. Receio que as empresas privadas queiram se tornar independentes de qualquer controle que não seja o delas. Esse novo esquema, em que não há um mentor geral do processo todo, que seria no caso a Eletrobrás, me deixa com muita dúvida sobre o futuro do sistema.

O senhor está trabalhando, pesquisando mais nessa área?

Não. Fui dar um apoio ao pessoal do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), no desenvolvimento de um estudo sobre novas fontes de energia para abastecimento do país. No horizonte de 20 anos temos ainda hidrelétrica como base. Após, ainda não se tem definição.

O senhor está querendo dizer que o país está se encaminhando para, em muito pouco tempo, ter que solucionar esse impasse?

Sim, se o Brasil crescer a 5% ao ano, vamos ter que procurar uma alternativa dentro de mais 20 ou 25 anos. Há a energia eólica, a biomassa. As fazendas energéticas parecem uma boa solução, você planta, queima, e depois replanta, ou seja, o dióxido de carbono que se libera na queima é reabsorvido na planta em crescimento. E o balanço de colocação de CO₂ é zero. Começa a faltar uma Eletrobrás para guiar e centralizar. Hoje está espalhado, há o MCT (Ministério de Ciência e Tecnologia), o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), há o MME (Ministério das Minas e Energia), com o CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão) – o sucessor do GCPS, há a Eletrobrás, mas para que espalhar? Estava tão bem na Eletrobrás! Tem que ser uma ação sistemática e muito bem dirigida, com um fórum grande, em que as empresas discutam, todo mundo colabore, como era no GCOI e no GCPS, que funcionaram muito bem.

O senhor gostaria de acrescentar alguma coisa?

Eu só gostaria de dizer isso mesmo, que o GCOI funcionou graças, primeiro, àquela lei de Itaipu, que foi preparada pelo Dr. Dias Leite com o pessoal da Eletrobrás, e depois, à atuação brilhante, à vontade e ao pulso firme do Dr. Brito e seu pessoal.

Tendo participado da operação interligada desde seus primórdios no CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada), poderia fazer um breve relato desse processo?

Em 1969, quando se constituiu o CCOI, eu trabalhava na Cesp (Centrais Elétricas de São Paulo), onde havia um grupo pioneiro que estudava a operação do sistema utilizando computador. Chamávamos a isso de engenharia de operação. O CCOI começou com uma estrutura bastante simples, representada por três subcomitês: Estudos Elétricos; Operação; e Manutenção. O primeiro coordenador do Subcomitê de Estudos Elétricos foi Arthur Cohen, da Light, e eu o sucedi no cargo, exercendo-o até a criação do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Nessa condição e como membro da Cesp, apoiei a criação do CCOI-Sul, que se formou bem depois do CCOI-Sudeste, com a Sotelca (Sociedade Termoeletrica do Capivari), CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica), Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina), Copel (Companhia Paranaense de Energia Elétrica) e Cesp.

Uma importante contribuição deste subcomitê foi o compartilhamento dos dados do sistema de cada empresa. A Cesp era interligada à Light São Paulo (atual Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo) e à CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz) e, para montarmos um estudo do suprimento para São Paulo, precisávamos dos dados de todas, além dos de Furnas (Furnas Centrais Elétricas), de difícil obtenção. É importante lembrar que, até 1965, o uso do computador não era muito difundido e as máquinas não comportavam estudos de maior amplitude. A situação melhorou a partir de 1969-70, com o IBM 1130, com melhores programas, permitindo a representação de um sistema elétrico de maior porte. Pode-se dizer que a contribuição mais relevante do CCOI naquele momento foi estabelecer um clima de confiança que resultou em grande avanço no relacionamento entre as empresas e possibilitou a realização de estudos englobando todo o sistema interligado. Outra grande contribuição foi o avanço tecnológico do pessoal das concessionárias, pela troca de experiências.

O GCOI manteve basicamente a mesma estrutura, alterando-se apenas a composição do Subcomitê de Operação, com a autonomia das áreas de comunicação e estudos energéticos.

Que vantagens a coordenação do sistema interligado apresentou para as empresas elétricas e o setor como um todo?

Nosso sistema é hidráulico, diferente do japonês, por exemplo, eminentemente térmico – fóssil e nuclear, em que cada empresa é responsável pelo suprimento de sua área e pelas perturbações que nela possam ocorrer. Lá, se acontece algum problema mais sério em uma concessionária, a interligação é imediatamente interrompida, pois há um intercâmbio de energia extremamente reduzido, que talvez nem chegue a representar 10% do total da produção anual do país. No sistema brasileiro existe diversidade entre as empresas – a Eletropaulo quase não tem geração própria, a Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) e a Cesp são mais autônomas, sendo as federais Furnas, Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil), Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) e Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) exportadoras de energia – e grande interdependência. Sem coordenação, as empresas não sobreviveriam técnica ou economicamente.

Mas o nosso sistema inclui também a geração térmica, principalmente no Sul. Como o GCOI administrou essa questão nos períodos de crise do petróleo, em 1974 e 1979?

A crise que poderia ter nos afetado mais fortemente foi a de 1979, em função da guerra Irã-Iraque, quando houve uma ameaça de corte no suprimento de petróleo ao Brasil. As indústrias poderiam ter sido afetadas, e fizeram-se estudos para reduzir ao máximo a geração térmica, admitindo-se racionamentos drásticos. Como no sistema interligado a geração térmica tem uma participação muito pequena, previa-se a paralisação do uso do óleo combustível, mantendo-se apenas a geração a carvão. O GCOI emprestou os tanques das empresas que utilizavam óleo combustível para que a Petrobras (Petróleo Brasileiro) armazenasse o máximo possível, a fim de que o sistema isolado não ficasse paralisado. É claro que este sistema sofreria muito, sobretudo as pequenas empresas e localidades com unidades diesel. Como o sistema interligado não dependia de óleo, o que o GCOI fez foi assegurar suporte à Petrobras e aos sistemas isolados.

A CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) foi a melhor opção para o enfrentamento das crises?

Mesmo com a crise financeira e as inadimplências que varreram o setor elétrico nos últimos anos, a CCC funcionou a contento. Houve discussões, principalmente em torno do preço do combustível. Muitas vezes faltavam recursos, ocorriam atrasos na liquidação dos débitos, mas tudo se acertava. O mecanismo é baseado numa lógica que todos aceitam, porque a geração térmica funciona para o sistema interligado como uma garantia ao consumidor de que não vai faltar energia nos períodos de seca.

Não se conseguiu, contudo, implementar a formação de um fundo de reserva para a compra de combustível, visando fazer frente a estiagens regionais prolongadas, quando as usinas termelétricas teriam de operar quase que a plena carga por um longo período. Em ocasiões como as crises da região Sul, em 1986, e das regiões Sudeste e Nordeste, em 1987, o setor elétrico ficou inadimplente com a Petrobras, tendo sido o combustível pago com recursos fora da CCC. O maior entrave para a formação desse fundo, que teria de atingir valores expressivos, era decorrente do seu rendimento, julgado insuficiente pelas concessionárias, constantemente em dificuldades devido à política tarifária.

A história do GCOI está intimamente ligada à de Itaipu. Como as empresas receberam o projeto de Itaipu e que implicações sua implementação teve na operação do sistema?

O processo se desdobrou em duas etapas. Na etapa da elaboração da lei de Itaipu, lei do GCOI – a Lei nº 5.899 –, as empresas estaduais, principalmente as de São Paulo, Paraná e Minas, prevendo seus efeitos, reagiram e tentaram minorá-los. No âmbito do GCOI, que já se guiava estritamente pela Lei nº 5.899 e pelo Decreto nº 73.102, os fatos estavam consumados. Várias questões, entretanto, não estavam bem definidas no Tratado de Itaipu, e, antes do início da entrada em operação da usina, a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) constituiu uma comissão para avaliar os efeitos de sua implantação. Havia o problema da obrigatoriedade da compra de energia, mas chegou-se ao entendimento de que a geração de Itaipu destinava-se ao atendimento das necessidades do sistema brasileiro e paraguaio, o que permitiu alterar por diversas vezes o cronograma de colocação das máquinas em funcionamento, num processo gradual e adequado às necessidades das concessionárias. Também havia o receio de que Furnas e Eletrosul revendessem energia e potência de Itaipu aplicando as suas tarifas, que na época eram muito maiores que as previstas para Itaipu. Esta situação iria inverter-se em futuro próximo, mas a visão que se tinha então era de um preço bastante baixo para a energia de Itaipu. A Eletrobrás foi sempre favorável a uma separação completa da energia proveniente de Itaipu, pelo fato de sua tarifa ser fixada em dólares americanos, o que poderia acarretar grandes prejuízos a Furnas e Eletrosul, caso as tarifas destas empresas ficassem defasadas. Essa posição foi adotada pelo GCOI, e tomou-se uma série de providências para poder identificar a energia de Itaipu, mesmo quando misturada com as geradas por Furnas e Eletrosul.

Em termos técnicos, que impacto a energia de Itaipu causou no sistema interligado?

Naquela época, havia duas grandes expectativas: o comportamento das unidades geradoras (700 MW) da usina de Itaipu e o desempenho das linhas de transmissão, principalmente da linha de corrente contínua, a primeira a ser instalada no Brasil, com uma das maiores tensões

em operação no mundo. Felizmente, as unidades geradoras de Itaipu apresentaram excelente desempenho, muito acima do que se conhecia para unidades de dimensões semelhantes no mundo. Além disso, como as unidades foram ligadas ao sistema interligado brasileiro de modo gradativo, acompanhando o crescimento do mercado, a operação de Itaipu, apesar das suas dimensões, não causou perturbações significativas no sistema.

Nesta fase, o GCOI teve um papel muito importante, adaptando a operação do sistema brasileiro para cada alteração no número de unidades geradoras de Itaipu e para cada modificação no seu sistema de transmissão. Essas adaptações incluíam modificações nas potências a serem geradas em cada usina do sistema interligado, ajustes nos relés de proteção, para manter a segurança do suprimento de energia e a otimização do uso das águas dos reservatórios. Outra grande preocupação era o comportamento das linhas de corrente contínua de mais e menos 600 kV e do sistema de 750 kV, em corrente alternada, talvez a primeira do mundo, nessa tensão, com compensação em série. No início da operação da linha de corrente contínua, houve uma série de desligamentos que afetaram sobretudo o sistema da Ande, a empresa paraguaia de energia elétrica, a ponto de se separar uma unidade de Itaipu só para atendê-la.

Para resolver esse tipo de problema, foi essencial a Comissão Mista de Estudos de Operação, a CMO, integrada por representantes da Eletrobrás, Itaipu e Ande. A CMO foi uma iniciativa da Eletrobrás que, baseada na sua experiência na coordenação do sistema brasileiro, propôs ainda o regimento interno, a estrutura organizacional e seu primeiro programa de trabalho. A formação da CMO teve um forte apoio do general José Costa Cavalcanti, na época presidente da Eletrobrás e da Itaipu Binacional. Assim, pela primeira vez, com trabalhos conjuntos, reuniram-se dirigentes e especialistas das três entidades e quebraram-se as barreiras até então existentes para trocas de informações e dados dos respectivos sistemas elétricos, sem o que teria sido impossível a realização de estudos para a operação de Itaipu. A representação da Eletrobrás, que incluía dirigentes e especialistas de Furnas e da Eletrosul, teve também o importante papel de coordenar os estudos realizados na CMO com os conduzidos no GCOI, garantindo a integração do sistema de Itaipu ao sistema elétrico brasileiro. Atualmente, a usina de Itaipu e o sistema de transmissão a ela associado, além de suprir grandes blocos de energia às regiões Sudeste e Sul, são elementos fundamentais para a solidez da interligação entre essas regiões.

Como o GCOI atuou na interligação Sul-Sudeste?

Logo após a interligação, ocorreram no Sul problemas de oscilações e desligamentos intempestivos superados, afinal, com o avanço dos estudos, teste dos equipamentos etc. Na seca da região Sul, em 1978, o então ministro Shigeaki Ueki chegou a cogitar um racionamento,

evitado pela maximização da transmissão do Sudeste para o Sul, até a chegada das chuvas. Na época, tentou-se racionalizar o uso da energia, mas com resultados duvidosos. Usadas até o limite, as linhas de interligação apresentavam freqüentes desligamentos, ocorrendo blecautes generalizados na região Sul. Mas foi a partir desses acidentes que as concessionárias desenvolveram técnicas para evitar sua repetição; os relés e os estabilizadores das usinas foram sendo ajustados e hoje evoluiu-se muito no restabelecimento de sistema.

A seca de 1986, na região Sul, também contribuiu para esse avanço. Na época, só havia a linha de 750 kV de Ivaiporã para São Paulo. Na ameaça de racionamento, o que importa é manter o fluxo de energia, ainda que com eventuais desligamentos. Foram os estudos realizados pelo GCOI que apontaram um limite suportável da ordem de 1.000 a 1.300 MW. Foi também nessa época que o grupo começou a monitorar a operação em tempo real. Antes, faziam-se estudos e determinavam-se as condições de operação, que cada empresa se encarregava de aplicar. Mas as orientações não eram cumpridas: indicava-se um fluxo de potência da ordem de 1.100 MW e verificava-se posteriormente que não se havia transmitido mais do que 700 MW. Com o início da monitoração em tempo real, comprovou-se a necessidade de um sistema de supervisão, já iniciado pela Eletrobrás, em Brasília, mas cuja instalação estava atrasada. A Secretaria de Supervisão e Coordenação montou um sistema provisório que, em 1987, foi posto em funcionamento nos escritórios da Eletrobrás, no Rio de Janeiro. Nesse ano, com a transmissão Sul-Sudeste regularizada, o Sul pôde ajudar o Sudeste, e o papel do GCOI foi da maior importância, cuidando da segurança e da qualidade da tensão no sistema de transmissão.

Por que o intervalo de dez anos entre a elaboração do projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada) e sua implementação?

O projeto do Centro Nacional foi muito específico e original. Não havia nada semelhante em funcionamento, portanto, partimos da estaca zero para pôr em prática uma idéia que não era consensual nas empresas. Furnas, por exemplo, rejeitava a proposição, temendo perder autoridade e autonomia, e sonhava em montar seu próprio centro para supervisionar a região Sudeste. Embora contássemos com apoios significativos, havia fortes resistências, e era fundamental que se chegasse a um acordo sobre o papel que o Centro iria desempenhar, sem o que não se poderia definir e desenvolver o *software* de aplicação. Enquanto isso não foi possível, a implementação do projeto, evidentemente, sofreu atrasos.

O detalhamento mais efetivo de sua concepção teve início em 1976, quando houve uma concorrência para a elaboração de um anteprojeto e as especificações do sistema de

supervisão e coordenação. Pela primeira vez exigiu-se que o contratante principal fosse uma empresa de engenharia nacional, que obviamente não estaria capacitada para executar a tarefa, mas que subcontrataria uma empresa estrangeira especializada. A vencedora foi a Hidroservice. Por volta de 1979, assinamos as diretrizes para o funcionamento do Sinsc, que vigoram até hoje. Com a potência dos microcomputadores de que dispomos hoje, o projeto, sem dúvida, se desenvolveria de outra forma. Na época, a especificação foi feita visando a utilização de um sistema cujo equipamento adequado era um minicomputador tipo VAX, Modcomp e outros dessa natureza. E mesmo os estudos dos consultores não previam o uso de microcomputador no sistema. Além disso, como o projeto não incluía o fornecimento de estações remotas, subestações de maior interesse financeiro, mas a instalação de um equipamento relativamente simples que se comunicaria com computadores já existentes nas empresas, muitos fabricantes não se interessaram pela concorrência, daí resultando uma carência de fornecedores.

Quanto aos recursos para aquisição de equipamentos, também houve impasses: o Banco Mundial nos garantia o financiamento, mas a Secretaria Especial de Informática (SEI) era contrária a que utilizássemos esta linha de crédito, que exigia concorrência internacional, pois pretendia que as compras se efetuassem junto à indústria nacional, àquela época incapaz de atender às nossas especificações. As negociações demoraram tanto que o concorrente melhor classificado desistiu do empreendimento, determinando a escolha do segundo colocado. A exigência da SEI de se desenvolver programas de aplicações no país acabou acarretando consideráveis atrasos e aumento de custos, limitando de certa forma a opção pela aquisição do sistema.

Quanto à amplitude, o projeto, inicialmente simples, tornou-se complexo à medida que se foi constatando que o Centro Nacional poderia se constituir em um grande prestador de serviços às empresas, além de suprir o sistema interligado. Na realidade, seu desempenho mais relevante é o de coordenação da segurança da operação do sistema. No blecaute de 1984, o centro ainda não estava em funcionamento. Devido à novidade da situação, o GCOI estabeleceu que, naquelas circunstâncias, seria fundamental a criação de um programa diário de operação. Isto significava que a Secretaria do GCOI teria de verificar diariamente que linhas e usinas estavam em manutenção ou iam entrar em serviço, qual era a carga do sistema, que pontos críticos deviam ser mantidos sob observação e quais limites não poderiam ser ultrapassados na operação do dia seguinte. Este procedimento tornou-se a programação diária da operação, função atualmente distribuída por diversos órgãos da Eletrobrás. Dia após dia estabelecia-se o que cada usina devia gerar em cada ponto do sistema e no dia seguinte o Centro Nacional observava o cumprimento das metas de geração. Hoje, com o monitoramento em tempo real, pode-se verificar se os limites estão sendo respeitados e corrigir na hora os

desvios decorrentes de violações, garantindo a segurança e o fluxo seguro de potência entre os diversos pontos do sistema interligado. Essa é a prioridade na atuação do Centro Nacional, pois de nada adianta planejar e construir corretamente os sistemas das concessionárias se não se coordenar sua operação de modo a obter a segurança e economia desejadas.

A década de 1980 foi recessiva para a economia nacional. Como essa realidade refletiu no setor elétrico e que papel teve o GCOI na conjuntura?

Embora a década tenha tido uma característica recessiva, se considerada em seu conjunto, o grau de recessão variou de um ano para outro e de região para região. A carga do sistema interligado, que havia ficado praticamente estagnada nos anos de 1981, 82 e 83, passou a apresentar um crescimento por volta de 1984 e 85. Em 1986 veio o Plano Cruzado, aumentando o consumo de todos os bens, inclusive energia elétrica. O Plano Collor, em 1990, reverteu significativamente esta tendência, sobretudo entre os consumidores industriais.

A consequência inicial da recessão tem sido o corte nos investimentos em obras de geração e transmissão, seguidos pelos verificados na distribuição e manutenção das instalações. Antes de tudo isso, são efetuados cortes em treinamento de pessoal, telecomunicações, pesquisa e desenvolvimento etc. De um modo geral, ocorre um descompasso entre o crescimento do mercado e as obras necessárias ao seu atendimento, e o sistema elétrico torna-se mais vulnerável. Isto pode ocorrer tanto por falta de obras de geração como pelo adiamento de linhas de transmissão, neste caso, pela impossibilidade de uma região socorrer a outra. Foi o que se assistiu em 1986, na região Sul, onde se teve de fazer um racionamento devido a atrasos na construção de Itaipu e no trecho da linha de 750 kV de Itaipu a Ivaiporã. Da mesma forma, o racionamento imposto à região Nordeste, em 1987, foi causado por atrasos nas obras de linhas de transmissão interligando a usina de Tucuruí à região Nordeste, e nas obras da usina de Itaparica.

Outra consequência da recessão é o aumento da fragilidade do sistema de transmissão, por falta de investimentos, tornando o sistema interligado mais sensível a saídas por defeitos de instalações de subestações e linhas de transmissão. Estas saídas, normalmente suportadas sem grandes prejuízos, podem ocasionar sobrecargas em outras instalações, que são desligadas automaticamente. Seguem-se então sucessivos e incontroláveis desligamentos, acarretando blecautes que chegam a atingir grande parte do sistema interligado. Esta situação crítica, na década de 1980, esteve sempre presente no setor elétrico.

Tais fatos exigiram grandes esforços do GCOI, tanto para assessorar o Ministério das Minas e Energia na decretação dos racionamentos como para orientar técnica e adminis-

trativamente este processo, reduzindo seus efeitos e maximizando a transferência de energia de uma região a outra. O GCOI promoveu estudos e a implantação de uma série de dispositivos para controlar e evitar desligamentos sucessivos de transmissão. Outra intervenção expressiva foi na coordenação da manutenção de importantes instalações do sistema interligado. Com a contenção de despesas, as concessionárias passaram a não dispor de equipes para trabalhar em manutenção nos horários noturnos ou em fins de semana e feriados, ocasião em que o sistema permite o desligamento de instalações sem comprometer sua confiabilidade. A solução foi fazer as manutenções durante os horários em que a carga era elevada. Resumindo, em uma recessão, que não ocorre uniformemente em todas as regiões, por falta de investimento em obras, o sistema elétrico torna-se mais vulnerável à ocorrência de anormalidades nas suas instalações e a irregularidades nas afluências aos seus reservatórios, o que exige a efetiva atuação de um órgão de coordenação como o GCOI.

Qual a sua avaliação a respeito dos investimentos no sistema interligado no período de 1969 e 1989, tanto na geração como na transmissão?

Quando houve o blecaute em Nova York, na década de 1960, o relatório de uma comissão de alto nível, dirigida ao presidente Lyndon Johnson, concluiu que a interligação de sistemas elétricos trazem indiscutíveis e grandes benefícios aos consumidores e às concessionárias, desde que seja forte e que se disponha de uma sólida coordenação. O relatório dizia ainda que a alma do sistema interligado é o sistema de transmissão, que o mantém coeso. No sistema brasileiro, por estarem as usinas – na maioria hidrelétricas – e as cargas dispersas em uma extensa área geográfica, torna-se economicamente inviável implantar um sistema de transmissão capaz de suportar a saída de uma, duas ou até três linhas de transmissão, simultaneamente, como ocorre em países mais desenvolvidos. Desse modo, ele apresenta uma certa fragilidade que até agora tem sido contornada através de medidas que limitam a extensão dos efeitos de saída de instalações, como os acima mencionados, ainda que o ideal fosse investir mais em linhas de transmissão.

Existem, entretanto, outras áreas em que grande número de concessionárias pouco tem investido. Trata-se das áreas de telecomunicações, telesupervisão e telecomando. Costumo dizer que a operação do sistema de potência não pode ser mais eficiente do que a do sistema de telecomunicação que lhe dá suporte. O que se observa é que os grandes sistemas de microondas de diversas empresas, como Furnas, Eletropaulo, Light, estão se tornando obsoletos. Algumas concessionárias dispõem de sistemas de telecomunicações com tecnologias de 20, 30 anos atrás, o mesmo acontecendo com os seus centros de controle.

A Eletrobrás, simultaneamente com o projeto de implantação do Centro Nacional, procurou promover a instalação de sistemas de telecomunicações e de controle tecnologicamente mais atualizados e eficientes nas concessionárias, o que foi grandemente prejudicado pela crise da década de 1980, que afetou inclusive o desenvolvimento de equipamentos e de *software*, pelas indústrias nacionais, que se viram sem encomendas das concessionárias. Mas se estas, dentro do programa de melhoria da qualidade e produtividade dos serviços oferecidos aos seus consumidores, quiserem melhorar os seus índices de desempenho, terão de se dotar de sistemas de telecomunicação e controle eficientes, tanto nas áreas de geração e transmissão como na de distribuição. A crise dos anos 80 afetou também o desenvolvimento, pelo Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), de aplicações da informática na operação de sistemas de potência, por limitações de recursos financeiros, falta de apoio das concessionárias e das indústrias, também em crise, e, por fim, pela ausência de uma política industrial da Eletrobrás, fato este agravado a partir do governo Fernando Collor.

Como se poderia caracterizar a participação da Eletrobrás e das demais empresas no GCOI ao longo desses 20 anos?

Uma das questões mais polêmicas na Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico) foi a do papel da Eletrobrás no GCOI. Os participantes da Revise, na maioria elementos estranhos à operação do sistema, reconheciam o desempenho do GCOI como excelente. Entretanto, representantes de concessionárias de São Paulo, Minas Gerais e Paraná questionavam o fato de a Eletrobrás coordenar o GCOI ao mesmo tempo em que suas subsidiárias participavam das discussões, em pé de igualdade com as concessionárias estaduais. Alegavam que as decisões da coordenação – à qual era facultado o poder de deliberar quando não houvesse unanimidade – poderiam favorecer as suas subsidiárias em detrimento das concessionárias estaduais. Na verdade, as concessionárias podiam apresentar recursos ao ministro das Minas e Energia contra qualquer decisão tomada pela Eletrobrás, individualmente, no GCOI. Além disso, as estatísticas mostravam que nos seus quase 15 anos de funcionamento, apenas cinco ou seis decisões da Eletrobrás haviam sido contestadas. Ocorre também que a Eletrobrás e suas subsidiárias têm interesses supraestaduais, e a entrega da coordenação do GCOI a concessionárias estaduais, mesmo em caráter rotativo, pode acarretar o favorecimento de demandas particulares. Excetuando os questionamentos de caráter político sugeridos na Revise, contra as empresas federais e sobretudo contra a equalização tarifária, a atuação da Eletrobrás, sob a direção do seu diretor de Operação de Sistemas, José Marcondes Brito de Carvalho, tanto no GCOI como no CCON, tem sido elogiada praticamente pela totalidade dos participantes desses órgãos.

Que perspectivas se descortinam para o sistema interligado brasileiro?

No momento, o tema em evidência é o projeto da Ense (Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica), proposto pelo secretário nacional de Energia, que contemplaria uma empresa de transmissão única, locatária dos sistemas de transmissão de porte das concessionárias. A Ense ocuparia os sistemas de transmissão das concessionárias, assumindo o comando da operação, porém, o pessoal destas continuaria a prestar os serviços de manutenção e operação das instalações alugadas. Neste caso, o Centro Nacional passaria a coordenar a operação das usinas, via centro de controle das concessionárias, e a controlar diretamente as subestações alugadas das concessionárias? Devido à quantidade de subestações, haveria necessidade de se criar centros regionais subordinados ao Centro Nacional, ou estes seriam os atuais centros de controle de Furnas e da Eletrosul? Na prática, isto significaria passar o comando, por exemplo, das subestações da Cemig para Furnas? Acho uma proposição inviável.

As perspectivas a um prazo maior envolvem as interligações internacionais com Argentina, Uruguai, Paraguai e, possivelmente, Bolívia e Chile, países para os quais se poderia vender energia secundária do sistema interligado e negociar uma certa complementação térmica.

Além disso, os sistemas Sul-Sudeste deverão se interligar com o Norte-Nordeste, criando um grande e extenso sistema que, pelas suas dimensões, poderá se tornar mais vulnerável e exigir soluções próprias para fornecer aos consumidores, principalmente os industriais, energia de qualidade e continuidade satisfatórias. Isto tudo deverá exigir um constante aperfeiçoamento de pessoal e recursos da Eletrobrás para atender ao GCOI, e de maior esforço na área de pesquisa e desenvolvimento para buscar soluções técnicas e economicamente mais adequadas não só aos problemas apontados, mas aos que deverão surgir com o aumento das dimensões do sistema.

Roque Gioacchino Plantino

Secretário Executivo do GCOI (1990-1991)

18 de dezembro de 2002

O senhor trabalhou em Furnas (Furnas Centrais Elétricas) durante cerca de 25 anos (1966-1990), tendo exercido diversos cargos de chefia na área de operação e manutenção de usinas e sistemas de transmissão da empresa federal. Para começar a entrevista, gostaríamos que comentasse esta sua experiência, destacando os eventos principais da história da operação e manutenção.

Furnas nasceu com o único objetivo de construir uma das maiores hidrelétricas do mundo na época, no curso médio do rio Grande, no local denominado Corredeira das Furnas em Minas Gerais. Empreendimento que empresas nacionais não tinham capacidade financeira para assumir e pelo qual nenhuma estrangeira se interessou. Dedicada exclusivamente à construção, a nova empresa funcionava como um caos organizado em busca de um objetivo único com horizonte de curto prazo: pôr a usina em operação.

No seio agitado desse gigante indócil, um pouco antes do término da obra da usina, foi montada uma pequena equipe, com status de superintendência, embrião da futura Diretoria de Operação da empresa. O sucesso desse grupo dependia do planejamento de médio e longo prazo, contrastando com a correria aparentemente caótica da obra. Aos poucos, enquanto o setor de operação crescia, o uso do planejamento como principal ferramenta de trabalho implementado por esse grupo contaminou toda a empresa, transformando-a numa instituição extremamente organizada e preparada para assumir novas missões.

Por isso Furnas nunca rejeitou desafios, estando sempre preparada para enfrentá-los, devido a uma política de aperfeiçoamento constante de seu quadro de pessoal e da predisposição para absorver novas tecnologias, principalmente nas áreas de operação e manutenção. Responsabilizou-se pela área visível do programa nuclear brasileiro, construindo e operando as usinas nucleares. Assumiu as usinas Funil e a termelétrica Santa Cruz em fase de construção pelo antigo estado da Guanabara, e a termelétrica Campos. Construiu e opera todo o sistema de transmissão associado à usina de Itaipu, usando inclusive a corrente contínua, tecnologia de ponta na transmissão de grandes blocos de energia elétrica a longas distâncias, investimento de mais de um bilhão de dólares que ficou sem remuneração por quase uma década, o que mostra também sua capacidade financeira. Sem contar os inúmeros aproveitamentos hidrelétricos e seus sistemas associados por ela construídos e operados, que interligaram os

GCOI

História da operação do sistema interligado nacional

sistemas elétricos, até então isolados, das grandes distribuidoras de energia elétrica da região Sudeste.

Com todo esse potencial, tornou-se soberana no cenário energético brasileiro, principalmente na operação de sistemas interligados, devido à sua condição de espinha dorsal dos sistemas sul e sudeste. Desenvolveu métodos e procedimentos inéditos, através de programas computacionais reconhecidos internacionalmente, para a operação de sistemas elétricos com predominância da geração hidráulica, na qual o combustível é incerto, pois depende de São Pedro.

Como engenheiro e, principalmente, exercendo cargos de chefia, tive o privilégio de participar intensamente dessa fase áurea da empresa.

Como o Sr. avalia em termos gerais a atuação do GCOI (Grupo Coordenador para a Operação Interligada) nas décadas de 1970 e 1980?

O GCOI das regiões Sul e Sudeste, criado em meados de 1973, e seu precursor o CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada) do início de 1969, tiveram um papel de suma importância na operação integrada e coordenada do sistema elétrico brasileiro das regiões mais desenvolvidas do país. O GCOI permitiu o uso racional das instalações geradoras e de transmissão das diversas empresas e assegurou o rateio dos ônus e vantagens decorrentes das variações hidrológicas e do uso de combustíveis fósseis. Fez sem quase nenhum custo e pouca burocracia o que tenta fazer hoje, sem muita eficácia, a parafernália de alto custo montada pelos adeptos da globalização, representada pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e o pelo MAE (Mercado Atacadista de Energia).

Que circunstâncias contribuíram para o seu ingresso na Diretoria de Operação da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) e na Secretaria de Supervisão e Coordenação do GCOI em 1990?

Acredito que a conjugação de três fatores principais foram decisivos para o meu ingresso na Diretoria de Operação da Eletrobrás. Primeiro, conhecia o engenheiro Lindolfo Ernesto Paixão desde quando estudamos na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais; segundo, tinha uma experiência gerencial de 23 anos em Furnas e, terceiro, Furnas sempre foi, na operação de sistemas, uma pedra no sapato da Eletrobrás, principalmente após a criação do Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada). Minha tarefa principal, apesar de nunca ter sido explicitada, foi amenizar as arestas na relação dessa importante área das duas empresas.

Quais os principais desafios da atividade de coordenação da operação dos sistemas elétricos interligados naquele momento?

Reorganizar o GCOI para adaptá-lo aos novos tempos desestatizantes, suportar a pressão das grandes empresas estaduais contra a compra compulsória da energia de Itaipu, nascida do vento liberalizante da democracia e aumentada pela postura privatizante do novo governo, que enfraqueceu a Eletrobrás, e consolidar o Sinsc como operador nacional do sistema elétrico brasileiro.

Em que medida a coordenação da operação dos sistemas interligados sofreu reflexos negativos em decorrência da crise de inadimplência entre as empresas de energia elétrica ocorrida no início da década de 1990, no momento em que justamente o Sr. assumiu a Secretaria-Executiva do GCOI?

A crise de inadimplência entre as empresas de energia elétrica foi forjada para ser usada como forma de pressão contra a compra compulsória de energia de Itaipu, num período de recessão econômica e de anos hidrológicos favoráveis, quando as grandes distribuidoras que também eram produtoras estavam jogando pelos vertedouros sua energia própria. As demais empresas acompanharam a onda. Obviamente havia uma queda na receita dessas empresas motivada pela recessão, mas, previsível e contornável. Numa situação contrária, com desenvolvimento econômico e anos hidrológicos desfavoráveis, as empresas estariam brigando para aumentar a compra da energia de Itaipu, para atender seus mercados e melhorar seu faturamento.

O sr. dedicou atenção especial à continuidade da implantação do projeto do Sinsc?

Com todo o empenho possível, porque era um dos desafios que enfrentávamos e um dos fatores mais importantes para a operação do sistema elétrico brasileiro, e também porque tinha a percepção, só agora confessada, de que esse era um dos motivos que me levaram a ser convidado para trabalhar na Eletrobrás.

Como o sr. avaliou o projeto da Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense), proposto em 1991 pelo então Secretário Nacional de Energia, Armando Ribeiro de Araújo?

Desconheço o projeto porque voltei para Furnas e, em seguida me aposentei, na mesma data em que o referido secretário assumiu a Secretaria Nacional de Energia. Mas continuo achando que qualquer projeto visando a reorganizar o setor elétrico brasileiro, que não venha precedido de um novo modelo completo e acabado para o setor, estará fadado ao fracasso, semelhante ao que estamos assistindo agora.

Como o sr. avalia a criação do ONS e que perspectivas antevê para a operação interligada dos sistemas elétricos no Brasil?

Vejo a criação do ONS do mesmo modo que vi o projeto da Ense, explicitado na resposta anterior. O futuro da operação interligada dos sistemas elétricos no Brasil está diretamente dependente de um novo modelo para o setor. Modelo que não pode deixar de prever um braço executivo do governo federal, através de uma ou mais empresas estatais (para evitar o gigantismo), atuando no mercado em igualdade de condições com as empresas privadas, com a finalidade de agir decisivamente nos momentos em que houver desinteresse da iniciativa privada; modelo que não pode desconsiderar que a energia elétrica é um serviço público do qual dependem mais de 90% da população brasileira; modelo que não pode deixar desprotegido o consumidor, que é o elo mais fraco da cadeia produtiva e que tem poder aquisitivo incomparavelmente menor do que o dos países desenvolvidos, que normalmente serve de base para os nossos modelos; modelo que não esqueça que nosso sistema é essencialmente hidráulico e que somente aproveitamos 25% do potencial hidrelétrico do país; modelo que não pode abrir mão do planejamento estratégico como parte integrante das políticas de governo e que seja executado por empresas desse mesmo governo. De outra maneira, compremos velas e que Deus nos ajude.

Como se deu a inserção da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) no CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada) e que atuação a empresa teve no Subcomitê de Estudos Elétricos?

Ingressei na Eletrobrás, em 1970, no Departamento de Coordenação de Sistemas, então integrado por quatro engenheiros sob a chefia do dr. Armando Araújo, o atual secretário nacional de energia. Naquela época, a empresa adotava a política de capacitar seus quadros para assumirem tarefas de coordenação, e recrutava os melhores alunos das escolas superiores do Rio de Janeiro. Assim, os Departamentos de Estudos Elétricos e de Estudos Energéticos foram se estruturando. Atualmente, os engenheiros dessa safra lideram o setor, participando da coordenação do sistema interligado com pleno conhecimento de todas as suas partes, com competência e seriedade profissionais. No CCOI, a Eletrobrás participava como observadora. Houve uma época em que o sistema da região Sul apresentava interrupções freqüentes pelo enfraquecimento de seus elos de transmissão. Uma das primeiras coordenações da Eletrobrás, no âmbito do CCOI, foi a da Comissão de Estabilidade do Sistema Sul, cujo objetivo era melhorar todo o comportamento dinâmico do sistema naquela região. Além disso, participavam do Subcomitê de Estudos Elétricos dois representantes da empresa: o dr. Armando Araújo como titular, e eu, como suplente. A Eletrobrás despontava com sua vocação de liderança, empregava os melhores profissionais e, de fato, apesar de constituirmos uma equipe técnica reduzida, as idéias que defendíamos eram ouvidas e acatadas com respeito.

Que limitações o CCOI apresentou, do ponto de vista da operação interligada, para que se efetivasse sua substituição pelo GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada)?

O GCOI foi uma evolução natural do CCOI, motivada pela escassez de recursos do sistema interligado e também pelo princípio de que, para uma atuação efetiva, quanto menos recursos tem o sistema, mais forte deve ser a sua coordenação. O CCOI não possuía esse tipo de força, e muitas de suas recomendações não eram cumpridas. Reunia-se um corpo técnico de alto nível, oriundo de empresas de grande porte, consumindo tempo na realização de trabalhos aprovados por todos, mas que, ao final, eram desconsiderados e perdidos. A criação do GCOI deveu-se, portanto, à necessidade de uma atuação mais forte desse colegiado para

que se cumprissem recomendações consensuais. Cometeu-se um engano terrível na época da Revisão (Revisão Institucional do Setor Elétrico), quando se julgou o voto de Minerva da Eletrobrás uma desvantagem para o GCOI. Não havendo unanimidade, o texto da lei atribuía a decisão ao diretor da Eletrobrás. Argumentou-se que as empresas seriam levadas a votar de um modo diferente da Eletrobrás. Foi uma interpretação falaciosa da lei, desmentida historicamente (o que pode ser verificado na consulta às atas do GCOI), pois, quando não havia consenso, a Eletrobrás jamais votou contra a maioria das empresas.

De que forma os interesses das empresas se compatibilizaram com a interligação total do sistema, nessa passagem do CCOI para GCOI?

É interessante este outro aspecto histórico. As empresas sentiam maior liberdade no tempo do CCOI, quando a Eletrobrás era apenas observadora. Até entendo que a força do voto de Minerva tenha feito a coordenação da Eletrobrás parecer uma imposição. Mas, já que o sistema interligado repartia as vantagens e os ônus, a alteração só se deu realmente no compromisso com o consumidor, livrando-o dos riscos de déficit, racionamentos, colapsos etc. Assim, sem que as empresas perdessem sua liberdade, o grau de compromisso final tornou-se muito maior. O CCOI tornou-se marco como o primeiro comitê coordenador, mas o compromisso maior com o consumidor, e com o próprio sistema interligado, foi uma conquista do GCOI. Hoje as empresas já têm uma mentalidade integrada e, para isso, contribuiu a coordenação permanente da Eletrobrás, tecnicamente neutra, sem interesses comerciais. No passado, essa neutralidade era questionada pelo fato de a Eletrobrás ser uma *holding*. Mas a consulta às atas, mais uma vez, demonstra que grandes discussões técnicas opunham a Eletrobrás às suas próprias empresas controladas. A coordenação exige uma equipe especial, exclusivamente dedicada à tarefa de coordenar, condição que se tornaria inviável no rodízio e que, na prática, a meu ver, só a Eletrobrás poderia satisfazer.

Qual foi a atuação do GCOI na interligação Sudeste-Sul?

Já mencionei a carência do sistema elétrico da região Sul, só superada graças às novas linhas de transmissão, principalmente do tronco de 750 kV que interligou fortemente o Sul-Sudeste e, evidentemente, à energia de Itaipu. Antes era muito difícil coordenar os recursos energéticos das duas regiões. Foi o sistema interligado que permitiu explorar as características distintas das diversas bacias, contribuindo até para diminuir os custos da geração térmica. Estruturalmente, o fortalecimento da interligação acarretou o fim das experiências do GCOI-Sul e do GCOI-Sudeste – cuja origem foram os CCOIs, Sul e Sudeste –, com o surgimento de um único GCOI. A idéia do dr. José Marcondes Brito de Carvalho enfrentou obstáculos de natureza bairrista, mas hoje todo mundo raciocina em termos de sistema interligado. E o que se vê são representantes da

Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), como o dr. Eduardo Nery, debatendo com entusiasmo problemas de suprimento ao Rio Grande do Sul. A mesma notável evolução pode ser percebida no sistema Norte-Nordeste cujas principais empresas – Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) e Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) – já se integraram ao GCOI, fórum em que o nosso diretor, dr. Mário Santos, numa época em que participava como diretor da Chesf, chegou a debater problemas do sistema interligado Sul-Sudeste com a mesma desenvoltura de um diretor local.

Na sua implantação, os dois sistemas apresentaram alguma característica que os diferenciasse?

A implantação do sistema Norte-Nordeste foi um fato marcante. Embora estivesse planejado para operar de determinada maneira, devido à escassez de recursos, o sistema acabava funcionando de forma inteiramente diferente, o que acarretava situações críticas, pelo consumo excessivo de combustíveis, e problemas de suprimento à própria carga. Era urgente operar a interligação. No primeiro estágio estava prevista a construção de duas linhas de transmissão com compensação em série, ficando Tucuruí para um segundo estágio. Mas a interligação de 1.800 km de extensão entrou em operação sem que os cinco compensadores síncronos estivessem instalados. O sistema era extremamente longo, com pouquíssima compensação reativa, problemas de controle de tensão, mesmo em regime normal, e de sobretensão, com riscos de danificação dos equipamentos. Os estudos exigiam medidas de curtíssimo prazo para se evitarem tais riscos e os conseqüentes desligamentos. Porém, quando a interligação estava para entrar em operação, antes mesmo de o sistema ser energizado, verificou-se que o comprimento de certos trechos de linha era diferente do que estava no papel, e que a potência nominal dos reatores não correspondia às especificações dos próprios fabricantes. Os técnicos da Eletrobrás, da Chesf e da Eletronorte atravessaram dias e noites, durante uma semana, para acertar todos os detalhes. Parecia tão precário que havia quem não acreditasse na operação interligada. Quando ela se deu, foi emocionante.

Que atuação teve o CCON (Comitê Coordenador da Operação do Nordeste) nesse processo?

É interessante como o CCON, que não fora previsto, planejado, ou programado para ser o que é, tenha se tornado uma estrutura bastante moderna. Inicialmente, o GCOI foi idealizado para tratar das malhas de mais alta-tensão do sistema interligado. Logo os problemas de suprimento na área de uma determinada concessionária deviam ser resolvidos com a supridora regional. Depois se verificou que havia questões energéticas, ou de mercado, que interessavam a todas as empresas, e o plenário tornou-se misto. Na rede elétrica, entretanto, a

malha principal de transmissão, que afeta o sistema interligado como um todo, e as malhas de suprimento locais, de menor extensão, distinguem-se claramente. O GCOI passou então a tratar os problemas locais em comissões separadas, criando um comitê executivo específico para este fim. As duas empresas da malha principal do sistema Norte-Nordeste – Chesf e Eletronorte – discutem no plenário do GCOI apenas as questões relativas à malha principal, e o CCON trata das malhas locais com as suas supridoras – Chesf e Eletronorte –, abordando os assuntos relativos à distribuição. Existe a lacuna das questões comerciais que tanto afetam a malha principal quanto a secundária, e que têm sido discutidas no âmbito do GCOI. No futuro, não se mantendo o equilíbrio, talvez seja criado um novo organismo.

No cumprimento de sua atribuição de equacionar a geração térmica, como o GCOI enfrentou as duas crises do petróleo, em 1974 e em 1979?

Quando houve a primeira crise do petróleo, a configuração do sistema ainda não incluía Itaipu, não existia sistema de corrente contínua nem sistema de 750 kV. Quando se tornou urgente minimizar a geração térmica a óleo combustível, restringiu-se a produção das usinas de Piratininga e Santa Cruz, de que eram dependentes Rio e São Paulo. Nessas áreas, o sistema perdeu sua confiabilidade: só existia uma única linha supridora de 500 kV, no Rio, sendo as demais de 345 kV. A linha de 440 kV da Cesp (Companhia Energética de São Paulo) também sofreu com sobrecarga. Nessas circunstâncias, se ocorresse perda em horário de demanda máxima, certamente teríamos colapso no Rio ou em São Paulo, com afundamento de tensão, desligamentos em cascata e, possivelmente, perda total de suprimento. Mas a restrição fora decidida pelo GCOI, levando em conta um problema que afetava seriamente o país inteiro. Rio de Janeiro e São Paulo sofreram mais por terem sido concebidos com uma geração térmica de porte razoável nos centros de carga. Itaipu, cujos pontos terminais se situam exatamente na área de São Paulo, reduziu os carregamentos nos troncos da Cesp. Mas o Rio de Janeiro apenas teve os seus problemas atenuados, e depende da expansão das usinas do rio Paraíba do Sul e de Angra 2, obras que estão atrasadas.

Como a redução do consumo de energia, observada durante a recessão da década de 1980, repercutiu no sistema interligado?

A única filosofia do GCOI é a da repartição de ônus e benefícios. Quando houve sobras motivadas pela recessão do mercado, o que se tentou, em primeiro lugar, foi minimizar as perdas das empresas. Optou-se pela oferta de energia interruptível com tarifas mais baratas, com base na EGTD (Energia Garantida por Tempo Determinado), o que é quase um contrato de risco com vistas ao aproveitamento das sobras. Os custos foram divididos com base em critérios predeterminados no âmbito do GCOI.

E as consequências do congelamento tarifário, determinado pelo Plano Cruzado, em 1986?

O congelamento atingiu a capacidade de investimento do setor. Obter empréstimos ficou cada vez mais difícil. Desenvolve-se um esforço para fazer as tarifas retornarem ao patamar de US\$ 60/MWh, mas o aumento terá de ser gradual. Sem esse equacionamento tarifário, não haverá expansão do setor, e o primeiro arranco do mercado produzirá reflexos severos. O que mais preocupa é o longo prazo de maturação das obras, tanto de usinas quanto de linhas de transmissão de alta e extra-alta-tensão.

Poderia descrever o impacto causado por Itaipu em três momentos distintos: na concepção do projeto, no enchimento do reservatório e na entrada em operação da usina?

Se considerarmos o suprimento do mercado mediante sua energia, Itaipu já no início foi de tremenda importância para o sistema interligado tanto no Sul como no Sudeste. O mercado atual está um pouco retraído, mas se a demanda do mercado tivesse se aproximado dos valores previstos, o fato de estarem funcionando todas as máquinas de Itaipu e do sistema de transmissão de 750 kV, a tensão mais alta em operação comercial no mundo, teria um peso capital. Mais do que isso. Embora o porte da obra tenha assustado a muitos, a verdade é que a manutenção das unidades geradoras – todas com 750 MW – foi facilitada exatamente por aquela retração. Sem dúvida, se o mercado estivesse se comportando de acordo com as previsões, haveria dificuldades. A construção da usina foi muito contestada, porém, se Itaipu não existisse, estaríamos hoje com falta de 13.000 MW. Foi a salvação elétrica e energética de todo o sistema interligado.

Qual a importância do projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada) e por que sua implantação demorou dez anos?

O Sinsc é um projeto pioneiro, de operação hierarquizada em tempo real, e que envolveu tecnologia de ponta. Só para se ter uma idéia, o desenvolvimento de seus programas de aplicação tornou indispensável a dedicação integral do Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Como o projeto Sinsc constitui-se do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS) e dos centros de operação das empresas, exigindo compatibilidade de recursos entre empresas estaduais e federais, ocorreram complicações, especialmente falta de recursos, e algumas empresas estão com alguns anos de atraso, o que conduz a uma desaceleração geral.

E que papel desempenhou o CNOS nesse processo?

O CNOS coordena a implantação das metas do GCOI, desempenhando papel tático operacional e em tempo real. Seu trabalho é fundamental e será ainda mais relevante, quando entrarem em funcionamento os novos sistemas de transmissão que se desenvolvem para a Amazônia baseados em eletrônica de potência. Os centros operacionais das empresas não poderiam dar conta desse recado, preocupados que estão com seu próprio sistema. É indispensável que haja um nível hierárquico superior, atento ao sistema interligado como um todo.

Considerando a escassez de recursos, qual a sua avaliação do perfil dos investimentos no setor elétrico, a partir da criação do GCOI ?

Os investimentos têm diminuído devido a problemas conhecidos que atingem principalmente os financiamentos externos. Itaipu, por exemplo, exigiu troncos de transmissão de grande porte. Quando o sistema interligado Norte-Nordeste entrou em operação, foi preciso colocar 1.800 km de linhas de 500 kV e depois duplicar tais circuitos. A tarifa pagava uma parcela desses custos, mas uma outra parte, bastante considerável, provinha de empréstimos atualmente inviáveis. Esse é o desafio que enfrentamos: a recuperação e a melhoria dos equipamentos para reduzir o envelhecimento.

Pode-se dizer então que passamos a viver um momento de manutenção do sistema?

Exato. No Cepel discute-se muito não só o uso de técnicas de manutenção como também os meios de se prolongar ao máximo a vida útil dos equipamentos a fim de postergar sua reposição. No lugar da manutenção tradicional, utilizamos a preventiva. Não podemos, por exemplo, perder um compensador estático no sistema de Mato Grosso devido à impossibilidade de repô-lo. Prever falhas, e evitar que aconteçam, é uma tecnologia avançada que, nos países desenvolvidos, já gerou sistemas especializados, com inteligência artificial.

Numa avaliação abrangente desses 21 anos, a escassez de recursos afetou todo o sistema interligado ou atingiu mais a geração do que a transmissão, ou vice-versa?

Todos os setores foram afetados por igual. A transmissão é que tem sofrido maiores problemas. É fácil colocar em serviço uma obra de geração, porque basta aumentar sua capacidade e vender mais. A transmissão envolve confiabilidade, pois, com a colocação de uma linha de transmissão adicional, o fornecedor reduz os custos de interrupção, diminui os riscos de déficit, enfim, otimiza seu serviço, mas muitas vezes não vende sequer um megawatt a mais. Não havendo lucro direto, é difícil induzir uma empresa a esse investimento. A grande vanta-

gem de um novo modelo para a transmissão seria torná-la mais confiável, e a um custo que integrasse a tarifa. Os problemas de caixa desapareceriam. Atualmente, o que mais se discute nas reuniões do GCOI é a deficiência de capacitores em diversas áreas do sistema. Capacitor não vende energia mas, sem ele, a tensão degenera e a confiabilidade se reduz e, para recuperá-la, torna-se necessário incrementar a produção de energia térmica, com elevação dos custos. Parece de difícil entendimento, mas esta é uma explicação óbvia.

Como tais questões foram administradas no âmbito do GCOI pelas empresas e pela Eletrobrás?

Posso exemplificar com a questão da compensação reativa. Com o agravamento do problema e com tensões em diversas áreas, o colegiado percebeu que não cabia mais responsabilizar esta ou aquela empresa, porque isso afetaria todo o sistema interligado. Foi realizado, então, um trabalho de grande porte que envolveu até o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos) em perfeito entrosamento com o GCOI, mediante o qual buscou-se conhecer as empresas com déficit de capacitores, verificar os montantes necessários e tentar a viabilização dos recursos. A Eletrobrás aprovou uma inversão de dividendos para serem alocados em obras prioritárias e, assim, os capacitores são a prioridade do momento. Alguns recursos do Procel (Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica) poderiam financiar capacitores, minimizando perdas e geração térmica. Além disso, a Eletrobrás, com apoio do GCPS e do GCOI, está tentando avalizar pequenos financiamentos externos. O reflexo desse esforço é notável. A CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica) realizou um grande trabalho para definir suas carências e aprovou um plano de compensação como há muito não se via no Rio Grande do Sul. E já nos enviou cópia da licitação para a compra dos capacitores, publicada nos jornais, demonstrando que os planos estão sendo cumpridos à risca. A Celg (Centrais Elétricas de Goiás) e a Celesc (Centrais Elétricas de Santa Catarina), depois de um longo tempo sem recursos, seguem o mesmo exemplo. É fantástico. O empenho do GCPS e do GCOI está levando as empresas a reassumirem o entendimento de que a deficiência de capacitor constitui um problema para o sistema interligado. A falta de recursos, de modo geral, está bem administrada. O GCPS planeja a expansão e determina quais são as obras necessárias, e os estudos do GCOI estabelecem as prioridades ao longo de três anos. Não se tem outro referencial além do aspecto técnico do sistema. Dentro do plano de obras previsto, as instalações prioritárias só visam a minimizar riscos de déficit e de colapso, mediante otimização dos recursos energéticos disponíveis.

E as empresas aceitavam as prioridades estabelecidas, ainda que não satisfizessem seus interesses imediatos?

Não se pode transferir recursos, nem acelerar uma obra, diminuindo o ritmo de outra. As prioridades estabelecidas referem-se a empresas diferentes, cada uma delas fonte de suas próprias dotações. E a situação se agrava, quando envolve empresas de âmbito federal e estadual. Tais impasses seriam minimizados, se fossem considerados os novos modelos para a transmissão.

Que perspectivas se apresentam para o sistema interligado?

A dimensão continental do país torna imprescindível a coordenação operacional. É uma coordenação de grande porte, mas que deve ser otimizada para enfrentar desafios como, por exemplo, a transmissão da Amazônia, onde, a par dos problemas ecológicos, serão exigidos recursos inexistentes no Brasil: novas tecnologias, transmissão a 1.000 kV, ou corrente contínua multiterminal. Nas universidades, há pouca gente freqüentando os cursos de engenharia de sistemas de potência e, além disso, os próprios cursos não têm o porte que tinham há 20 anos. A escassez de recursos também afeta a área de treinamento de pessoal. Vamos precisar de algum ajuste no tempo, postergar algumas decisões para conseguirmos a antecipação de outras, de forma a garantir o desenvolvimento tecnológico. Há 15 anos, nossos técnicos alcançaram o nível dos países desenvolvidos e trocavam experiências, de igual para igual, em seminários no exterior. Hoje, eles não têm o mesmo conhecimento, principalmente, sobre os desenvolvimentos mais recentes. Esta deveria ser uma preocupação geral.

Em março de 1990, o senhor foi nomeado assistente da Diretoria de Operação de Sistemas (DOS) da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) e, nessa condição, passou a trabalhar como coordenador do CNOS (Centro Nacional de Operação do Sistema). O senhor poderia comentar o trabalho realizado na época para viabilizar as metas consignadas no projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada)?

Nessa fase, tínhamos apenas Furnas (Furnas Centrais Elétricas) e Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) interligadas ao CNOS, e havia um sistema provisório de aquisição de dados. Através desse comitê, fizemos um trabalho gradual de implantação definitiva de dados, e conseguimos um sistema confiável. Embora a descentralização interessasse à maioria das empresas, a Eletrobrás mostrou a importância de haver a centralização dos dados da operação. E, por se tratar da confiabilidade de um sistema interligado de grande porte, esse caso tornou-se rigorosamente uma exceção. Houve momento em que foi difícil convencer os que já tinham certa autonomia de que deveriam reportar para o CNOS os seus dados e suas ações na operação em tempo real. Mas, o pessoal da operação das empresas era de excelente nível técnico e foi compreendendo, pouco a pouco, a importância desse sistema. Hoje, temos, sem dúvida alguma, um centro nacional de operação de sistemas de primeiro nível.

Esse sistema provisório começou a funcionar em 1986? Qual a diferença entre os dois?

Creio que foi em 1986. O objetivo principal do sistema provisório era fazer, no âmbito da Diretoria de Operação da Eletrobrás, uma atividade mais adequada de programação da operação, pré-despacho. Já o sistema definitivo, tinha como primeiro objetivo a confiabilidade dos dados e, como segundo, a velocidade de aquisição dos mesmos. Tanto o definitivo quanto o provisório usavam redes alugadas, só que o definitivo também trabalha com diversos tipos de *backup*.

Ante o atraso de obras programadas, principalmente as de transmissão, o GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) tomou uma série de medidas para aumentar a confiabilidade da operação elétrica, como a revisão de esquemas de controle de emer-

gências e a instalação de compensação de potência reativa nos sistemas das concessionárias. O senhor poderia explicar essas medidas?

Trabalhamos muito, no âmbito do GCOI, para atualizar todos os esquemas de controle de emergências que estavam em operação. Com esses controles emergenciais, você tenta, através de ações efetivas e instantâneas, evitar a propagação de defeitos. Um exemplo típico é o chamado ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga). Quando há perda intempestiva da interligação de 765 kV, esse sistema de alívio corta automaticamente a carga por subfrequência, evitando um colapso no sistema interligado. Temos outro exemplo nos esquemas de corte de geração para melhorar a estabilidade do sistema em caso de grandes perturbações. São problemas típicos de um sistema como o nosso, predominantemente hidrelétrico, com transmissão a longa distância, e com promoção de grandes intercâmbios de energia entre regiões em períodos de hidrologia desfavorável. Esses grandes intercâmbios tendem, evidentemente, a elevar o carregamento do sistema de transmissão, e é necessário cuidado para que se evitem os colapsos. Um sistema de transmissão para contingências múltiplas é muito caro, e só temos, como se sabe, um sistema de transmissão planejado para suportar uma contingência simples. Entretanto, todos esses blecautes que aconteceram no sistema interligado decorreram de contingências múltiplas. Então, quando elas ocorrem, o que se faz é acionar os esquemas emergenciais de proteção feitos pelo GCOI cuja equipe já possuía experiência internacional em controle de emergência. Essa equipe notável é que nos deixa tranquilos com relação ao planejamento da operação e à confiabilidade da rede.

O GCOI também parece ter tido importância quanto à questão da compensação da potência reativa, não é?

Os problemas de estabilidade acontecem devido a oscilações naturais entre as máquinas do sistema e a problemas de instabilidade de tensão. A instabilidade de tensão é minimizada com a adequada compensação reativa do sistema. O suprimento do Rio de Janeiro e do Espírito Santo, por estar quase na ponta de um sistema interligado de grande porte, sempre apresentou instabilidade de tensão. O GCOI fazia estudos para diminuir esse problema e implantou – em pontos estratégicos – capacitores, sistemas de compensação reativa ao longo do sistema que acabaram minimizando essa instabilidade.

A questão da elevação do fator de potência em 1992, que passou de 0.85 para 0.92, tem alguma relação com a instalação de potência reativa?

Toda relação. A compensação reativa é um problema que tem que ser resolvido pelo sistema e pela carga. Por essa razão, as cargas que demandam da rede mais potência reativa que

uma carga normal devem ser olhadas com atenção, porque elas também têm que fazer suas compensações reativas internas para minimizar o problema da rede. E, quando os consumidores também passam a fazer um trabalho de adequação aos seus equipamentos, tudo acaba se encaixando da melhor maneira..

Por essa época, o GCOI decidiu que a geração térmica por restrições elétricas não deveria entrar na CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e essa conta acabou ficando inadimplente. O custo da geração térmica por restrições elétricas não deveria ser socializado na CCC? O senhor se lembra em que circunstâncias isso ficou decidido?

Não estou lembrando bem, mas a filosofia da CCC era a de fazer um *pool* de recursos para segurar os nossos períodos hidrológicos críticos. Naquele tempo, a geração térmica a óleo combustível era cara, e a geração térmica a carvão exigia um montante muito elevado para despacho. Mas só com esses combustíveis seria possível suprir uma situação crítica, e para isso era necessário um seguro energético como fonte de recursos. Suponhamos que o sistema estivesse bem, com reservatórios cheios, mas com uma área específica onde é necessário gerar térmica devido à deficiência de transmissão. Trata-se de problema localizado. Naquele tempo, a transmissão era parte de uma determinada empresa que tinha geração, transmissão e, às vezes, até carga. Ainda não havia a desverticalização. A responsabilidade era da empresa ou do sistema que causou o problema. Hoje, isso não aconteceria porque a transmissão pertence à rede básica que integra todo o sistema, e seriam cobrados encargos por serviços do sistema. Assim, naquele tempo, para resolver tal problema, o seguro energético era a única e exclusiva filosofia da CCC.

Entre maio de 1993 a outubro de 1998, o senhor chefiou o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica). Quais os principais trabalhos desenvolvidos pelo Cepel para aprimorar as atividades de planejamento, programação e supervisão da operação eletroenergética dos sistemas interligados?

O Cepel teve uma atuação extremamente importante. Acho que o Cepel tem pesquisadores de tal porte que o situam entre os melhores centros de pesquisa do mundo, e isso fica comprovado pela participação de membros da equipe em simpósios, seminários, e pelos prêmios recebidos. Os pesquisadores do Cepel desenvolveram todo o pacote de programas usado nos planejamentos da operação e na expansão do sistema interligado. O programa *Newave* de gerenciamento energético é usado hoje pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), pelo MAE (Mercado Atacadista de Energia) e por todos os agentes do setor. É um programa excepcional, consagrado, que merecia um prêmio internacional, pois envolve a operação otimizada de um sistema hidrotérmico, algo extremamente probabilístico e difícil. O programa

Newave é, na verdade, um pacote de programas associados para a área energética. Já na área elétrica, o Cepel desenvolveu o Programa de Fluxo de Potência e Estabilidade, também usado hoje pelo ONS e por todos os outros agentes do setor, que engloba dois programas – o Anarede e o Anatem – que também não possuem equivalentes no mercado.

Todos esses programas foram desenvolvidos e validados para aplicação na década de 90. O que eles representam para a operação em comparação com os programas anteriores?

São programas que nos fornecem a representação mais adequada dos elementos. Por exemplo, a representação das máquinas, dos reguladores de tensão, de velocidade, e dos compensadores estáticos que nem eram representados nos programas anteriores porque envolvem eletrônica de potência. O programa de estabilidade do Cepel representa tudo isso em todas as suas modelagens. Quando se faz uma análise de perturbação, que era feita na época do GCOI e certamente é ainda feita no ONS, tenta-se duplicar com o programa de estabilidade o que houve na realidade. O programa do Cepel duplica na íntegra. É um programa modelar. A diferença para os anteriores é mais ou menos como a de uma BMW para um carro de 1912; trata-se de um programa muito mais possante, mais encorpado, e mais robusto. Hoje, consegue-se a representação de todos os fenômenos que possam acontecer no sistema.

Além do grande salto de representação, a evolução do próprio sistema interligado exigiu maior investimento em programas?

Não tenha dúvida. A própria evolução do sistema interligado o exigiu. Hoje, com a evolução, se faz o que antes era impossível. Tudo funciona dentro desses programas transitórios. Por exemplo: a introdução de compensadores estáticos, de compensação em série, e todos esses esquemas regionais de alívio de carga nos quais se tem que fazer a modelagem de todo o funcionamento dos relés em conjunto com os reguladores de tensão e velocidade.

O senhor está falando dos programas da área energética também?

Na área energética, não existe no mundo um programa para um sistema com as características do nosso. Veja bem: como nossos reservatórios são de acumulação multianual, sempre que se simula o presente, é preciso pensar no comportamento futuro do reservatório, e depois voltar ao presente. Isso é feito com o pacote *Newave*. Nenhum outro programa de otimização energética leva em conta as características do reservatório e as suas possibilidades de esvaziamento. Todas essas probabilidades futuras dos reservatórios levaram a uma

metodologia de programação dinâmica estocástica. Foi, portanto, a metodologia que guiou esse programa. E tanto nele como nos programas da área elétrica, que além da representação têm o problema da resolução das equações, foram aplicadas novas tecnologias. Até em sua parte matemática houve avanço tecnológico. Realmente são programas sem equivalentes no mercado.

Qual foi sua participação no processo de reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro, particularmente quanto à definição dos princípios básicos para criação e funcionamento do ONS?

Nessa época, eu estava no Cepel que era considerado um centro de desenvolvimento tecnológico, e que teve pouca participação nessa discussão da remodelagem do sistema elétrico. O que se pode dizer é que sempre demos todo o apoio técnico que a Eletrobrás ou os outros órgãos do governo pediam. Por exemplo, na ocasião da remodelagem do setor, a tarifa tornou-se um dos pontos fundamentais da desverticalização pois, havendo a separação, um preço teria de ser cobrado pelo uso da transmissão da geração. Discutia-se internacionalmente como se fazer essa cobrança. O Cepel desenvolveu a tecnologia para essa tarifa utilizando metodologia nodal e, assim, os agentes que mais usassem a transmissão pagariam mais, os que menos a usassem menos pagariam. Essa metodologia começou a ser implantada no início da década de 90, mas, só agora, de forma mais efetiva. Mais tarde é que se verificou que o Cepel também havia crescido muito na parte estratégica.

Como o senhor avalia a constituição do ONS no contexto da reforma do setor de energia elétrica brasileiro?

O ONS é um dos órgãos mais importantes do setor de energia elétrica brasileiro. Entretanto, um modelo como esse acarreta muitos problemas no início de sua implantação. Na Inglaterra, quando seu modelo se tornou competitivo, eles demoraram mais ou menos dez anos para ajustá-lo. Mesmo que se tenha aproveitado a experiência inglesa inicial, em todos os países tem havido dificuldades. Aqui vários setores foram bem, outros mais ou menos, muitos têm que ser ajustados. O ONS foi construído sobre a base sólida da Eletrobrás, origina-se de sua antiga Diretoria de Operação, e pertence à parte que sempre foi bem. Possui um pessoal extremamente experiente. Desde a diretoria – Mário Santos, Hermes Chipp, Roberto Gomes, Carlos Ribeiro, Heitor Gontijo – até o seu corpo gerencial, compõe-se de profissionais que trabalharam toda a sua vida na operação interligada. Não podia dar errado. O ONS é uma entidade necessária no nosso sistema porque, ante o problema de confiabilidade elétrica e energética, precisamos de um órgão para coordenar essa operação.

Como se deu o surgimento, a concepção do ONS?

A concepção do ONS é fundamental. Num sistema interligado, com problemas de confiabilidade eletroenergética, temos que ter, como em todos os países do mundo, um operador independente. É indispensável um operador que não seja ligado a nenhum agente, e que trate as questões de operação com absoluta isonomia e transparência. Mesmo o modelo misto, que estamos querendo agora, tem que preservar o operador independente que é o coração e o pulmão desse negócio. Não há andamento normal de um setor elétrico e de suas atividades empresariais, se não houver o básico: confiabilidade elétrica e energética. Já imaginou a confusão que seria se houvesse um blecaute por dia? Ou um racionamento a cada ano? Com o operador independente, há condição de todos os conceitos operativos serem aplicados de forma transparente, de acordo com práticas técnicas e dissociados de quaisquer práticas comerciais. Isso é que é importante.

O operador independente é uma experiência aplicada em muitos países do mundo que fizeram a reforma. No caso do Brasil, o nosso ONS tem diferenças com relação ao operador independente da Inglaterra?

São diferenças provocadas pelos próprios sistemas. O sistema da Inglaterra possui uma carga grande, mas é concentrado num espaço físico pequeno e bastante térmico. Nós temos um sistema de dimensões continentais, com problemas de confiabilidade elétrica e energética, e a necessidade de transferências de grandes blocos de energia entre bacias. Se, em qualquer país, o operador do sistema independente é importante, no modelo do Brasil é extremamente mais importante. Como poderíamos decidir transferências entre bacias sem um operador independente? E veja bem: essas transferências também são feitas em tempos normais, pois os tempos normais são fundamentais para a operação se precaver das épocas de escassez. Os balanceamentos adequados entre os reservatórios são feitos exatamente nessas épocas.

Qual sua avaliação sobre a transição do GCOI para o ONS ocorrida em boa parte durante o período em que o senhor respondeu pela chefia da DOS da Eletrobrás?

Acho que melhor era impossível. Na época, o dr. Firmino Sampaio me colocou na Eletrobrás para fazer essa transição porque ele sabia da amizade que sempre tive com o Mário Santos, com o Hermes Chipp, com o Roberto Gomes, com os diretores nomeados do ONS, todos meus amigos do tempo do GCOI. Foi extremamente tranquilo. Claro que houve problemas emocionais porque pessoas que trabalharam a vida inteira na Eletrobrás, de repente se transferiam para uma empresa que acabava de ser criada. Mas, quando o pessoal constatou que estava indo para uma empresa de grande porte também, tudo foi superado. E as funções da

Eletrobrás nunca perderam sua importância. Como preconizávamos na época, uma grande empresa continuava, enquanto outra estava sendo formada, ninguém perderia nada. Foi uma transição equilibrada, e que deu certo.

Que perspectivas o senhor antevê para o ONS e o desenvolvimento do sistema interligado brasileiro?

O ONS é absolutamente indispensável e fundamental, e deve se tornar cada vez mais um órgão técnico de força no setor elétrico brasileiro. É o órgão que possui hoje toda a história técnica do planejamento de curto e médio prazo da operação nesse país. Junto com o Cepel, o ONS nos tranqüiliza por termos um sistema confiável. Sem o ONS a operação seria uma confusão. Com qualquer que seja o modelo que venha a complementá-lo, sua perspectiva é a melhor possível. Os ajustes necessários serão feitos, mas não há como fugir do que já foi implantado.

Qual sua antevisão sobre a estrutura física do sistema interligado brasileiro? Como, e para onde, vai o Brasil?

Vejo a necessidade de continuarmos a explorar o nosso potencial hidrelétrico. E – sempre defendi isso – também vejo a necessidade de termos uma base térmica para minimizar os riscos hidrológicos em períodos críticos. Antigamente, o sistema era planejado com risco de déficit de 5%. Isso era planejado. Portanto, teoricamente, já se admitia que, uma vez a cada 20 anos, teríamos racionamento. Mas a sociedade não aceita isso. Então, faz-se necessária uma base térmica para contrabalançar a nossa geração hidrelétrica. E no futuro, o setor ainda deverá introduzir mais outras fontes alternativas.

Humberto Valle do Prado Júnior

Secretário Executivo do GCOI (1993-1996)

19 de dezembro de 2002

O senhor iniciou sua carreira na Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) em 1970, transferiu-se em 1973 para a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras), onde ficou por 25 anos trabalhando na Diretoria de Operação, colaborando com o GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Como foi sua experiência em organismos como a Comissão de Abastecimento ao Estado do Rio de Janeiro e o Subcomitê de Operação?

Comecei na Chesf como estagiário, aqui no Rio de Janeiro. Um dia, encontrei Armando Araújo e ele me disse: "Humberto, você tem que ir para a Eletrobrás." Fomos até sua casa e ele me convenceu; telefonou para Amaury Alves de Menezes e disse: "Estou levando o Humberto para a Eletrobrás." No dia seguinte fui para a Eletrobrás. Em seis meses fui mandado para um mestrado na General Electric, nos EUA, com uma ponte para algumas cadeiras na universidade local.

Trabalhei com Armando algum tempo, depois tive a sorte de encontrar Brito de Carvalho, que assumiu a diretoria da Eletrobrás em 73, e Xisto Vieira, com quem eu trabalhava mais diretamente. Devo dizer que a minha carreira se iniciou com essas três pessoas e se completou com Mário Santos, a partir da primeira parte da década de 1990, na Diretoria de Operação da Eletrobrás. Fiquei nos Estados Unidos por um ano e na volta assumi a coordenação da Comissão de Abastecimento ao Rio. Quando o GCOI foi criado, montou-se, a exemplo do que se tinha no CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada), um Grupo de Trabalho de Análise do Sistema (GTAS); eu e Hermes Jorge Chipp éramos representantes da Eletrobrás nesse grupo, cujo objetivo maior era a análise do sistema interligado Sudeste no planejamento da operação elétrica. Naquela ocasião, havia três áreas muito vulneráveis em termos de abastecimento: Rio de Janeiro, Espírito Santo e Mato Grosso, daí a criação das três comissões de abastecimento. Foi o primeiro trabalho que fiz na Eletrobrás com uma coordenação maior, com mais responsabilidade. O sistema de abastecimento ao Rio era muito precário e exigia criatividade.

Esta precariedade está mais na área da Light ou de Furnas?

O sistema de Furnas abastecia o Rio e ainda não estava dentro dos padrões de confiabilidade que desejávamos, então tínhamos que criar alguns mecanismos, fechar alguns anéis, via

sistema Cerj (Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro), para desviar fluxo do sistema de transmissão. A geração local era muito pequena e dependia muito da transmissão. Hoje eu diria que a situação de abastecimento ao Rio está num nível bom, por causa do reforço conseguido com a introdução das térmicas e reforços de transmissão.

Em função do primeiro choque do petróleo, em 1973, todo o esforço feito para economia de óleo combustível e da operação da usina de Santa Cruz ter sido contida ao máximo, isso afetava ou era um fator que...

As restrições de despacho de geração térmica existiam porque sempre se privilegiou água; o despacho de geração térmica foi, é e sempre será complementar. Nosso sistema não é hidrotérmico, mas hídrico com complementação térmica. Então, a térmica de Santa Cruz tinha que ser despachada, principalmente em períodos de ponta, para se conseguir abastecimento com grau de confiabilidade. A Comissão de Abastecimento ao Rio de Janeiro era formada por quatro empresas: Eletrobrás; Furnas; Celf (Centrais Elétricas Fluminenses); Light.

O papel do Subcomitê de Estudos Elétricos era fazer o planejamento da operação e, a partir dele, o Subcomitê de Operação fazia as instruções de operação. O problema afetava o estado como um todo, e houve um trabalho conjunto entre os dois subcomitês. Eu era o representante da Eletrobrás na área de operação voltada para o Rio de Janeiro e comecei a participar das reuniões com o Subcomitê de Operação, chegando a ser, inclusive, representante da Eletrobrás no Subcomitê e, acho que de 76 até 79, seu vice-coordenador.

Na década de 1980 o senhor esteve envolvido com os trabalhos do GCOI relativos ao planejamento do sistema interligado Norte-Nordeste, tendo também atuado como representante da Eletrobrás no Subcomitê de Estudos Elétricos do GCOI. Quais os principais problemas enfrentados?

No final da década de 1970 passei a coordenar o Grupo de Trabalho para Estudos Especiais, GTEE, que depois virou GTAD e, no início de 80, em função de alguns remanejamentos na Diretoria de Operação, assumi a chefia da divisão responsável pelo abastecimento da região Norte-Nordeste, criada por causa da interligação do Nordeste com o Norte. O primeiro desafio foi energizar Belém, um sistema de 1.000 km de transmissão. Em 1981, a área de Belém, isolada, atendida só por geração térmica local, passou a receber energia da Chesf.

O senhor foi chamado para resolver algo que não estava funcionando direito.

Não exatamente. Em função de remanejamentos internos na Eletrobrás, fui chamado para chefiar essa divisão coincidentemente na época em que estava ocorrendo a interligação. Passei então a representante do Subcomitê de Estudos Elétricos do CCON (Comitê Coordenador de Operação do Nordeste) que, naquela ocasião, fazia a análise dos sistemas de distribuição das empresas estaduais. A análise da transmissão dos sistemas, da subtransmissão, do sistema de 69 kV das empresas estaduais, contudo, não podia ser feita unilateralmente. Conduzíamos com as equipes da Chesf e da Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) os trabalhos para a operação da malha de 500 kV e eu fazia a ligação com os estudos do CCON no âmbito desse Subcomitê de Estudos Elétricos. O grande desafio na década de 1980 foi enfrentar o racionamento do Nordeste.

E como resolveram este problema?

A grande fonte de recursos da região era o São Francisco. Na época, tínhamos capacidade de geração em Tucuruí mas como só existia um circuito entre Tucuruí e Paulo Afonso, a capacidade de transmissão era muito limitada. A Eletrobrás e o governo federal decidiram pela construção em tempo recorde do segundo circuito, que possibilitou que se injetasse mais potência vinda de Tucuruí e se conseguisse reverter um pouco a situação. Este segundo circuito de transmissão já estava previsto, mas foi antecipado.

Saímos do racionamento em fevereiro de 88, num período molhado. Com a entrada do segundo circuito, pudemos vislumbrar um planejamento, uma programação de intercâmbio muito maior para o Nordeste, e garantir que conseguiríamos vencer aquele ano e chegar ao próximo período molhado sem problemas.

No início da década de 1990, condições hidrológicas favoráveis e baixo crescimento do mercado, devido à recessão econômica, evitaram maiores problemas de suprimento. Contudo, as condições de atendimento a várias áreas dos sistemas interligados tornaram-se críticas devido ao atraso no programa de obras, principalmente de transmissão. O GCOI tomou uma série de medidas para aumentar a confiabilidade da operação elétrica, como a revisão dos esquemas de controle de emergência, e a instalação de compensação de potência reativa no sistema de concessionárias. O senhor poderia explicar essas medidas e o quadro em que foram tomadas?

O final da década de 1980, início da de 1990 foi uma fase em que os investimentos encolheram muito, principalmente na transmissão. Tínhamos capacidade de geração suficiente, os estudos energéticos mostravam que não havia risco de racionamento, mas ano a ano o atendimento à ponta do sistema e a carga média em algumas regiões, por exemplo, Rio e São

Paulo, com cargas médias muito elevadas em função do parque industrial, debilitava-se. A programação da transmissão tornou-se muito importante. Quando se fala em confiabilidade de transmissão, confiabilidade em operar o sistema elétrico, deve ser dada atenção especial à estabilidade do sistema. O fato de ter gerações muito distantes dos centros de carga faz com que as máquinas possam oscilar entre si, causando os efeitos dominó que conduzem ao blecaute. Para que isso não acontecesse, era necessário estudar a dinâmica do sistema, aprimorar a confiabilidade da transmissão, e instalar esquemas de controle de emergência que atuam automaticamente no controle das oscilações de máquinas contra máquinas.

Os esquemas começam a ser estudados e implementados após o blecaute de 84, não é?

Os esquemas de controle de emergência sempre existiram. O blecaute talvez tenha acelerado ou apontado a importância de identificar a necessidade de esquemas adicionais. Mas isso é uma prática comum, há esquemas de controle de emergência no mundo todo. Estruturalmente, o sistema de transmissão tem que ser dimensionado para suportar contingência mais severa, o tal critério n-1. Jamais um esquema de controle de emergência pode substituir uma linha de transmissão, ele tem que ser uma solução conjuntural, transitória, até que se consiga recompor a confiabilidade do sistema para que ele suporte a contingência mais severa para uma área ou entre sistemas interregionais. Os esquemas de controle de emergência, nessa época em que os investimentos não aconteciam, conseguiram evitar vários blecautes no país. O problema é que por mais que se tente analisar todas as situações em que o esquema venha a atuar corretamente, há tantas variáveis envolvidas que se corre o risco de proliferar o sistema com esquemas de controle de emergência e, em alguma situação imprevista, ele vir a atuar inadequadamente. Esses esquemas devem ser considerados paliativos, até que o sistema volte a contar com as instalações adequadas de transmissão para atender o critério de planejamento.

Com o blecaute de 99, já com o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), foram realizados estudos com o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), o ministério, o ONS, a Eletrobrás, e instalados os chamados Esquemas de Controle de Segurança Nacional, com uma outra filosofia. Agora tentando evitar problemas maiores como perdas múltiplas no sistema, ou a perda de uma instalação completa, que não é mais um critério de planejamento. Na década de 1990, a qual me referia, esses esquemas foram dimensionados porque não conseguíamos atender o critério de planejamento.

O esquema de corte de geração é dessa família, não é?

É. É um dos principais recursos para minimizarmos efeitos indesejáveis.

Existem soluções, como esquemas localizados de corte de geração e carga. Há o ERAC (Esquema Regional de Alívio de Carga), e esquemas mais sofisticados, com lógicas programáveis. São todos esquemas de controle de emergência. Todos esses esquemas visam evitar a propagação de oscilações de potência.

Esse aparato só é usado quando não há investimento em linha de transmissão?

Com investimentos adequados, para que as obras entrassem nas datas programadas, o uso desses esquemas de controle de emergência não seria necessário, ou seria muito minimizado.

Aqui esse tipo de aparato se sofisticou, em função dessas dificuldades.

Mas isso também é usado em outros países, porque você nunca consegue atingir o seu ótimo, mesmo com planejamento. Há situações de curto prazo que diferem das de quando o sistema foi planejado três, quatro, cinco anos antes. E esses esquemas também são utilizados para contornar situações como atraso de obras, ou quebra na sequência planejada. Mesmo que você tenha o planejamento mais ajustado possível, que você tenha os investimentos, o curto prazo é sempre uma realidade diferente. A convivência com os esquemas, para mim, é algo natural. O que defendo é que eles não devem ser considerados uma solução estrutural para o sistema.

O senhor poderia falar sobre o trabalho de consolidação do CNOS (Centro Nacional de Operação dos Sistemas) e o avanço da implantação do sistema nacional de supervisão e coordenação da operação interligada no fim dos anos 90?

Na primeira parte da década de 1990, quando o Dr. Mário Santos chegou na Eletrobrás, ele me convidou para ser assessor da DOS (Diretoria de Operação de Sistemas), que virou DO. Logo depois, com a saída de Celso Ferreira e Xisto Vieira da Eletrobrás, Dr. Mário me convidou para ser seu assistente. Fui indicado, então, para Secretário-Executivo do GCOI e, ao assumir este cargo, pude ter uma visão mais ampla das questões relacionadas à operação, comecei a entender um pouco mais da área energética, dos problemas de telecomunicação, do planejamento, e também tive oportunidade, pelo fato de ser o assistente ligado ao CNOS, de me dedicar à modernização do Centro Nacional.

Nos relatórios do GCOI, há um item dedicado exclusivamente aos resultados do projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada), às

etapas que iam sendo cumpridas. Quando o senhor assumiu a Secretaria-Executiva, o projeto inicial do Sinsc já tinha sido completado?

Não o que estava previsto, porque o projeto era mais abrangente. Ele previa desde a implantação dos sistemas, chamados sistemas “Scada”, sistemas que fornecem a supervisão da operação, até a implantação de ferramentas avançadas de tempo real. O CNOS teria todas as informações de geradores, de linhas de transmissão, transformadores, capacitores; todas as grandezas seriam coletadas e trabalhadas e o Centro Nacional disporia de toda essa supervisão com vistas a melhor suportar a operação em tempo real. Com o sistema Scada, sistema de supervisão e controle, pode-se identificar a saída de uma linha, a saída e a entrada de um gerador etc, e com isso tomar decisões em tempo real.

Conforme mencionamos, o projeto Sinsc previa a instalação de programas de simuladores, para agregar mais valor às decisões de tempo real, mas isso não chegou a ser completado. O trabalho iniciado nessa fase, em 94, 95, previa modernizar o sistema de supervisão, substituindo os equipamentos existentes, e implantar as ferramentas avançadas no CNOS.

No passado, essa tecnologia era muito fechada. Um fabricante dominava e ficávamos na dependência dele. Hoje se pode criar tudo isso com tecnologias mais abertas, sistemas mais abertos. Existe a possibilidade de algumas coisas ficarem desatualizadas em alguns segmentos e outras permanecerem atualizadas por mais algum tempo, mas você tem flexibilidade de modernizar esses subconjuntos à medida que forem ficando obsoletos.

O Plano Real elevou a demanda de energia elétrica no Brasil. A operação dos sistemas elétricos tornou-se mais complexa devido ao crescimento de requisitos de carga própria de energia e a atrasos no programa de obras. Em 1995 o Comitê Executivo do GCOI aprovou a elaboração de um programa emergencial de obras. No ano seguinte, o Conselho Deliberativo aprovou um plano de ações para reduzir os riscos de déficit de energia e, ainda em 96, foram necessárias fortes ações de coordenação da gestão de recursos energéticos do sistema Sul/Sudeste-Centro-Oeste por causa de condições hidráulicas desfavoráveis, seca na bacia do Paranaíba, aumento da produção térmica e transferência da energia do Sul para o Sudeste. O senhor poderia comentar isto?

O problema do atraso de obras, principalmente de transmissão, levou o GCOI a se preocupar com a operação elétrica do sistema. Chegamos em 94, 95 a situações onde praticamente não havia reserva para operar a ponta do sistema e, em 94, foi incentivada a repotencialização de unidades geradoras. A Cesp (Companhia Energética de São Paulo) fez um trabalho muito grande, assim como Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) e Furnas. A ação de

convocar o Conselho Deliberativo foi para dar um sinal aos presidentes das empresas de que ou agiríamos ou teríamos uma situação extremamente difícil no final da década. No início de 96 começaram a aparecer alguns problemas de abastecimento de energia. As análises feitas pelo GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos) e GCOI em 95, 96, já começavam a sinalizar riscos de déficit mais elevados para o final da década e a reunião do Conselho Deliberativo também atacou a questão do cronograma de obras de geração.

Quanto aos estudos e processos de tomada de decisão sobre a reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro, sobretudo os referentes à definição dos princípios básicos de criação e funcionamento do ONS expressos no artigo 13 da Lei 9.648 de maio de 98, o senhor concorda com a avaliação de que a versão original do relatório apresentada pelos consultores estrangeiros foi excessivamente calcada no modelo de competição baseado na geração termelétrica?

O projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), iniciado em 1997, foi uma iniciativa do governo. O modelo estava esgotado, e modelo de setor não tem nada a ver com o proprietário ser o Estado ou o setor privado; não havia investimento na transmissão, os recursos estavam escassos. A proposta de desverticalização era uma tendência mundial: separar geração e transmissão do consumo. Dentro dessa desverticalização haveria um elemento neutro na competição, a transmissão. De um lado os distribuidores, do outro os geradores nas transações de energia.

Em relação à versão original do relatório ter sido calcada no modelo de competição dominante nos países desenvolvidos, não foi aceito completamente o que nos propuseram. Foi defendida a otimização energética que era praticada no GCOI em função da característica particular do sistema interligado brasileiro, eminentemente com base hidráulica e complementação térmica. E essa questão foi considerada na proposta final do modelo.

Por que o ONS foi concebido como uma entidade privada?

Por trás da iniciativa do governo de criar um Operador Nacional, mudar o modelo do setor, estava a questão de incentivar novos investidores a virem para o Brasil. O modelo indicava que a maioria dos agentes fossem privados, e tornar-se uma entidade de direito privado daria mais transparência e neutralidade, sem perder a característica de um ente governamental, pois o MME (Ministério das Minas e Energia) tem direito a veto em seu Conselho de Administração, nas questões que conflitam com as políticas do governo. Além disso, o poder do Estado está representado pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), a quem cabe aprovar e regular todos os procedimentos operativos do ONS.

É correto considerar que a nova legislação determinou que o ONS realizasse a operação do sistema elétrico interligado nacional da mesma maneira que o GCOI, de forma centralizada e visando minimizar os custos da operação? Por que o ONS foi investido de novas funções, em particular a administração de serviços de transmissão de energia, incluindo as regras de integração de novas instalações da rede básica de transmissão, contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e de serviços ancilares?

O ONS foi investido de novas funções, absorvendo aquelas que existiam no GCOI. O GCOI cuidava da operação do sistema – o ótimo sistêmico, a otimização energética e a confiabilidade elétrica – e das questões da comercialização de energia, que, no modelo novo, é uma responsabilidade do MAE (Mercado Atacadista de Energia). Acho bom a comercialização não estar no ONS, porque não se deve misturar operação e comercialização; são coisas conflitantes. A operação ótima às vezes não conduz a uma melhor operação comercial para um determinado agente.

A função nova, a administração da transmissão, foi inerente ao próprio modelo, que fez a segregação do G, T e D – geração, transmissão e distribuição. Criou-se a figura dos contratos de transmissão, de uso do sistema de transmissão, da prestação dos serviços do sistema de transmissão, que nada mais é do que remunerar a transmissão. Na época do GCOI, a tarifa era única. Dentro da tarifa de suprimento, havia uma parte para remunerar a transmissão, uma para a geração. Com a segregação do sistema em G, T e D a transmissão passou a ser remunerada por ela mesma. A transmissão voltou a ser um negócio.

Algumas funções do CCON também foram suprimidas, não é? Ficou uma lacuna.

A rede básica do Nordeste é uma responsabilidade do ONS. O CCON era responsável pelo planejamento e operação da subtransmissão. A lacuna que existe é que o modelo do setor previa câmaras setoriais para o planejamento da subtransmissão e da distribuição e isso até hoje não existe. Não adianta tratar as questões da rede básica sem que a rede de distribuição, de subtransmissão esteja preparada para isso.

O hiato ficou na questão da rede de distribuição abaixo de 230. Os distribuidores.

O hiato que existe hoje na transmissão é você ter alguém que comece a tomar conta dessa passagem de bastão da transmissão da rede básica para a rede de subtransmissão.

O senhor poderia falar da sua experiência como secretário-executivo do Conselho de Administração do ONS?

O Conselho é eleito pela Assembleia Geral e tem sete conselheiros da geração, quatro da transmissão e sete da distribuição. O que está por trás disso é o equilíbrio entre as forças de produção e consumo.

O Conselho de Administração do ONS tem perfil diferenciado de outros conselhos tradicionais, é mais técnico. Está previsto no nosso estatuto que todos os procedimentos de rede, que são nossa constituição, têm que ser aprovados pelo Conselho antes de serem encaminhados à Aneel. Quando necessário, o Conselho nomeia uma comissão de conselheiros para relatar assuntos específicos. Há um coordenador, com a equipe do ONS apoiando essa comissão. O relacionamento do Conselho com a Diretoria do ONS tem sido extremamente positivo e profícuo.

Segundo a minha avaliação, o Conselho tem atuado de forma competente e está nos ajudando a solucionar questões, numa convivência harmoniosa.

Quais as perspectivas para o ONS e o sistema interligado nacional de operação?

Qualquer que seja o cenário, a atividade operação é necessária e vai existir sempre.

Um operador com essas ou com mais ou menos funções vai ter que existir, porque alguém precisa operar esse sistema como é operado hoje, de forma centralizada e com confiabilidade na transmissão.

Depoimentos dos dirigentes da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) e da Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) apontam a decisão do governo federal de transferir, em 1973, o sistema de subtransmissão da Chesf para as empresas estaduais de distribuição do Nordeste como principal fator para a criação do CCON (Comitê Coordenador de Operação do Nordeste). Gostaríamos que o senhor comentasse o impacto dessa decisão.

Acho que realmente o fator dominante para a criação do CCON foi a transferência do sistema de 69 kV da Chesf para as concessionárias. Só que no caso da Coelba (Companhia de Eletricidade da Bahia) e também da CEEB (Companhia de Energia Elétrica da Bahia), que se fundiu com a Coelba, os sistemas de 69 kV já estavam consolidados. Em torno de 1930, a usina de Bananeiras, por exemplo, já era interligada ao sistema de Salvador através da linha de 69 kV, uma linha dupla em estrutura metálica. Portanto, para a Coelba, a transferência de algumas subestações – Mataripe e outras – causou impacto pequeno. Mas acredito que não foi somente isso. Há outro fator muito importante. O relacionamento das empresas com a Chesf já era difícil e, com a transferência do seu sistema de 69 kV para as concessionárias, tornou-se mais difícil ainda. O CCON foi então criado não só para estudar essa transição do 69 kV, mas também para facilitar o entrosamento das distribuidoras entre si, e ainda das distribuidoras com a Eletrobrás.

O senhor poderia falar sobre essas dificuldades entre a Chesf e as distribuidoras?

Quando trabalhei na operação da CEEB, antes da Coelba, lembro que o relacionamento com a área de operação da Chesf não era difícil. Só complicava, quando às vezes tínhamos de fazer um desligamento total para a entrada do sistema da Chesf porque, para isso, era necessário que a Chesf nos cedesse os barramentos para fazermos uma interligação. Minha maior dificuldade com a Chesf era com a área de engenharia, especialmente com o dr. Amaury Alves de Menezes. Muitas vezes os entendimentos nem começavam. Mas ambos cuidávamos para que tudo ficasse restrito ao relacionamento das empresas. Tanto é assim que, depois que saiu da Chesf, o Amaury veio a Salvador e me visitou. Foi um prazer recebê-lo, almoçamos juntos, e relembramos as dificuldades. Depois do CCON, o relacionamento geral ficou mais fácil, porque o Comitê foi bem aceito por quase todas as empresas. No início, por

política estadual, talvez alguns presidentes se recusassem a mandar os engenheiros, alegando que os gastos eram altos. Acho que a Ceal (Companhia Energética de Alagoas) foi a companhia que teve mais problemas, não lembro de outra. O fato é que a história das empresas do Nordeste pode ser dividida em antes e depois do CCON. Antes, algumas empresas que integravam o sistema Caeeb (Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras) já tinham experiência com a distribuição aérea: a CEEB/Coelba; a Celpe (Companhia Energética de Pernambuco), a Cosern (Companhia de Serviços Elétricos do Estado do Rio Grande do Norte), a CFLNB (Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil), de Natal e Maceió. Mas, entre todas essas empresas, a que mais experiência tinha na área de distribuição era a Coelba, através da CEEB, que usava muito as publicações da Ebasco Services. Dos comitês do CCON, o que menos progrediu foi o de distribuição. Na época, empregava-se uma filosofia completamente errada: o engenheiro mais competente ia para a área de planejamento, projetos e estudos; o engenheiro com menor capacidade de investigação era jogado para operação, manutenção, e distribuição. Devia ser exatamente o contrário. O engenheiro de distribuição é como a dona de casa: além de conhecer toda a parte técnica, tem que manter as faixas limpas, o poste livre, verificar a poda de árvores, tem que ter uma visão generalizada de operação do sistema, ele não se deve limitar a cálculos. Essa filosofia equivocada das empresas provocou um grande atraso não só no sistema de operação e manutenção das concessionárias, mas principalmente na distribuição. A preocupação da CEEB, no meu tempo, era melhorar a parte de operação e manutenção do sistema. Contratamos uma empresa ligada à Porto Rico Water Resource Corporate, cujo dono era Victor Cataldo para organizar o sistema da empresa; e o Victor Cataldo, por sua vez, contratou para trabalhar conosco Henrique Elias Rivera, engenheiro cubano de muita experiência que trabalhava em Porto Rico. Eles realmente organizaram tudo. Se não me engano, a mesma empresa também organizou o sistema de manutenção de Furnas entre os anos 1968 e 1970. Nossos engenheiros iam para Porto Rico e, quando voltavam, eu colocava os melhores na manutenção, invertendo completamente a filosofia. E realmente o trabalho feito no nosso Departamento de Transmissão foi tão bom que se mantém até hoje. O pessoal de operação, quando recebia as subestações e linhas que vinham do departamento de construção, sofria com reclamações pelo serviço demorado, mas isso se devia a diagnósticos criteriosos. A causa da demora era as falhas de construção, de ligação de relés etc que, agora, os engenheiros de operação tinham condições de detectar. Foi um trabalho pioneiro, que não foi feito com a distribuição.

Dr. Carlos, que circunstâncias levaram à sua nomeação como primeiro presidente do CCON?

Naquela época, todo mundo queria ser presidente do CCON e, por causa disso, aquela eleição acabou sendo muito longa. Eu não pensava nisso, mas fui indicado pelo José Rildo Mar-

ques de Almeida da Celpe (Companhia Energética de Pernambuco), e por diretores de outras empresas. Havia gente ávida por esse cargo de importância política, mas quem acabou pegando o rabo do foguete fui eu. Assim, a presidência ficou com a Coelba e a secretaria-executiva com a Celpe, o que me ajudou muito. Aliás, devo muito ao grande amigo José Rildo Marques de Almeida, e o CCON também lhe deve muitíssimo, pois até dificuldades para pagamento de pessoal ele resolvia. As eleições que se seguiram foram mais fáceis, porque a partir de então passou a haver o sistema de rodízio.

O CCON é praticamente contemporâneo do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Como o senhor vê essa iniciativa da Chesf e da Eletrobrás de criarem um organismo colegiado que seria uma espécie de GCOI do Nordeste?

Na verdade, o princípio de tudo foi o Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI). O Heribert Katzer, que foi da Caeeb e da Eletrobrás foi quem organizou esse Comitê, que envolvia o Sul e o Sudeste, à luz dos sistemas americanos que possuíam esse tipo de sistema interligado. Não me lembro se o GCOI foi criado antes do CCON.

A lei de criação do GCOI é de julho de 1973, e o CCON foi criado no ano seguinte.

O CCOI é que foi dividido em dois: o GCOI Sul e Sudeste, e o CCON do Nordeste. E eles lidavam com estruturas bem diferentes. Para o GCOI Sul e Sudeste, os problemas principais eram com a operação interligada. Já o CCON não tinha esse problema. No que se refere à Coelba/CEEB tínhamos apenas a usina de Bananeiras porque Preguiça havia saído e, embora no interior existissem usinas de algumas prefeituras, eram muito pequenas. Nosso problema seria com as operações entre a Chesf e a Coelba de um lado, e entre a Chesf com concessionárias e distribuidoras de outro. Havia problemas até de linguagem: “O disjuntor operou.” “Operou como? Abriu ou fechou?” Num dos subcomitês do CCON, exatamente no Subcomitê de Manutenção e Operação, ficou acertado que era muito importante chegarmos a uma linguagem comum, que alguma sistematização deveria ser feita. Agora, naturalmente, isso deveria acontecer com muito cuidado, porque norma é algo muito bom mas, se houver exagero, a comunicação fica mais difícil ainda. Cada um achava que sua nomenclatura era melhor que a do outro. As reuniões é que desfaziam os confrontos.

Considerando a natureza radial do sistema elétrico interligado nordestino e o pequeno sistema de geração das empresas distribuidoras da região, o senhor poderia caracterizar a operação do sistema e os principais desafios do CCON?

O principal desafio foi resolver o problema da linguagem. E outro grande desafio foi estabele-

cer um *modus operandi* que eliminasse dificuldades de despacho de carga entre a Chesf e a Coelba. Aqui em Salvador, a Chesf ficava na subestação de Matatu. E, enquanto nossos alimentadores eram de 13.8 KV, Matatu tinha, naquela época, os primeiros 12 alimentadores de 11.9 kV, e também havia a saída para 69 kV de Bananeiras. A outra saída, que ia para o Calabetão, era praticamente a única linha radial da Coelba/CEEB. Assim, Matatu controlava toda a área de Salvador, e a Coelba controlava os sistemas do interior. Mas, qualquer solicitação de desligamento teria que ser feita através de Matatu, para que ela repassasse para Recife, ou diretamente por Recife. O CCON facilitou muito esse processo de desligamento de linha. Vou lhes contar um problema que aconteceu com um consumidor daqui, a Sibra. Foi um problema que antes do CCON poderia ter acontecido conosco. A Sibra é alimentada em 230 kV da subestação de Cotegipe e tem um transformador de 230 para 13.8, e outro para 6.9 ou algo assim, é um modelo terciário. Houve um curto-circuito nos painéis em 13.8 da Sibra, e o disjuntor geral operou, mas não desligou, porque estava sem ar comprimido. Com o de 69 kV, aconteceu a mesma coisa: sem ar comprimido. Então, alguém da Sibra telefonou para a Chesf, disse o que acontecia, e que precisava fazer o desligamento. Quem atendeu na Chesf perguntou o nome da pessoa que fazia o pedido, e ele respondeu: "Antonio da Silva Reis". O atendente da Chesf não encontrou o tal nome na lista da Sibra, e reclamou. Enquanto isso, o curto-circuito seguia seu curso, e durou seis minutos. Só depois de seis minutos, é que foi desligado; e foi desligado à mão na Chesf. Um curto-circuito como esse pode acabar com o sistema, porque o transformador perdeu vida. Depois, me perguntaram o que poderia ser feito com ele. Disse-lhes que lavassem o transformador cuidadosamente, sem jato, que o deixassem filtrando e circulando óleo por uma ou duas semanas, e que, depois de testá-lo, ligassem-no de novo. Para mim, aquele transformador tinha zero de tempo de vida, mas ele só veio a falhar definitivamente cinco meses depois. Se a Sibra tivesse sido mais cuidadosa com a Chesf, isso poderia não ter acontecido. A Chesf tem um sistema bastante rigoroso de operação, é uma empresa muito responsável e competente.

O CCON foi composto inicialmente por três subcomitês técnicos: Operação, Estudos Elétricos e Distribuição. Desses três, o Subcomitê de Distribuição foi o menos eficiente. O senhor poderia comentar esse ponto?

Além de entrosar a comunicação, para que todos se entendessem na mesma língua, o Subcomitê de Operação ainda estava incumbido da manutenção. Tanto a Coelba, quanto a Chesf tinham sistemas de manutenção muito bons e, juntos, conseguimos passar isso para as outras empresas. O Subcomitê de Estudos Elétricos também foi muito bem; a partir dele todo o sistema elétrico do Nordeste era estudado. Mas, quanto ao Subcomitê de Distribuição, persistiam os problemas sobre os quais lhes falei: as distribuidoras destacavam os melhores engenheiros para ficarem na área de 69 kV, e quem ficava em distribuição só fazia isso. Foi

uma questão cultural que passou a diferenciar esse Subcomitê dos outros. A distribuição nas empresas nunca se preocupou com estudar os problemas para melhor diagnosticar e melhorar a qualidade do serviço. Limitava-se a colocar ou tirar poste, fazer extensão de linha, podar árvores. Assim, era difícil melhorar não só a sua própria qualidade, como também a da operação e a da manutenção. Vou dar um exemplo de estudo: temos, aqui no nosso sistema de transmissão, as subestações de Lapinha e de Bananeiras. Esta última era uma antiga usina, com estruturas metálicas antigas, que sempre se molhavam quando chovia. Claro que os urubus também se molhavam com a chuva. E eram uns urubus enormes que acabavam pousando nas torres e na linha ao longo da estrada para secarem as suas asas. Quando isso acontecia, pronto, estourava tudo. Não é piada, mas a solução veio de um engenheiro português, o Tadeu Neves, nosso chefe de operação da CEEB. Ele inventou um poleiro de urubu, e colocou nele alguma coisa para o urubu brincar. Foi uma gozação tremenda, mas ele acabou com o problema. Essa história serve para acentuar que o próprio pessoal das áreas de transmissão e operação estudava e resolvia seus problemas. A turma de distribuição realmente não se interessava, embora fosse essa a área em que as empresas mais investiam seus recursos. E veja bem: é a distribuição que está mais perto do consumidor: a previsão de cargas e seus pontos de crescimento são indicados pela distribuição. Na Coelba, por outro lado, isso era feito na minha área, que era a de transmissão, porque os engenheiros dessa área estavam mais acostumados a desenvolver estudos. Para mim, o que ocorreu com a distribuição foi consequência de falha na filosofia das empresas. Continuo afirmando que a qualidade do serviço deve estar próxima do consumidor. Se a Chesf falha, se a transmissão falha, é outro problema. Mas você não pode falhar na distribuição, porque a repercussão é maior. As concessionárias têm uma visão míope dessa questão. Na Coelba/CEEB, por exemplo, não é assim, grande parte das nossas atividades é dirigida para melhorar o sistema de distribuição.

Voltando um pouco no tempo, a CEEB chegou a fazer operação interligada com a Chesf através de Paulo Afonso? Chegou a haver uma operação interligada Bananeiras-Paulo Afonso?

Quando entrei na empresa, foi como desenhista, depois fiquei trabalhando como técnico até me formar. Já naquela época, havia aqui várias usinas. A usina da Preguiça, a de Bananeiras, havia a usina a diesel do Dique, cujo prédio existe até hoje, e outras usinas ainda menores. Quando houve a interligação, o Centro da Chesf chegou e deu início à ampliação. Primeiro, foi uma linha só de 230 com uma subestação e um transformador de 33 MVA, de 230 para 11.9, e depois vieram dois transformadores de 230/69 e 69/11.9. Quer dizer, então o sistema estava operando interligado, certo? Lembro que, no início, quando a companhia ainda era americana, a usina da Preguiça entrou várias vezes na hora de ponta para segurar o sistema.

Mas, ela era uma usina a óleo combustível, e a CEEB tinha muito medo da poluição. A rua Chile, por exemplo, tinha lojas de tecidos finos, e tínhamos medo que o vento levasse fuligem para lá e estragasse toda a mercadoria. Até isso era motivo de preocupação nossa. Mas, operávamos o sistema interligado quase sem problemas. Havia um problema interessante com a subestação de Lapinha, que despejava a energia proveniente do sistema Chesf. A interligação vinha de Paulo Afonso para a subestação de Matatu que possuía 12 alimentadores, sendo três de interligação com a subestação de Lapinha que, por sua vez, recebia o resto de Bananeiras. Então essa interligação era feita, no início, através de 11.9 kV e, depois, quando entraram esses transformadores de 230/69 e 69/11.9, a interligação passou a ser feita através da linha de Bananeiras e do sistema de 69 kV da Chesf.

Dr. Carlos, quais os principais avanços e aperfeiçoamentos de interligação ocorridos no período em que o senhor permaneceu à frente da Diretoria de Engenharia da empresa baiana?

Bem, eu fui eleito diretor da CEEB em 1968, e como Getúlio Vargas, só saí 15 anos depois, em 1983, quando então fiquei na universidade e comecei a trabalhar também como consultor. Só passei a conhecer o sistema nordestino depois do CCON. Para as empresas, o CCON operava como se fosse uma consultoria. Qualquer delas que tivesse um problema, levava-o para o subcomitê. O problema era estudado, e a empresa – ou empresas envolvidas – recebia relatórios completos. No tempo em que fui diretor da CEEB e da Coelba, imprimi, pessoalmente, a filosofia da competência. Preocupava-me com a formação dos engenheiros e, para melhorá-la, fazia seminários internos. Tive grande ajuda da Eletrobrás nessa questão de cursos. Os cursos teóricos não me interessavam; preferia os cursos de treinamento; aprender sobre seleção, especificação e aplicação dos materiais. Para uma empresa que não era tão grande, devo ter treinado uns 40 engenheiros nas diversas áreas. Entre esses 40, de 12 a 15 foram para o exterior fazer cursos em empresas estrangeiras. No caso de um engenheiro, por si só, conseguir algum estágio com bolsa insuficiente, a Coelba e a CEEB ajudavam com uma complementação. O engenheiro fazia o curso e voltava. Essa filosofia contribuiu para uma melhora muito grande de formação de pessoal. Quando saí da Coelba, acredito que uns 15 engenheiros que trabalharam comigo foram deslocados para outras áreas onde assumiram posições muito boas. O fato é o seguinte: quando o preparo é eminentemente técnico, o engenheiro fica míope; mas, quando o treinamento é orientado, abre horizontes. Daí que um engenheiro que anteriormente trabalhava na área de estabilidade dos sistemas elétricos, pode partir para atividades de engenharia aplicada, eventualmente até na área comercial, ou na área financeira. Vários engenheiros meus se tornaram polivalentes.

Isso que o senhor falou em relação à Coelba também é verdade para as outras empresas?

É verdade sim. A Eletrobrás, através do CCON, proporcionava esses cursos de treinamento e, conseqüentemente, acabava entrosando as empresas do Nordeste com as do Sudeste, e estas com as outras empresas do país. Em 1975 ou 1976, na época do GCOI, houve um fato interessante relacionado com falta d'água por aqui. A interligação Sudeste-Nordeste se deu através de Três Marias, do rio São Francisco, já que as comportas de lá foram abertas para melhorar o sistema daqui. Eu mesmo tive um problema sério com uns cabos de 69 kV que vinham do Japão, dos quais precisava muito. Mas, o navio que os trazia pegou uma tempestade e arrebentaram-se os cabos. Fiquei aqui querendo saber quem me emprestaria cabos como aqueles, e usei o conhecimento que adquiri através do CCON. Acabei conseguindo esses cabos com o pessoal da Light (Light Serviços de Eletricidade). Outra coisa importante: a troca de conhecimento. Quando uma empresa de distribuição do Sudeste tinha maior experiência sobre determinado assunto, essa experiência era passada para nós, e no caso da distribuição, as que faziam isso eram a Caeeb e a Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais). Para esse entrosamento, também concorria o Seminário Nacional de Distribuição, criado pelo GCOI e pelo CCON. No primeiro Seminário, realizado em São Paulo, e ao qual compareci, um dos engenheiros da Cemig pediu a um professor para falar sobre o problema de capacitores no sistema. O professor era uma pessoa mais velha que a assistência, mas muito competente, tanto que fez uma explanação muito boa. Mas a platéia, em geral, desconhecia os capacitores aos quais ele se referia; não tinha nível para entender a explicação, e não poderia aprender ou aplicar nada daquilo.

A mudança para o sistema elétrico interligado tornou a operação mais complexa?

A modificação, para mim, tornou a operação mais simples. Entretanto, o grande avanço da Coelba na parte operacional se deu após a criação dos Centros Regionais de Operação. Depois do trabalho inicial de organização do nosso sistema, toda parte de manutenção era feita em Salvador. Então, se tínhamos que mandar qualquer sistema de manutenção para Senhor do Bonfim, para Vitória da Conquista, ia um carro com uma turma e passava alguns dias por lá, ou, após ter recebido o dinheiro, dali ia para outro lugar onde a manutenção era necessária. De Salvador se irradiavam várias linhas de percurso dessas turmas. Cheguei a fazer um estudo sobre o custo dessa forma de manutenção, e o apresentei à Diretoria. Nesse estudo, eu considerava tempo gasto pelo pessoal, combustível, depreciação do carro, diárias despendidas etc, e ainda a qualidade do atendimento. Mas o diretor financeiro não o aprovou. Um dia, aconteceu um problema seriíssimo no sistema, o presidente chamou toda a Diretoria, e perguntou como poderíamos resolvê-lo. Respondi que não sabia, porque já havia feito uma proposta que não fora aprovada. Então, o presidente mandou que eu fizesse alguma coisa para resolver a questão. A partir de então, foi feito o Centro Regional de Salvador, logo depois foi a vez do Centro Regional de Feira de Santana, a seguir o Centro Regional de Vitória da

Conquista, o de Bonfim, e outros mais. Assim começou a descentralização. Claro que essa estrutura demorou para ser implantada. Tivemos que treinar pessoas, equipes, e a chefia de tudo isso. Mas esse foi o clímax da melhoria do sistema elétrico na Coelba.

Houve algum episódio curioso nesse processo?

No interior, aconteciam coisas curiosas. Lá, tínhamos os distritos de distribuição, e nesse tempo de CEEB, o defeito não se dava na linha, mas no disjuntor. Quando um disjuntor desligava muito, o sujeito travava o disjuntor, e pronto. Não se podia fazer o desligamento aqui porque o curto-circuito era muito longe, então a linha ia ficando baixinha, e acabava pegando fogo, não tinha jeito. Outro caso interessante foi o de um senhor, cuja fazenda tinha uma queda d'água, e possuía um gerador. Os isoladores eram de garrafa de coca-cola, e o gerador funcionava. Depois que a Coelba chegou lá, e começou a fazer o desligamento, ele passou a reclamar muito. Era naquele período de problemas de atendimento no local. Ele não perdia oportunidade de nos lembrar do tempo em que seus isoladores eram garrafas de coca-cola e funcionavam muito bem, porque, agora com a Coelba, nada funcionava. Mas, essas coisas são assim mesmo.

O senhor deixou a Coelba para se aposentar?

Não, saí da Coelba em 1983, fui trabalhar na universidade, e integrar sua parte de consultoria. Hoje, tenho uma sociedade na área de projetos com um colega que também foi da Coelba, e trabalhamos muito para ela em pesquisa e desenvolvimento.

O senhor gostaria de acrescentar algum comentário sobre a trajetória do CCON ou sobre a reforma atual do setor de energia elétrica?

O CCON acabou e foram criadas as agências nacionais de petróleo, de energia elétrica, de comunicações etc. Criou-se a ANA (Agência Nacional das Águas). É difícil criticar a Agência porque ela não teve ainda condições de funcionar. Acho que a mudança de modelo deveria ser feita em conjunto com a Eletrobrás, que tem pessoal com experiência nacional sobre isso, mas a Eletrobrás nem foi consultada. Penso, entretanto, que esse novo modelo pode funcionar muito bem, desde que condições para isso sejam dadas às agências. O que não tem me agradado é a situação do conhecimento no país. Há que se ter cuidado com o perigo da doutorização. Em nossa consultoria, temos propostas da P&D (Pesquisa e Desenvolvimento), e trabalhamos com a Coelba, com a Energipe (Empresa Distribuidora em Sergipe), com a Ceal, e fazemos trabalhos bons. Mas, agora, todos os coordenadores e componentes de equipe têm que ser doutores, não há mais lugar para engenheiro. E tem mais: em uma proposta de trabalho P&D, apre-

senta-se, claro, a bibliografia consultada. Se você colocar na bibliografia nomes de cinco, seis anos atrás, vai ouvir que já são obsoletos. Ora, meu Deus do céu... Então, se fizermos um estudo sobre desequilíbrio no sistema, não poderemos citar o Charles L. Fortescue porque ele apresentou seu trabalho em Atlantic City em 1918?! Sabemos de outros trabalhos posteriores e mais simples, mas sermos obrigados a citar algo só porque tem apenas dois ou três anos? Estamos acabando agora um trabalho sobre transformadores de distribuição. Há livros sobre o assunto de dez, 15, 20 anos... Não colocamos na bibliografia um dos melhores livros porque ele tem 40 anos! A norma é necessária, mas sem exageros. Não é admissível que algo publicado no ano passado em qualquer universidade por aí (para o qual se pegou um trabalho antigo, fez-se um *software*, acrescentaram-se umas curvas...) sirva de base para um trabalho sério. Os neodoutores não produzem nada, mas fazem pesquisa. Pesquisa de quê? Os trabalhos que as empresas devem utilizar são de pesquisa aplicada, não os que ficam na prateleira. Tomara que o presidente Lula faça uma desdoutorização. Quando estagiei na Inglaterra, eu trabalhava em um motor de corrente contínua cujo comutador falhava freqüentemente. Lembro que aproveitei dois fins-de-semana para projetar um motor cujo comutador não falhasse, e que depois entreguei esse projeto para o meu chefe. Dois dias depois, ele retornou, e me disse que o projeto era muito interessante, meu comutador não iria falhar realmente. Mas perguntou-me se eu sabia onde iria ocorrer outra falha, e eu respondi que não sabia. Ele disse: "Lá dentro do motor." E continuou: "O que você vai fazer então? O comutador você troca aqui fora, mas reforçando aqui, vai estourar lá dentro." Quer dizer, num motor de corrente contínua, tudo tem que ser equilibrado. Samuel Johnson, em 1700 e qualquer coisa, disse que há dois tipos de conhecimento. Conhecemos o assunto, porque foi ensinado e o estudamos, ou conhecemos o assunto porque sabemos onde buscar as fontes para conhecê-lo. A fonte do conhecimento é aquela que produz resultados, não interessa de quando ela seja.

O senhor tem razão. Gostamos muito desses livros antigos que permanecem válidos e atuais. Às vezes o que se encontra por aí é mera maquiagem.

Sou suspeito, porque não sou doutor, sempre tive que trabalhar, mas sempre fui engenheiro. E isso os doutores não serão nunca, está certo?

Dr. Carlos, queremos agradecer, em nome da Memória, sua atenção e sua gentileza em prestar depoimento.

Prestei esse depoimento com muito prazer. Primeiro, porque o presidente da Memória da Eletricidade é o dr. Mario Bhering, o homem que mais admiro no setor. E, depois, pelos colegas, vocês todos, Marilza Brito, essa equipe que vai fazer algo que na maioria dos países nem existe. E isso é importantíssimo.

Durante a sua primeira fase na Coelba (Companhia de Eletricidade da Bahia), entre 1976 e 1977, a senhora teve oportunidade de colaborar ou acompanhar o trabalho realizado pelo CCON (Comitê Coordenador de Operação do Nordeste)? Há alguma lembrança do relacionamento entre a Coelba, a Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) e outras empresas elétricas nordestinas?

Nessa primeira fase, eu trabalhava como participante no GTPD (Grupo de Trabalho do Plano Decenal) da Coelba, diretamente ligado ao CCON. E a Coelba sempre foi a empresa nordestina que mais profundamente discutia as questões com a Chesf.

Essas discussões envolviam exatamente quais questões?

Questões operacionais, planejamento operacional, planejamento de curto prazo. Nessa época, a Coelba ficava no centro da cidade e tinha um plano inclinado, onde funcionava o centro de processamento. Era para lá que levávamos os cartões ainda em caixas, para rodar o fluxo de potência e trazer os dados para o CCON, que controlava e, de certa maneira, tentava convergir a análise do planejamento elétrico de curto prazo.

E sobre o relacionamento da Chesf com as outras empresas?

As empresas do Nordeste, de uma certa forma, cresceram muito espelhadas no corpo técnico da Chesf, muito capacitado. A Coelba e a Celpe (Companhia de Eletricidade de Pernambuco), empresas maiores, dialogavam mais com a Chesf, e questionavam alguns procedimentos, mas em um ambiente sadio, de conversa e discussão.

Vários depoimentos de dirigentes da Eletrobrás e da própria Chesf, como o do Dr. Mario Santos, atribuem a gênese do CCON à transferência do acervo do sistema de subtransmissão da Chesf para as empresas distribuidoras. Segundo o Dr. Carlos Faria Ribeiro, no caso da Coelba essa transferência não foi tão significativa, porque ela já operava sistema de 69 kV.

É verdade. A meu ver, a Coelba ficou com uma pequena parcela, apenas um anel de 69 de Salvador. Hoje sinto que a transferência de acervo do Rio Grande do Norte foi muito mais significativa.

Entre 1977 e 1981 a senhora trabalhou na Secon - Consultoria e Projetos de Engenharia Ltda., prestando serviços à Chesf. Que projetos da Chesf contaram com a colaboração dessa empresa e qual a importância da experiência na Secon para a sua trajetória profissional?

Foi meu primeiro contato com uma empresa privada, prestadora de serviço. Tive oportunidade de trabalhar na elaboração dos padrões de 230, subestações em 230/69, 230/138 da Chesf, todos eles elaborados pela Secon. Trabalhei depois como engenheira biónica, como chamávamos, na própria Chesf, através da Secon, durante dois anos, e pude acompanhar todos esses padrões, exatamente a fronteira da rede de transmissão com as distribuidoras. Foi uma experiência interessante.

Em 1981, de volta à Coelba, a senhora trabalhou durante quatro anos como engenheira da Divisão de Planejamento do Sistema de Transmissão, vinculada à Diretoria de Engenharia. Gostáramos que comentasse a expansão do sistema elétrico da Coelba nesse período e os principais problemas na área de operação relacionados com essa expansão.

Voltei para trabalhar em uma área de planejamento e fiquei praticamente toda a minha vida profissional na Coelba nessa área de planejamento, ligada à Diretoria de Engenharia. Uma experiência muito voltada para o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), no lado de expansão e planejamento do sistema.

Seria interessante a senhora falar sobre a expansão do sistema da Coelba nesse período.

A Coelba estava fazendo a sua primeira linha de 230 kV, suprimindo a subestação de Tomba, em Feira de Santana, ligada a Governador Mangabeira, uma subestação da Chesf, que atenderia a região do Recôncavo Baiano. Até então só a Chesf operava em 230 kV, e houve uma disputa entre Coelba e Chesf pelos consumidores de 230 kV na Bahia. A Coelba estava se mostrando capacitada a fazer redes em 230 kV, coisa que nas empresas no Sul e Sudeste já era fato corriqueiro, no Nordeste era pioneirismo. Depois a Celpe fez uma linha de 230 kV no Cabo, em Pernambuco, e hoje deve haver muitas outras.

Depois de sua experiência nessa Divisão de Planejamento do Sistema de Transmissão, a senhora assumiu cargo de crescente relevância na área de planejamento da Coelba, respondendo, a partir de 88, pela gerência do Departamento de Planejamento de Desenvolvimento do Sistema. Em que medida as funções ali desempenhadas

demandaram a colaboração técnica dos organismos de operação (GCOI [Grupo Coordenador para Operação Interligada] e CCON)?

Vez por outra tínhamos reuniões em conjunto. Na Coelba, os departamentos já estavam bem divididos, dentro da Diretoria havia um departamento para operação, que fazia o planejamento de curto prazo e os estudos operacionais, e um para a expansão, mas a relação interna era grande e se ampliava para um nível maior. Cheguei a participar de reuniões do GCOI e do GCOI e CCON, quando os assuntos envolviam as duas áreas.

Como a senhora distingue, em termos gerais, a atuação do GCOI e do CCON?

O CCON trabalhava voltado para a questão da distribuição em 69 e 138 kV. No GCOI, todas as empresas tinham o sistema inteiro, o Sul e o Sudeste já estavam interligados. Passei pela Cesp (Companhia Energética de São Paulo) antes da primeira fase na Coelba, e participei dessa integração das empresas com a rede disponível, a malha de 230 kV, 345 kV e até 440 kV. No Nordeste, tínhamos apenas os radiais que saíam de cada subestação 230/69 kV ou 230/138 kV da Chesf e estudávamos apenas aquele ramal. Não tínhamos a visão do todo nem conseguíamos dados. Lembro que já na Cosern (Companhia Energética do Rio Grande do Norte), ao fazer um estudo da Termoaçu (Termelétrica do Vale do Açu), a termelétrica do Rio Grande do Norte, por força do novo modelo, tínhamos que estudar sua integração na rede básica. E como eu conhecia a equipe de planejamento da Coelba, pedi que nos ajudassem nesse estudo. De repente eu tinha na minha mão o sistema de 230 kV do Nordeste! Até comentei: “Nunca havíamos tido isso para estudar.” Dependíamos de análise da Chesf, como se fosse um segredo que ninguém pudesse conhecer. Estudávamos só os ramais em 69 kV e 138 kV e conhecíamos os dados daquele ponto do radial, da fronteira com a rede para frente. Enquanto no GCOI havia a questão da interligação, e havia mais de uma transmissora. E as empresas distribuidoras também tinham transmissão e geração.

Considerando a natureza radial do sistema elétrico interligado nordestino e a pequena significação do sistema de geração das distribuidoras, como é que se caracterizava, em linhas gerais, a operação do sistema nordestino?

A Chesf impunha a saída e, quando havia necessidade de mais um ponto de suprimento, começavam os estudos em conjunto, estudo conjunto Chesf-Cosern, estudo conjunto Chesf-Coelba. A Chesf tendia a manter o ponto anterior com quatro, cinco circuitos em 69 kV, e isso, às vezes, era mais barato do que fazer um novo ponto em 230 kV. Não se olhava flexibilidade operativa, não se olhava a interligação da malha.

Na questão da linha de 230 kV da Coelba, a discussão Chesf-Coelba era sobre quem ia fazer ou sobre a necessidade da própria linha?

A necessidade da linha, para manter um circuito interligado. Eram quatro radiais em 69 kV, e chegamos a colocar cinco circuitos em 69 para Feira de Santana, mais quatro para Santo Antônio de Jesus. A distribuidora arcaria com nove circuitos em 69, então nos rebelamos e fizemos um em 230 kV. Foi a primeira empresa que fez isso. Faltavam às distribuidoras ousadia e dinheiro. O estado da Bahia tinha mais recursos. A empresa era estatal e a ajuda do governo foi fundamental. Os governos estaduais, nas distribuidoras do Nordeste, pela deficiência de atendimento às cargas, eram mais preocupados com a rede de 13.800 volts.

Nessa época a senhora trabalhou na gerência do Departamento de Planejamento e Desenvolvimento do Sistema...

Eu planejei esse 230 kV, acompanhei seu projeto, realizado pelo Departamento de Projetos e Construção da Coelba. Quando saí da empresa já se falava na ampliação, no segundo e no terceiro transformador de Tomba, que já estão instalados.

Em que ano a senhora saiu da Coelba?

Em 1997. Trabalhei seis meses na empresa privada Coelba, do mesmo grupo controlador da Cosern e da Celpe. Fui para a Cosern e presidi o CCON lá.

Que circunstâncias contribuíram para a sua escolha como a última presidente do CCON?

A Diretoria de Gestão de Ativos da Cosern tem na mão o planejamento e a operação. Eu já havia participado antes do CCON como ajudante de Luís Bezerra, da Coelba, no GTPD, agora, como diretora da Cosern, participei do Comitê Diretor do CCON.

A senhora assumiu no dia 25 de março de 1998 o cargo de presidente do comitê do CCON e ficou até a extinção.

Eu estava recém-empossada diretora da Cosern. As pessoas me conheciam do GCPS porque sempre fui representante da Coelba no GCPS. É muito comum, nas empresas distribuidoras do Nordeste, as pessoas estarem nos dois fóruns, e isso contribuiu para a discussão sobre o futuro do CCON.

Como a senhora avalia o processo de reestruturação do setor de energia elétrica, notadamente a criação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), uma entidade sucessora do GCOI e do CCON na atividade de coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão?

Um processo difícil, mas todo começo é assim. Hoje vejo o papel fundamental do ONS. O modelo escolhido para o ONS dia a dia se consolida como modelo correto de operador da rede. Para mim, estava muito claro que não tinha mais sentido um fórum tipo GCOI ou CCON na estrutura do novo modelo do setor elétrico.

Fala-se que o ONS é o sucessor do GCOI, mas como o CCON cuidava mais do relacionamento, da questão da transmissão em 69 kV, e o ONS está com o encargo da administração da rede básica, que é a partir de 230 kV, ficou um vazio. Nesse sentido o CCON não teve um sucessor, não é?

É necessário fazer a operação da rede básica, e esse espaço do planejamento operacional, com 69 kV ou 138 kV, tem que ser realizado sob a coordenação da Abradee (Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica). O próprio modelo ainda está em transformação e as questões são muitas e ainda não reguladas o suficiente. A Abradee presta assessoria técnica e assessoria comercial mas não tem desempenhado o papel da troca de experiência na área técnica, como fazia o Codi (Comitê de Distribuição). Sei que ela está se reestruturando e deve ocupar esse espaço, porque isso tem que ser montado pelas distribuidoras, que hoje detêm a rede de 69 kV e a rede de 138 kV e, ao nível da rede de média e de baixa tensão, 13.800 / 220/127 volts. O fato da Abradee ficar no Rio e São Paulo dificulta um pouco a participação das distribuidoras do Nordeste; podemos depois regionalizar, se for o caso. O ONS vai ter que cuidar sempre da rede básica, a nossa relação vai ser sempre na fronteira com a rede básica. Apesar de distribuidora, me relaciono muito com o ONS.

No fórum do RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), houve quem defendesse a criação de operadores regionais em vez de um operador nacional.

É possível que se venha a ter esse novo modelo de forma mais bem distribuída. Mas acho que é a Abradee que deve ser um fórum de integração, de troca de experiências.

Fala-se muito também da expansão da rede de subtransmissão de 138 kV. Por exemplo, o ONS só faz programa de ampliações e reforços do 230 kV para cima.

Sinto falta disso. Por exemplo, a fronteira da Paraíba com o Rio Grande do Norte é muito grande e há necessidade de pontos que poderiam atender os dois estados.

Não há critério n-1 para a malha de transmissão da rede básica, e o Nordeste é muito carente nisso. E ainda tem regionais com 100 MVA e um circuito simples atendendo. É preciso estudar outros pontos de integração regionais. No Nordeste, a preocupação da Chesf sempre foi ligar a geração às grandes cargas através de corredores bem grandes, linhas com mil e tantos quilômetros, mais 4 linhas de 230 em circuitos simples. Não houve a preocupação em malhar porque não havia a geração distribuída, era a geração concentrada e a carga concentrada, então saía da geração para a carga através de um corredor de linhas. Hoje se fala em geração distribuída, energia eólica, térmicas...

Há algum estudo sobre essa evolução, ou que faça alguma prospecção?

Não há planejamento nesse país há oito anos. Eu acho que no novo modelo pecamos por não manter um fórum de planejamento em funcionamento.

Que perspectivas a senhora veria para o ONS e a operação do sistema elétrico Norte-Nordeste?

Acho que o ONS faz bem a operação integrada, o que falta é planejamento integrado.

Estamos com 1.700 MW aprovados de energia eólica para o Rio Grande do Norte. De quase 5.000 MW, 80% está no Rio Grande do Norte e Ceará, áreas mais propícias em termos de vento. Tenho me aproximado muito do ONS nessa questão, e ainda não temos sequer modelos que considerem a geração eólica para serem analisados.

A Cosem está disposta a adquirir energia eólica, a fazer essa geração?

Inicialmente, a energia eólica vai ser adquirida por uma empresa dentro do Proinfra (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), depois as distribuidoras é que vão adquiri-la. Mas não há rede básica para o ONS atender as solicitações que já estão aí. Foi feito o termo de referência para esse estudo e ele não sai do papel. Daí a necessidade de um órgão de planejamento integrado para o Nordeste.

Foi difícil a decisão de extinguir o CCON?

Não. Foi uma coisa discutida. Participavam do fórum a Eletrobrás, a Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), o antigo Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), o próprio ONS quando já constituído, na fase de transição. As distribuidoras receavam o vazio que ficaria e eu sempre dizia que o CCON não cabia mais no modelo atual. As decisões tinham que ser tomadas pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras, dentro do novo modelo. Antes era um grande condomínio estatal. Quando se começa a ter a questão de interesses muito colocada, o fórum perde o sentido. Hoje, cada tipo de agente (transmissor, gerador, distribuidor) tem o seu condomínio, embora exista um objetivo comum que, no fundo, é atender a carga.

O fórum foi encerrado com a consciência de que sua permanência não teria mais sentido naquele momento do setor elétrico. Pode ser que volte a ter sentido. Aí reverticalizam-se as empresas, volta-se a ter um planejamento estatal, uma operação estatal, e talvez esse fórum ressurgir. Tudo tem o seu momento.

Japhet Diniz Júnior

Vice-Presidente (1977-1978), Presidente (1978-1979) e Secretário Executivo do CCON (1980-1996)
5 de dezembro de 2002

Dr. Japhet, depoimentos dos dirigentes da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) e da Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) apontam como fator determinante da criação do CCON (Comitê Coordenador da Operação do Nordeste) a decisão tomada pelo governo federal em 1973 de transferir os sistemas de subtransmissão da Chesf para as empresas distribuidoras do Nordeste. Gostaríamos que o senhor comentasse o impacto dessa decisão e explicasse sua relação com a criação do CCON.

A transferência do acervo da Chesf, o sistema de 69 kV, para as empresas estaduais foi fundamental para a melhor convivência entre as empresas do setor na região. Naquela ocasião, a Chesf, como supridora, também fornecia energia em 13.8 kV, que é uma tensão de distribuição. Algumas das empresas já tinham construído alguma coisa em 69 kV e existia uma certa confusão entre supridora e distribuidora. Umas recebiam em 69 kV, outras em 13.8 kV e ficava aquela incoerência. Foi sancionada uma lei do Ministério das Minas e Energia, na época do ministro César Cals de Oliveira Filho, e foi assinado um acordo de coordenação operacional do sistema elétrico do Nordeste que se tornou a bíblia do CCON. Era difícil reunir as empresas, Chesf, Celpe (Companhia de Eletricidade de Pernambuco), Coelba (Companhia de Eletricidade da Bahia), Saelpa (Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba) e uma decisão foi fundamental ao acordo: todas as decisões do CCON teriam que ser tomadas por unanimidade. A secretaria do CCON era administrada pelas empresas; o presidente, era de uma delas, e escolhido anualmente. Essas duas questões foram fundamentais: a unanimidade e o fato de ser administrada pelas empresas.

Quando houve essa transferência de sistemas de 69 kV da Chesf para as empresas distribuidoras, quais empresas nordestinas já tinham sistema de 69 kV, e quais não tinham?

Coelba, Celpe, Coelce (Companhia de Eletricidade do Ceará), pouca coisa da Coelce, e Cosern (Companhia de Serviços Elétricos do Estado do Rio Grande do Norte) tinham alguma coisa de 69 kV. As outras todas da região Nordeste – Cemar (Companhia Energética do Maranhão), Cepisa (Centrais Elétricas do Piauí), Saelpa, Ceal (Companhia Energética de Alagoas) – não tinham sistema de 69 kV, eram supridas em 13.8 kV. Essa decisão do ministério atendeu plenamente às empresas. A Chesf abriu mão do direito de, como supridora, ditar a regra da

CCON

História da operação do sistema interligado nacional

operação, que passou a ser coordenada pelas empresas, havia as normas de operação, feitas em comum acordo porque eram aprovadas por unanimidade.

De que forma o senhor avaliou na época a criação do CCON e qual a sua participação nos trabalhos iniciais do organismo?

Na época da formação do CCON eu não era o secretário. Estava na Cemar, mas era chesfeano. Foi até importante a minha presença na Cemar para a Chesf porque, naquela ocasião, o sistema era muito frágil. Um alimentador de 69 kV que desligasse em Fortaleza afetava o sistema da Cemar. Era um sistema extenso e ainda precário, porque a Chesf não tinha ainda 500 kV, o suprimento em Fortaleza era feito em 230 kV e a Cemar ficava no extremo do sistema, qualquer coisa que acontecesse de mais pesado no sistema o da Cemar desligava.

Em depoimento à Memória da Eletricidade o engenheiro Mario Fernando de Melo Santos afirma que as dificuldades de relacionamento entre a Chesf e as empresas distribuidoras nordestinas foram agravadas por aquela lei que transferiu o acervo de 69 kV, mencionando inclusive problemas de relacionamento entre alguns dirigentes, que cita nominalmente: da Chesf, Amaury Menezes, da Coelba, Carlos Faria Ribeiro e da Celpe, José Rildo de Almeida. O senhor poderia comentar essa dificuldade de relacionamento entre a Chesf e essas duas empresas após a edição dessa lei?

A Chesf operava o sistema de 69 kV, a Coelba e a Celpe já tinham os seus sistemas, os seus critérios de operação. Quando a Chesf transferiu e pretendeu continuar como a operadora do sistema, houve atrito. As empresas queriam ser independentes na sua operação. Houve atrito desde o planejamento do sistema, porque as empresas queriam ter o seu planejamento e a Chesf queria ter o dela. O CCON acabou com isso, as empresas foram obrigadas a aceitar a operação do sistema e o planejamento integrado.

Considerando a natureza radial do sistema elétrico interligado nordestino e a pequena significação do sistema de geração das empresas distribuidoras da região, o senhor poderia caracterizar em linhas gerais a operação do sistema e os principais desafios do CCON?

Os principais desafios do CCON ocorreram quando houve racionamento de energia, uma vez por excesso de água e outra por falta. Por incrível que pareça, houve um racionamento por excesso de água.

Vamos comparar o CCON com o GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada), este nas regiões Sul e Sudeste. O sistema Sul-Sudeste acabou tendo uma operação interligada muito forte, por conta da gestão de reservatórios. No caso do Nordeste, a geração está toda concentrada na bacia do São Francisco e o sistema é radial; o que isso significava, quais eram os reflexos disso para a operação do sistema?

A eficiência do CCON residia no sistema radial, um sistema que passa de uma empresa para outra. Os pontos de suprimento vizinhos, em fronteiras, eram decididos da melhor forma possível, por conta da igualdade de direitos resultantes da unanimidade. No GCOI quem decidia era a Eletrobrás e, em última instância, o Ministério das Minas e Energia. Não me lembro de ter havido um caso sequer em que o poder concedente fosse chamado para decidir. No racionamento, o Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) se incorporou ao CCON, criou um grupo de trabalho, instalou um escritório em Recife para acompanhar o processo, mas as decisões eram tomadas no CCON. O acordo que foi assinado para a constituição do CCON foi de uma inteligência sensacional.

Quando falamos em problemas, queremos registrar também os avanços, os eventos importantes que marcaram a história da operação. O senhor falou agora, por exemplo, na questão do racionamento por excesso de água ...

Houve uma ocasião em que a casa de força da Chesf ficou num nível muito alto, perigoso, então a geração diminuiu. A população estranhava, porque não estava faltando água. Foi em 1979, na enchente do rio São Francisco, uma grande cheia, se não me engano foi a casa de força de Sobradinho que ficou num nível muito perigoso e comprometeu o rendimento das máquinas.

Fale sobre as semelhanças e diferenças entre atribuições e atividades do CCON, nas regiões Norte e Nordeste, e do GCOI.

No GCOI as decisões não eram por unanimidade, no CCON, sim. A coordenação do GCOI era da Eletrobrás (entre aspas), a do CCON, das empresas. Pela sua competência política, o Dr. José Marcondes Brito de Carvalho conseguia fazer com que o CCON funcionasse à semelhança do GCOI sendo, no entanto, completamente diferente.

O Dr. Brito participava com frequência?

Sempre participou. Até criaram o uso do paletó e gravata nas reuniões, num clima como esse nosso. Tinha-se um respeito muito grande por ele, que foi o idealizador disso tudo. O CCON

e o GCOI eram bem diferentes. O GCOI tinha uma estrutura, haja vista que hoje, por exemplo, o secretário do GCOI foi presidente da Eletrobrás. O CCON não, era mais acanhado, mas a meu ver, tinha um modelo muito melhor do que o GCOI. Tanto era melhor que conviveu, por um pequeno tempo antes de encerrar suas atividades, com a empresa privada. A Celtins (Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins) e a Celb (Companhia de Eletricidade da Borborema), na Paraíba, que era da prefeitura, foram todas incorporadas ao CCON. Quer dizer, conseguiu incorporar modelos diferentes de empresa e conviver tranquilamente. O CCON e o GCOI eram completamente diferentes. Filosoficamente diferentes. Sempre achei o modelo do CCON melhor do que o GCOI.

O Dr. Carlos Faria Ribeiro falou da importância do CCON para que as empresas adotassem ou desenvolvessem a mesma linguagem operativa.

Mesma linguagem. Até a distribuição assimilou a linguagem. Havia a operação da distribuição e a operação da transmissão. Mas a linguagem era a do CCON.

O CCON foi composto inicialmente por três subcomitês técnicos: o Subcomitê de Estudos Elétricos, o de Operação e o de Distribuição. Segundo o engenheiro Horácio Mário Fittipaldi, o Subcomitê que teve o nível de desenvolvimento mais difícil, que não envolveu tanto êxito inicialmente, foi o da distribuição.

A distribuição. Porque o sistema não era interligado. Havia essa dificuldade de estabelecer regras comuns para a distribuição das empresas. Cada uma queria assumir seu planejamento, independentemente das demais. Só em alguns casos havia uma linha de distribuição passando de um estado para outro.

Mas havia a interligação técnica: o interesse de uma conhecer as novidades que a outra estava usando na operação da distribuição. Se você examinar os trabalhos de distribuição que o CCON produziu, vê-se que todos foram mais sobre técnica de distribuição, sobre planejamento. Difícilmente sobre operação. O CCON chegou a fazer instruções de operação na distribuição, mas essas normas tinham a ver com o sistema interligado, como a questão de religamento de alimentadores, de segurança, mas não com o sistema de distribuição em si, porque cada uma queria operar do jeito que achava melhor. A aprovação por unanimidade também contribuiu para que subsistisse o Subcomitê de Distribuição. Foram criados outros subcomitês, o Comercial e o de Serviços e Consumidores, já muito mais distantes da operação interligada.

A questão da distribuição preocupava tanto o CCON porque, se houvesse uma falha na operação do sistema interligado, a distribuição ia ter que se comportar eficientemente?

Na época do racionamento, essa definição de prioridades para desligamento valeu muito ao decidir que alimentadores deviam ser desligados primeiro. Já o GCOI não tinha distribuição. Foi preciso lá, na região Sul-Sudeste, criar-se um outro comitê, porque o GCOI ia até 69 kV, de 69 kV para baixo não havia.

A operação coordenada do rio São Francisco e o ingresso da Chesf no GCOI em 1977 tiveram repercussão no trabalho do CCON?

Havia um comitê no qual as empresas tinham participação integral para decidir a operação do sistema e esse comitê não estava representado no GCOI, nenhuma empresa tinha assento no GCOI. A representação que existia era da Eletrobrás e da Chesf. Mas a Chesf era supridora do CCON. O Dr. Brito era um mediador espetacular e acalmava os ânimos. Esse último racionamento, que envolveu as regiões Nordeste, Sul-Sudeste e Centro-Oeste teria sido muito difícil neste esquema. Já esse agora foi coordenado pela Câmara de Gestão da Crise do Setor, criada em um ministério que nem era o de Minas e Energia.

O senhor se referiu a essa situação estranha de as empresas distribuidoras nordestinas não terem voz com participação no GCOI, mas a operação coordenada do São Francisco em 1976 foi um êxito para a garantia do suprimento de energia elétrica.

Nessa ocasião, o GCOI aceitou um coordenador de Subcomitê de Estudos Gerais do CCON lá, o Saulo Cisneiros, que participou como representante do CCON nas decisões de interligação de água. Mas houve gente do CCON lá dentro, senão as empresas iam reclamar. São soluções que foram dadas por idealização do Dr. Brito, cuja presença à quase totalidade de reuniões, ao longo dos 17 anos em que foi diretor de Operação da Eletrobrás, foi fundamental para o CCON. O pessoal tinha muita confiança nele. Aliás, o CCON abrigou personalidades muito importantes do setor elétrico: Mario Santos, hoje Operador Nacional do Sistema, Delcídio Nunes, que já foi ministro de Minas e Energia, Saulo, hoje diretor da Eletrobrás e que foi coordenador de subcomitê do CCON, Benedito Aparecido Carraro, que também foi diretor da Eletrobrás.

Quais as consequências da interligação Norte-Nordeste, efetivada em 1981, para o trabalho do CCON?

Repercutiu muito depois, mas no início foi muito mais vantagem para a Região Norte do que para a Região Nordeste. Foi bem aceita pelas outras empresas, talvez menos pela Chesf, que perdeu a área de concessão do Maranhão.

Qual foi o envolvimento do CCON na gestão do racionamento do mercado de energia elétrica do sistema interligado Norte-Nordeste entre março de 1987 e janeiro de 1988?

Esse foi o grande trabalho do CCON, conseguir unanimidade para dividir escassez. Todo mês decidíamos as cotas de racionamento para cada empresa, que eram aceitas pacificamente; estudos eram feitos, os subcomitês valeram demais nessa época. Se não fosse a nossa preocupação, a população toda teria sentido, pois chegou-se a quase 50% de corte de carga neste racionamento.

Foi um racionamento que funcionou de forma diferente desse último de 2001, porque não havia metas de consumo, e sim corte de carga mesmo. Como foi feita essa administração dos cortes de carga?

As empresas participantes de todos os subcomitês desenvolveram estudos para prioridades. Cada uma dizia a sua prioridade e aquilo era colocado em votação. Houve raríssimos problemas de aceitação. A Chesf dava as informações de previsões de aporte de água, elas eram levadas ao GCOI e nós fazíamos estudos no limite de operação lá na interligação Norte-Nordeste. Enfim, foi o melhor trabalho que o CCON fez, de integração, sem problema, com aceitação global, embora tenha sido um racionamento pesado.

O CCON teve uma participação importante no sinal?

O sinal de alerta foi dado com muita antecedência. Todo mundo pôde se preparar e fazer o que podia para acelerar: linhas de 500 kV, estudo de carga das linhas, já que o sistema ficou frágil demais na época por causa disso.

A combinação de estiagem com atraso de obras foi uma das causas do racionamento. Como foi possível ao CCON fazer com que os consumidores sentissem pouco os efeitos diante do vulto desse corte de carga que constituiu o racionamento?

Foram dadas cotas progressivas de racionamento para os consumidores. Quem consumia mais era mais penalizado, quem gastava mais pagava mais. Houve um equilíbrio, foi feito um estudo e a população entendeu.

Nesse ponto então a gestão daquele racionamento foi parecida com essa última? A gestão do racionamento em 1987 no Nordeste foi também por cotas de consumo?

Foi por cotas de consumo e o consumidor foi obrigado a poupar energia. Não houve corte de fornecimento. Houve apenas alguns casos de apagão. Porque quem decidia o que se podia desligar eram as empresas e a Chesf tinha as cotas. Ficava tudo sob controle. No racionamento, as cotas foram em cima do consumo de energia. A empresa que consumia mais tinha uma cota de racionamento maior. Esse racionamento último foi mais de demanda, o nosso foi energia. Esse último foi mais falta de geração, o nosso foi mais falta de água mesmo.

Se bem que, se houvesse mais capacidade de transferência da energia de Tucuruí para o sistema nordestino, talvez o racionamento não tivesse sido tão sério. Era uma obra que estava sendo tocada?

Mais brando. Inclusive porque a interligação foi feita no limite aqui no Nordeste. Hoje, por exemplo, se houvesse a interligação lá em Tocantins, seria muito melhor. Porque na época do nosso racionamento, a única interligação que se podia ter com a região Sudeste, Sul, Centro-Oeste era no rio São Francisco – água. Hoje já tem a Norte-Sul que dá um certo reforço para nós.

Quais os demais eventos ou aspectos relevantes da operação do sistema interligado Norte-Nordeste que mereceriam destaque na sua avaliação, além do racionamento?

Importante mesmo para ressaltar a importância do CCON para a região foi o racionamento. Se não fosse a estrutura montada do CCON teria sido um caos. Foi preciso distribuir, ratear a escassez por 14 empresas, não havia outro jeito, as empresas tinham que aceitar.

O CCON era forte, estava bem estruturado, todo fundamentado na técnica. Em cada setor os técnicos das empresas estavam reunidos para tomar uma posição sobre distribuição, consumidores, operação, estudos elétricos, todo mundo participou disso. Foram usados quase todos os recursos para reduzir o racionamento, redução de tensão, redução de frequência, desligamento por frequência mais alta. Foi estudada a parte de sobrecarga das máquinas, combustível, tudo para reduzir ao máximo o racionamento. E o Dnaee também ajudou muito na parte de consumidor, porque estabelecia o fundamento das cotas, o corte de energia dos consumidores, tarifa, consumo. Foi um trabalho completo. Já imaginou chegar no tempo de hoje, como nesse último racionamento, a 50%? Com 20% o pessoal já estava chiando.

Como o senhor avalia o processo de reestruturação do setor de energia elétrica, notadamente a criação de um Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), uma entidade sucessora do GCOI e do CCON?

Já passou a ser um pouco semelhante ao CCON. Hoje é um fórum que abrange todas as empresas e a coordenação não é da Eletrobrás. Continua a recorrência ao Ministério, mas hoje o Operador Nacional do Sistema assemelha-se mais ao CCON do que ao GCOI. Não por conta da unanimidade e sim, da independência. Mas para mim não é o modelo ideal, não o Operador Nacional do Sistema, mas o resto do setor elétrico. Devia existir um maior aprofundamento nos estudos, particularmente no que diz respeito às vendas de energia. Pode ser que futuramente aconteça um modelo de matriz energética com a incorporação de países vizinhos, com a história de gás. O GCOI, o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos) e depois o ONS, chegaram a dar sinais de que o risco de déficit estava aumentando, só que houve reação muito lenta.

Que perspectivas o senhor antevê para o Sistema Interligado Norte-Nordeste, para o ONS.

Hoje é todo um sistema de transmissão que vai ter que se expandir. A expansão é fundamental. A segunda linha para interligação do Norte e Nordeste e a interligação com o Sul têm que existir. O Operador Nacional do Sistema, pelo modelo que tem hoje, está quase pedindo uma interligação com o Sul, com o Centro-Oeste, uma interligação mais forte, enfim, uma integração nacional. É preciso fortalecer esse sistema de transmissão antes de entrar na época do gás.

O senhor quer acrescentar algum comentário?

Não, muito obrigado.

Mário Fernando de Melo Santos

Coordenador do GCOI (1991-1998) e Diretor-Presidente do GCOI (1998...)
12 e 21 de fevereiro e 25 de junho de 1992

Considerando sua trajetória profissional junto à Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), gostaríamos de saber como se deu o ingresso dessa empresa no GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) e qual a sua participação nesse processo?

Até 1976, a Chesf não participava do GCOI devido à sua auto-suficiência. Do ponto de vista energético, a empresa possuía uma cascata de usinas – Paulo Afonso I, II e III, basicamente – e, dada a dimensão do mercado em nossa área de concessão, mesmo nas épocas mais críticas do rio São Francisco, estávamos em condições de suprir a demanda. Paulo Afonso e Moxotó alcançavam 1,5 milhão de metros cúbicos de capacidade, suficiente para assegurar a regularização anual, dispensando o despacho de Três Marias. A Chesf tinha um sistema de transmissão em estrela, centrado em Paulo Afonso, com radiais em direção aos mercados de Recife, com derivação para Maceió; Salvador, com derivação para Aracaju; e, desde o final de 1969, um grande eixo de 600 km, Paulo Afonso-Fortaleza. De Recife, da subestação de Angelim, saíam as derivações para atender o Rio Grande do Norte e, da subestação de Goianinha, a Paraíba. Na Paraíba, além de suprimentos de operações locais, ainda havia a pequena usina de Coremas, antiga propriedade do DNOCS (Departamento Nacional de Obras Contra as Secas), adquirida pela Chesf em 1968. Nosso suprimento ao interior da Bahia data de 1971, ou 1972, quando absorvemos a empresa Centrais Elétricas do Rio das Contas (Cerc). O Piauí e o Maranhão eram supridos pela Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe), usina independente fundada por César Cals. Apenas em 1970 fez-se o paralelo do sistema. A Chesf se bastava, tanto do ponto de vista energético como do de coordenação hidráulica ou sistema de transmissão.

Quando houve a seca de 1976, uma das mais graves, quase igual à do período de 1951 a 53, a maior dimensão do mercado, as dificuldades financeiras emergentes e o decorrente atraso nas obras de geração configuravam uma nova realidade: havíamos nos tornado também uma região hidroenergeticamente dependente do Sudeste. Para se ter uma idéia, o reservatório de Três Marias, concebido pelo governo federal como regularizador do rio São Francisco e subsidiariamente como gerador de energia, ao longo do tempo, com o Sul independente, e à medida que os demais sistemas do Sudeste começaram a ser implementados, passou a ter um peso de apenas 3 a 4% no balanço energético desta região. Em contrapartida, para o Nordeste, chegou a representar 35 a 40% de toda a capacidade efetiva de atendimento em

ONS

História da operação do sistema interligado nacional

época de seca, constituindo-se num banco de energia para a região mais do que num banco de fomento ou garantia de energia para o Sudeste. Podia ser de grande valia para Minas Gerais, como controlador das cheias do alto São Francisco, mas não energeticamente. E sua importância para o atendimento regional ao sistema norte do estado se devia mais por uma limitação de transmissão do sistema da Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) do que por necessidade energética. Mas, para nós, durante a seca, sua defluência correspondia a 50 ou 60% de toda a água que chegava a Paulo Afonso.

Em meio àquela crise, precisávamos da ajuda de Três Marias, e a única forma de obtê-la seria entrando para o GCOI. O Marcondes Brito foi quem nos guiou, ao engenheiro Antônio Pereira Filho, então diretor de operações da Chesf, e a mim, que chefiava o Departamento de Movimento de Energia da empresa, e preparou um ambiente receptivo à nossa chegada. Ele organizou diversas reuniões nas quais aprendi que, na operação de sistemas – produção e transporte de energia elétrica – predominantemente hidráulicos, em que numa mesma bacia hidrográfica existem usinas de diferentes empresas, e o elétron, para chegar ao mercado consumidor, tem de passar pelas redes de transmissão de cada uma delas, é imprescindível atuarmos de forma cooperativa e integrada, sob uma coordenação institucionalmente definida, ou então só teremos êxito na abundância.

Assim, para garantir um GCOI forte, uma Eletrobrás forte, foi dado apoio a Chesf e a Furnas (Furnas Centrais Elétricas). Como a Chesf estava fora do GCOI, coube a Furnas bancar o jogo considerado histórico. Marcondes Brito conduziu o Luís Carlos Barreto em reuniões dolorosas com Guy Villela, diretor da Cemig, e Otávio A. G. Sampaio, da Cesp (Companhia Energética de São Paulo), a fim de que se realizasse toda a operação coordenada, que resultaria na obrigação de Três Marias verter água para aumentar a descarga do São Francisco, garantindo que, 20 dias após, essa água chegasse a Moxotó. Era preciso calcular o prejuízo de Três Marias, uma vez que a água turbinável, que podia ser chamada de energia útil, estava sendo vertida. A Cesp também estava vertendo, mas ela tinha água sobrando, pois havia cheia no Paraná. Mas à medida que a Cesp transferia energia na tentativa de aumentar ao máximo a carga de Três Marias, ela perdia capacidade de balanço. O deslocamento de carga implicava uma redistribuição do mercado da Cemig. A Cesp, então, vendia uma energia à Cemig, ficando credora dessa energia. E Furnas, que era federal, assumia a conta. Vinte anos se passaram, e o mesmo esquema continua vigorando. A Cemig, por sua vez, queria o crédito correspondente à redução de queda útil, a ser calculado por uma comissão de contabilização constituída por engenheiros que ainda estão presentes no setor, como Fernando Sarmento, da Cemig, dr. Celso Ferreira, dr. Luiz Augusto Lattari Barreto e dr. Alcides Lyra Lopes, da Eletrobrás.

Realizamos um feito singularíssimo, talvez no mundo inteiro. Uma coordenação energética com 1.600 km de extensão, envolvendo o sistema de transmissão de três empresas, como se

tivéssemos tirado água do rio Paraná para colocar no São Francisco, através da operação elétrica interligada. Para nós, da Chesf, que tínhamos certo sentimento isolacionista, valeu como uma primeira lição de humildade. E de interdependência. O dr. Brito somou sua experiência à nossa vontade de integração, e foi com este renovado e mais arejado espírito que trabalhamos a lei do GCOI, elaborada para administrar a entrada de Itaipu no sistema interligado e coordenar a otimização de térmicas, procedimento indispensável à integração da transmissão. Em suma, o que motivou a entrada da Chesf no GCOI foi uma seca. E 10 anos mais tarde, em 1986, a implementação do racionamento que já se fazia em termos de redução da tensão só foi evitada graças à primeira ação efetiva da operação integrada.

Que outras vantagens decorrem da operação interligada, tanto para a Chesf como para o setor?

De um ponto de vista teórico, e considerando bacias complementares, é muito fácil verificar que o despacho ótimo de usinas hidrelétricas de propriedade de diferentes empresas só pode ser feito se houver uma operação coordenada.

Vale mencionar Itaipu. O fato de a usina entrar no mercado com a obrigação de despachar na base, vender tudo, e considerando sua localização no fim de uma cascata do rio Paraná, onde existem instalações de outras empresas, implicava que as mesmas tivessem a sua geração condicionada à alocação da carga de Itaipu. Some-se a esse fator algo difícil de administrar: um sistema 95% hidrelétrico, com 5% de térmicas situadas aqui e ali. Como evitar que cada empresa despachasse suas térmicas quando a concorrente mais próxima, na cascata vizinha, estivesse vertendo? Precisávamos criar um mecanismo que permitisse o compartilhamento e a otimização do despacho conjunto, ainda que em detrimento dos interesses comerciais de uma empresa. E é este ponto que ainda hoje dificulta o funcionamento do GCOI. Ninguém discutia que, tecnicamente, ele era indispensável. Nasceu como CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada), tornando-se depois um dispositivo legal.

A criação da Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) fez com que nós, da Chesf, entendêssemos que era necessário participar do GCOI. O mercado crescia e a Chesf precisava explorar, firmar a energia do rio São Francisco. Ingressamos no GCOI por conta da coordenação hidráulica da cascata do São Francisco, onde Três Marias tem um papel fundamental em época de seca e mesmo por ocasião de cheia, como aconteceu em 1979, 1982, 1984. Nesse caso, o alto São Francisco gera 90% das águas que chegam a Sobradinho: 30% a montante de Três Marias, 60% imediatamente abaixo. Apenas 10 a 15% são geradas na fronteira da Bahia em diante. Isso demonstra a importância do alto São Francisco para a Chesf, seja em regime permanente, seja nas secas ou nas cheias do rio. Tal situação não se modificará com os planos

da Cemig e do estado de Minas Gerais, ou federais, do DNOCS, com vistas à eletrificação dos demais afluentes do São Francisco a jusante de Três Marias, que deverão recair também sob a administração do GCOI. A Chesf sempre teve profundo interesse na operação da bacia do alto São Francisco, para poder firmar a energia no submédio e no baixo São Francisco. Mas só atingiríamos isso via GCOI. Do ponto de vista energético, a Chesf precisa do GCOI. E do ponto de vista elétrico, basta lembrar a interligação Norte-Nordeste. A Chesf levou as águas do São Francisco até o Tocantins. Tucuruí ainda não estava motorizada e conseguimos parar os geradores de 40 MW de unidades diesel instaladas no seu canteiro e 250 MW de unidades térmicas em Belém. Quando, em 1984, a interligação Norte-Nordeste chegou a Belém, concluiu-se a maior substituição térmica já feita neste país. Era a maior EGTD (Energia Garantida por Tempo Determinado) existente, e nós a suspendemos. Isso foi simbólico para a história da engenharia brasileira da transmissão.

Apesar dos erros cometidos, o resultado representou um feito pioneiro. Com o passar do tempo, as pequenas cicatrizes e arranhões resultantes da luta foram esquecidos, ficando patente que todos aprenderam. E o importante é o extraordinário êxito proporcionado pelo sistema de 500 kV das duas empresas. O engajamento técnico entre Chesf e Eletronorte, tanto do ponto de vista energético, da coordenação da cascata do rio São Francisco, como pela integração ao nível da transmissão entre as duas bacias, São Francisco e Tocantins, mostrou como era imprescindível que a Chesf se juntasse ao GCOI. Foi essa necessidade efetiva, aliada ao crescimento do mercado e à transformação da topologia eletroenergética da sua rede, que levou a Chesf, de bom grado, desde aquela época até hoje, a aceitar o GCOI como um instrumento indispensável à gestão e exploração de seu sistema.

E como se deu a interligação dos sistemas Sul-Sudeste, tanto do ponto de vista hidráulico como do ponto de vista elétrico?

Não participei desse processo, mas faço idéia dos momentos inesquecíveis como os 400 kV da Cesp, o sistema de 500 kV de Furnas, a entrada de Itaipu no sistema, as primeiras grandes usinas com reservatório, o sistema Jupia-Ilha Solteira, a fusão das empresas de São Paulo! Falo como engenheiro da Chesf e como homem de construção que viveu um tempo em que substituíamos os pequenos motores diesel das prefeituras por um suprimento firme, forte, abundante e esperançoso. Como se o Velho Chico estivesse irrigando aquelas terras áridas do sertão, subitamente iluminadas por nossas usinas.

O pioneirismo encobre os erros e deixa apenas a lembrança das vitórias alcançadas. Como pioneiro, faço questão de esquecer meus erros, que devem ter sido enormes. Sem ninguém para vigiar e cobrar, podíamos cantar vitória praticamente sozinhos. Vivia-se um período em

que o indivíduo não passava de um semicidadão, e nós, tecnocratas entre aspas, nos refugiávamos na tecnocracia já que, devido ao regime político, não podíamos nos dedicar à humanocracia. Quem tinha talento, ou se arriscava a usá-lo de maneira aberta, submetendo-se à possibilidade de corte na sua vida profissional e pessoal, ou hibernava politicamente, direcionando-se para um trabalho que, apesar das limitações, dava alguma sensação de servir à sociedade. Fiz parte de uma geração da Chesf que se entregou ao trabalho intensamente. O governo investia pesado em infra-estrutura. Muitas vezes em obras ditas faraônicas, como a Transamazônica, a ponte Rio-Niterói, o programa nuclear, e outras até hoje contestadas, mas sem dúvida produtivas, como Itaipu, Carajás, porto de Itaqui e, sobretudo, Tucuruí e a interligação Norte-Nordeste.

Esta chegou a ser citada como exemplo negativo. De fato, de Paulo Afonso a Tucuruí, instalamos 2.000 km de linhas de transmissão, a um custo aproximado de US\$ 250 mil por km. Além disso, a técnica que utilizávamos era pouco conhecida na época; construíamos subestações altamente sofisticadas, alocando o pessoal que as operava em regiões ainda habitadas por índios. Todo este investimento foi amortizado em apenas 2 anos. Com a crise do petróleo, quando conseguimos parar 250 MW de térmicas em Belém e outros 40 MW em Tucuruí, tivemos uma economia de quase US\$ 1 milhão por dia. Assegurar confiabilidade ao suprimento de Tucuruí, mantendo a prioridade do suprimento de Belém, foi um êxito técnico maravilhoso. O sistema atravessou uma fase em que desligava 3 a 4 vezes por dia, até 110 vezes por mês, depois, 2 ou 3 vezes por mês, 2 vezes a cada 2 meses. Atualmente, podemos nos orgulhar de um sistema que alimenta uma carga de 600 MW da Alumar (Consórcio de Alumínio do Maranhão) e outra de igual porte, perto de Belém, com um grau de confiabilidade que poucos lugares do mundo têm. Foi a engenharia brasileira que assinou esta obra magnífica e singular que é a interligação de 500 kV, para atender cargas pontuais de extremo peso, exigindo extraordinária qualidade de serviço.

De 1984 a 1986, o São Francisco se entregou à região Norte, suprimindo suas necessidades, permitindo a paralisação das térmicas, melhorando o serviço e expandindo o mercado, tornando viáveis grandes empreendimentos de exportação de energia, via alumínio da Alumar. Em 1986, a seca no São Francisco obrigou o Nordeste a um racionamento que durou mais de 13 meses, e foi a vez de Tucuruí alimentar a região. Não fosse o enorme esforço levado a cabo pelos engenheiros da Eletrobrás, Eletronorte e Chesf, dotados de elevado nível de competência e criatividade, e que conseguiram a cada mês mudanças técnicas nas áreas de proteção, controle e suporte, fazendo com que os dois sistemas ainda continuassem estáveis e transportando cada vez mais energia, o que minorou em muito o esvaziamento do reservatório de Sobradinho, não tenho dúvidas de que o Nordeste poderia ter vivido uma grave *débâcle* sócio-econômica. Portanto, essa interligação funcionou em mão dupla: nos

dois primeiros anos, o fluxo foi do Nordeste para o Norte, viabilizando o atendimento de Belém, desativando as térmicas locais e fazendo funcionar a Alumar e a Albrás (Alumínio Brasileiro); depois, de 1986 a 1988, do Norte para o Nordeste, com os benefícios a que já me referi. Apenas em 1989 o São Francisco voltou a ter um regime de água razoável, e a situação geral melhorou.

É evidente que só algo como o GCOI, ou a Eletrobrás, atuando como *holding*, com sua competência técnica e a isenção e equidade de sua Diretoria de Operação, seria capaz de levar a cabo tal tarefa. O setor tem uma dívida com Armando Araújo, pioneiro e criador, apesar de muito contestado, e José Marcondes Brito de Carvalho, com sua férrea e rara demonstração de competência, determinação e liderança. Foram trinta anos de vida da Chesf, ao longo dos quais a operação passou de um pequeno apêndice da construção, também encarregada da manutenção, tornando-se superintendência, até alcançar o nível de diretoria. Foi no racionamento de 1986-1987 que nos unimos de vez ao GCOI, o CCON (Comitê Coordenador de Operação do Nordeste), na certeza de que só entidades com esse espírito de compromisso, integração e cooperação para partilhar tanto do excesso como da escassez poderiam fazer um sistema como o nosso funcionar sem pagar um preço por demais alto.

A interdependência crescerá, pois com os centros de geração cada vez mais distantes dos mercados, a necessidade de transporte de energia imporá uma dinâmica também cada vez mais compartilhada. Mesmo São Paulo não vai querer sair da cooperativa e correr o risco de pagar mais. Os poderosos não poderão se furtar à consciência de que um sistema elétrico e hidrelétrico com a topologia do nosso, com a dimensão e tendência de crescimento monstruosa que caracterizam o nosso mercado só é operável em bases integradas. Se os ricos jamais optarão pelo isolamento, muito menos os estados do Nordeste do Brasil.

Quais as principais dificuldades encontradas e que vantagens foram obtidas nas interligações Nordeste-Sudeste e Norte-Nordeste?

Dado o comportamento similar da bacia do São Francisco com as existentes no Sudeste, não há vantagem comprovada de uma interligação elétrica entre os 2 sistemas. A interligação Nordeste-Sudeste é de natureza energética, através do rio São Francisco, tendo em vista a operação da usina de Três Marias. Três Marias, integrada energeticamente ao sistema de transmissão Sul-Sudeste, é muito importante para a região Nordeste, principalmente na seca. O São Francisco tem picos de vazão enormes, cada vez mais frequentes, e períodos críticos muito secos. Suas vazões num período crítico atingem apenas 600 m³/s, enquanto nas grandes cheias, como as de 1949, 1979 e esta de agora, praticamente a segunda maior, alcançam de 17.000 a 20.000 m³/s. A importância de Três Marias é tamanha que, mesmo nas secas do São

Francisco, ela tem de verter de 100 a 200 m³/s, 20 a 30% dos recursos hídricos que, nessas ocasiões, se transformam em energia na cascata de usinas da Chesf, ou vão ser armazenados em Sobradinho.

Em suma, a interligação energética entre os sistemas Sul-Sudeste e Nordeste é tremendamente importante. Se considerarmos o reservatório equivalente do sistema Nordeste, isto é, sua capacidade de armazenamento de energia em épocas de seca, por volta de 28 bilhões de metros cúbicos, vamos encontrar, de jusante para montante, em Itaparica, cerca de 10% dessa capacidade, algo em torno de 3 bilhões de metros cúbicos como volume útil; Sobradinho comporta entre 60 e 62% dessa capacidade; os restantes 20 a 22% são de Três Marias, com seus 14 bilhões de metros cúbicos como volume útil. Nas cheias, a operação coordenada é de menor efeito, mas ainda assim Três Marias contribui com 10 a 15% de sua capacidade para amortecer picos de enchentes a jusante de seus barramentos.

Já entre os sistemas Norte e Nordeste há uma fortíssima interligação elétrica, constituída pelo famoso linhão de 500 kV. Para se ter uma idéia de sua dimensão, partindo de Paulo Afonso até Tucuruí, ele cobre cerca de 2.000 km. De seu ponto forte, que é a barra de Sobradinho, são 1.600 km até Tucuruí. Graças a esta linha foi possível otimizar o programa de geração das duas regiões. Hoje podemos decidir se colocamos mais uma máquina em Tucuruí, ou se aceleramos ou desaceleramos o programa de motorização de Xingó. É possível dar a ordenação ótima, do ponto de vista do mérito técnico-econômico, do programa de obras das bacias do Tocantins com as bacias do São Francisco. Isso é vital e foi comprovado, na prática, antes mesmo da existência de Tucuruí – quando ainda não havia uma interligação, apenas suprimento do Nordeste para o Norte –, mediante a paralisação das térmicas de Belém. A partir do momento em que o Nordeste entrou em crise, em 1986, Tucuruí tem enviado anualmente uma carga equivalente a 20% das necessidades da região, via interligação e graças à engenharia operacional, que foi permitindo cada vez mais a ultrapassagem dos limites de transmissão originais dos projetos. Em alguns casos, passou-se de 230 MW para 400 MW, o segundo circuito atingindo 600 MW. Na época do pico do racionamento, chegou-se a transportar nesta linha mais de 1.200 MW.

Esse intercâmbio de energia só é possível por conta da interligação Norte-Nordeste. Uma linha caríssima que se pagou em praticamente dois anos. Do ponto de vista elétrico, é inconcebível desenhar um mapa do Brasil sem ela.

Como se deu o processo de constituição do CCON?

Para contar esta história, terei de citar alguns nomes. Primeiro, Marcondes Brito, cuja experiência

de homem do CCOI e participação efetiva no GCOI haviam sedimentado uma tradição de operação interligada já conhecida no Nordeste. Vinculado emocionalmente com a região – seu primeiro emprego como engenheiro eletricitista foi na Chesf – ele idealizou, animou e articulou todo o processo do CCON.

Cabe aqui uma análise da conjuntura que antecedeu sua criação. Quando o ministro Dias Leite optou por transferir para os estados a responsabilidade pelos sistemas elétricos de influência estadual, ficando as empresas federais com as malhas principais, agravaram-se as dificuldades de relacionamento da Chesf com as distribuidoras do Nordeste. Para mim, a adoção da lei Dias Leite significava uma perda, uma vez que a Chesf havia feito a transmissão, geração e inclusive distribuição, chegando a ser dona de praticamente 90% das subestações de distribuição do Nordeste. Até hoje a Chesf tem consumidores de 230 kV, e a razão disso está na sua gênese. A Chesf gerou as empresas estaduais. A própria Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia) recebeu praticamente todas as subestações da Chesf, à exceção de algumas que ela possui na capital, da antiga CEEB (Companhia de Energia Elétrica da Bahia). Todas as subestações do Recôncavo Baiano e do interior da Bahia foram feitas pela Chesf, e doadas, ou entregues em comodato, pelo governo federal à Bahia. Em Pernambuco, até 1973, todas as subestações da Celpe (Companhia Energética de Pernambuco) eram da Chesf. Em Sergipe, a mesma coisa. Essas subestações foram construídas pelos pioneiros da Chesf. Quer do ponto de vista tecnológico, quer do de acervo, ou da experiência, foi a Chesf que criou as distribuidoras estaduais, nascidas da fusão das municipais. Hoje reconhecemos a validade estratégica da decisão.

A Chesf se viu obrigada a ajudar empresas que possuíam 3 ou 4 subestações e, de repente, tornavam-se responsáveis por 10, 15, 20. Acostumadas a manusear o escoamento de distribuição em níveis de tensão de 13,8 kV, tinham agora de assumir o manuseio de tensões da base de 69 kV, subestações de porte, equipamentos mais sofisticados, problemas de coordenação de importação, manutenção de equipamentos de média tensão, com turmas, métodos, sistemáticas e capacidade de gestão inadequados. Por isso, primeiro era necessário que a Chesf transferisse o acervo técnico que possuía sobre tais instalações; segundo, que transferisse sua experiência operativa para treinar e formar pessoal. E era preciso considerar ainda a situação nova que se criaria a partir do momento em que algumas empresas ficariam responsáveis pelo sistema de transmissão, enquanto outras se encarregariam da subtransmissão, com alguns sistemas já interligados, o que exigia uma coordenação entre a Chesf e as concessionárias. Isso envolvia a parte de coordenação operativa, de proteção, de provas de manutenção, bem como a adoção de uma linguagem técnica comum para permitir o despacho e a operação. Não se podia correr o risco de faltar energia por uma descoordenação motivada por diferenças de culturas, níveis de conhecimento e experiência na condução e

operação, fatores capazes de provocar acidentes pessoais graves como, não obstante, chegaram a acontecer.

Teoricamente, a própria Chesf poderia ter coordenado o processo. Entretanto, talvez devido à personalidade de outro pioneiro, o diretor técnico da companhia na época, dr. Amaury Menezes, estabeleceu-se uma forte polaridade entre a Chesf e os representantes das empresas estaduais. Havia choques bastante acirrados de interesses, relacionamento e liderança com José Rildo de Almeida, da Celpe, e com Carlos Ribeiro, da Coelba. Os problemas com a Coelce (Companhia Energética do Ceará) não adquiriam esta envergadura, já que a Chesf só atendia a sua demanda em parte. O Ceará foi uma espécie de província cisplatina do setor, pois, para que se viabilizasse o mercado da Coelce, a Chesf foi obrigada a ceder-lhe metade do mercado de Fortaleza. Dada a impossibilidade técnica de se fazer o paralelo, na época, havia uma subestação de duas barras, uma alimentada por linha de Boa Esperança, e outra pelas linhas que vinham, ainda, de Milagres, Banabuiú e Paulo Afonso. Os sistemas eram separados, e os choques resultavam de divergências técnicas relativamente à expansão, operação e forma de operar.

Foi um período difícil para a Chesf, em razão da forma como era vista; impositiva, carente de respeito devido ao planejamento pouco participativo e à reduzida ênfase na prática da conciliação. Uma adversária, não autora e implantadora da base do sistema eletroenergético do Nordeste. Não era verdade, mas era assim que nos enxergavam. Quando a empresa era obrigada a repartir os seus bens, os herdeiros não se mostravam dispostos a discutir a partilha. Só a presença de um *tertius* poderia criar um clima de integração e cooperação bem-sucedida, indispensável ao processo de gerar, transmitir e distribuir energia elétrica, produto que o consumidor exige e que, para chegar à hora, precisa de coordenação.

Foi nessa conjuntura que a Eletrobrás desempenhou um papel fundamental. É importante lembrar, todavia, que à Chesf não agradava essa intervenção. Mais antiga do que a Eletrobrás, ela lutava para resguardar seu espaço de empresa regional, valorizando muito mais seu compromisso com o Nordeste do que com o sistema elétrico nacional. Esta visão ainda persiste e algumas vezes compartilho dela. Minha vivência e o posto que ocupo atualmente obrigam-me a reconhecer que não se trata da visão mais correta, sequer para o Nordeste. Devemos olhar para o país globalmente. Tive oportunidade de sair, pude ver as coisas com um certo distanciamento, porém, no coro de paixões, dentro da Chesf, na região, tornava-se muito difícil perceber o quanto era indispensável a transferência de experiência e acervo técnico para que se criasse uma linguagem comum. Energia elétrica só pode ser estocada antes de ser produzida, sob a forma de água. Energia produzida tem de ser imediatamente consumida. Por isso, o entrosamento entre produtor, transportador, distribuidor e usuário precisa ser instantâneo, e a coordenação, *on line*, em tempo real.

Só a Eletrobrás era capaz de promover e desencadear este processo, graças às pessoas que a representavam: Marcondes Brito, muito ajudado por André Dias de Arruda Falcão Filho, à época diretor de operação da Chesf. Tive a honra de acompanhá-lo, como assessor e como chefe de departamento, viajando a seu lado e na companhia do dr. Brito, num trabalho estado por estado, empresa por empresa, na busca e construção da conciliação, para fundarmos o CCON, que não nasceu de um ato institucional, mas com base na lei, e que hoje vive pela vontade consciente das empresas do Nordeste. Daí sua presidência ser rotativa, e as decisões, por consenso. É um foro importante, onde os planos de operação são elaborados, os contratos de energia, debatidos, a sincronização dos cronogramas das obras, assegurada. A competência com que se atravessou o racionamento só foi possível graças a sua atuação. Alertamos o Nordeste com seis meses de antecedência – na ocasião, agosto de 1986, eu ocupava a presidência do CCON –, mas não nos deram ouvidos, porque era ano eleitoral e ninguém queria administrar a má notícia. Só em dezembro conseguimos convencer o presidente da Aedenne (Associação de Empresas Distribuidoras de Eletricidade do Norte, Nordeste e Centro-Oeste), dr. Fernando Sarney, da necessidade de um decreto para o racionamento em todo o país. Afinal, foi por solicitação do CCON e do Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica) que o decreto foi assinado pelo ministro das Minas e Energia, dr. Aureliano Chaves, criando-se uma comissão de coordenação do racionamento, cuja presidência coube ao representante do Dnaee. Bastaria a administração desses 13 meses de racionamento para demonstrar a importância do CCON, que garantiu o mínimo de disciplina e equidade.

Questiona-se a permanência do CCON, argumentando as imensas despesas de viagem. Recentemente, no Ceará, eu disse que é preciso muito cuidado para não extinguir, no tempo de paz, aqueles entes necessários nas crises. E o CCON é absolutamente necessário à condução ordenada, equitativa da interrelação técnico-econômica e gerencial das empresas do Norte-Nordeste responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia no âmbito do sistema interligado.

De que forma o GCOI colabora nas tomadas de decisão no âmbito do CCON?

O GCOI foi a semente do CCON, seu molde organizacional, desde o arcabouço orgânico até a estruturação técnica, em que cada subcomitê tinha o seu papel definido, assim como os grupos, subdivisões dos subcomitês. O CCON foi criado à imagem e semelhança do GCOI, salvaguardadas as peculiaridades do Nordeste. Para isso, tínhamos o nosso próprio pessoal. A Chesf era o verdadeiro núcleo central de apoio. A parte administrativa ficava a cargo da Celpe, mas o apoio técnico era dado por nós. Os primeiros coordenadores de subcomitês, e que ocuparam esses cargos por longos anos, foram da Chesf. Marcos José Lopes, atual presidente da empresa, foi o primeiro coordenador do Subcomitê de Operação e Manutenção.

Leonardo Lins é hoje superintendente da Chesf. Luís de Moraes Guerra também foi coordenador; ex-diretor de engenharia da Chesf, ocupa atualmente uma superintendência na área financeira. Do rol de antigos coordenadores, posso citar José Altino, atual chefe do Departamento Energético; Roberto Gomes, que está deixando provisoriamente o setor elétrico federal para prestar seu apoio ao CCON; Saulo Cisneiros, superintendente, chefe do Departamento de Operação de Sistemas da Eletrobrás, responsável pelo Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS). Eles foram responsáveis pela disseminação de toda uma cultura. Três, quatro, cinco, seis anos depois, grandes engenheiros da Coelba e da Celpe, e logo após, da Coelce, também pontificaram em postos de comando da operação coordenada. Evitarei destacar nomes, para não esquecer alguns. Da Eletrobrás, sim, recordo-me dos engenheiros Carlos Pinheiro e Humberto Prado, e do dr. Paulo Hollanda, que, já trazendo uma bagagem do GCOI, obteve grande êxito na coordenação do Subcomitê de Operação.

O entendimento melhorou com o tempo e com o trabalho que resultou na conclusão da interligação energética, e quando começamos a depender da operação de Três Marias, conseqüentemente, da coordenação hidráulica, principalmente em época de seca. Toda a experiência do sistema interligado foi colhida no âmbito do GCOI. Nessa ocasião, a Cesp nos deu grande ajuda, destacando-se os engenheiros Mauro Arce e Ismael Junqueira Costa, sem cujo apoio não teríamos conseguido nos tornar aptos, tão rápido quanto necessário, para operar em regime de regularização plurianual e numa base de interdependência de reservatórios. A Elebrobrás também nos assegurou todo o suporte de que precisávamos, por meio do seu atual Departamento de Operação, sob a chefia do engenheiro Celso Ferreira e de sua equipe, integrada por Luiz Augusto Lattari Barreto, Paulo Roberto de Hollanda Salles, Alcides Lyra Lopes e outros. Participei com muita honra do Scen (Subcomitê de Estudos Energéticos do GCOI), que, junto com o Subcomitê de Estudos Elétricos, do qual faziam parte dr. Xisto Vieira Filho, dr. Humberto Valle do Prado Jr. e dr. Hermes Jorge Chipp, possibilitou uma extraordinária transferência de tecnologia, melhor dizendo, um aprendizado ao tempo em que se criava. Os problemas tecnológicos que surgiam eram difíceis para colocarmos em serviço aqueles 1.600 km de linha, tremendamente compensada, com reatores inseridos no circuito de 500 kV; em cada barra das subestações intermediárias, um reator desses tinha 150 MW, com condensadores síncronos rotativos de grande porte. Tudo isso tinha de funcionar na faixa adequada, com o nível de transporte adequado, com energia de qualidade suficiente e cargas pontuais. Repito: 1.600 km de extensão, desde Tucuruí até as usinas da Chesf. Com a Albrás, com 300 MW de carga, numa ponta, e a Alumar, no meio, em São Luís, com 200 MW. Foi o GCOI que elaborou os estudos elétricos da interligação, levando-se os resultados, posteriormente, para o CCON. Até hoje, os contratos de intercâmbio são feitos aqui no Rio, no âmbito do Subcomitê de Estudos Energéticos, com a participação de representantes da Chesf e da Eletronorte, e a assistência do pessoal do CCON. Uma vez

elaborados, a aprovação se dá nos dois organismos, expressando um entrosamento cada vez maior.

Uma das atribuições do GCOI é administrar a geração térmica no sistema interligado. Nos anos de 1973-74 e em 1979, o país enfrentou crises motivadas pela alta dos preços do petróleo. Como a Chesf atuou no âmbito do GCOI?

Como todas as demais empresas brasileiras, naquele momento começávamos a viver uma crise financeira, sem recursos para o programa de obras, já em atraso, e problemas de inadimplência. A Chesf não conseguia demonstrar às distribuidoras do Nordeste a validade da CCC (Conta de Consumo de Combustíveis). “Por que pagar óleo se não temos térmicas?”, indagavam. De fato, apenas a Chesf e a Eletronorte possuíam usinas. Quando elas se tornaram necessárias, coincidiu uma crise de racionamento de ponta em algumas áreas do Nordeste, e a Chesf se viu sem suporte tarifário para arcar com a despesa de óleo. Mais uma vez o dr. Marcondes Brito e o GCOI foram a nossa salvação, propondo e fazendo aprovar a inclusão da Chesf e da Eletronorte na CCC. Esta decisão permitiu a socialização, inclusive entre as concessionárias, da conta do óleo utilizado para fazer funcionar as usinas térmicas do Nordeste.

Quando o problema do Nordeste foi superado, manifestaram-se outros no Sul-Sudeste. Havíamos nos tornado sócios numa hora em que precisávamos de ajuda. Mas, dois anos depois, a crise que eclodiu no Sul-Sudeste obrigou a um despacho térmico muito forte, elevando a conta de óleo a um nível tão alto que as empresas do Nordeste, vinculadas à Chesf por um regime de cotas, rebelaram-se e se recusaram a pagar. Não se despachava térmica a carvão só por necessidade do sistema elétrico interligado, mas para atendimento de problemas sociais dos estados do Sul e, quando a conta subiu muito, o Nordeste reclamou. Desencadeou-se uma tremenda luta política em que foi providencial a intervenção do dr. Marcondes Brito e do dr. Mario Bhering, além do próprio ministro Aureliano Chaves. A solução foi dada por uma portaria que dividiu a CCC em duas: uma CCC Sul-Sudeste, que mantinha os padrões existentes, e uma CCC Norte-Nordeste, mediante a qual aquelas regiões só pagariam as despesas de óleo combustível se os despachos fossem de suas próprias usinas. A medida tinha um caráter nitidamente fisiológico e mesmo contraditório em relação à CCC, que se destinava a otimizar sistemas interligados.

Isso foi revisto, e embora se mantenham duas CCCs, pelas quais o Norte-Nordeste e o Sul-Sudeste pagam suas próprias necessidades, há uma interpenetração de sistemas: cada um tem de se bastar, ao mesmo tempo em que ajudam o Norte, isolado e mais pobre. Com uma interligação elétrica forte entre Sul-Sudeste e Norte-Nordeste e uma coordenação hidráulica ainda mais forte que a do São Francisco, caminharemos de volta a uma CCC única. O mais

difícil para a engenharia brasileira, para o setor elétrico brasileiro será sempre a administração das térmicas. Trata-se de um sistema que tem 97% de hidráulica e sobra de energia durante 97% do tempo. O uso das térmicas dá idéia de que se está jogando dinheiro fora. Mas, se não forem usadas, não terão condições de funcionamento quando necessário.

A discussão dos planos de operação gerava polêmicas, por conta dos contratos de fornecimento e do rateio de sobras. Como o senhor enfrentou essas questões?

Defendo uma postura baseada num duplo compromisso: na hora de discutir e formular as regras, devemos ser abertos, respeitar todos os pontos de vista e enfrentar os debates sem receio; porém, quando se tornam leis, o respeito a elas deve ser total. No caso do rateio de sobras, a Chesf defendia posições diferentes das que foram aprovadas, opondo-se a um rateio que nivelasse os riscos. O sistema brasileiro adotou um critério de planejamento que prevê suporte para 95% das hidrologias que possam vir a ocorrer em determinado conjunto de bacias que suprem determinada região, e os 5% restantes correspondem à possibilidade de corte em razão de hidrologia muito crítica. Isto significa que, quando acendemos a luz, estamos correndo 5% de risco de racionamento. Ora, se o sistema é planejado e operado em todas as regiões desta maneira, as compras de energia decorrentes do rateio de sobras não podem ultrapassar o limite de 5%. Mas, pela metodologia definida, não. Se houver uma certa abundância, se o risco for de apenas 1%, todo mundo tem de ficar com 1%. Assim, muitas vezes, apesar de estar vertendo, a Chesf era obrigada a comprar energia de Tucuruí. Ou seja, pagava por uma energia que não tinha como estocar. Considerávamos que a compra seria justificável apenas no caso de algum risco futuro previsível, coisa difícil de se dar, aliás, posto que em 95% do tempo a energia sobrava. Como explicar que a Chesf estava vertendo em Paulo Afonso e adquirindo energia de Tucuruí? Propúnhamos, então, que o valor de intercâmbio tivesse um limitador.

Celso Ferreira, com quem tradicionalmente discutíamos na busca da melhor solução, me lembrava que, como comprador, eu poderia estar certo, mas, quando do racionamento, tinha obrigado o Norte a fazer cortes na mesma medida dos que a Chesf suportara. De fato, naquela ocasião, havia energia abundante na região Norte, e eles poderiam ter aceitado cortes até o limite de 5%, mas, na realidade, chegamos a cortar 10% da carga da região Norte. Celso Ferreira dizia que tínhamos de ser solidários sempre, repartindo na crise os malefícios e ampliando esse nivelamento na abundância. A empresa não seria penalizada por um crescimento do mercado inferior ao que fora previsto, nem por adiamento de obras.

O rateio de sobras continua difícil de ser entendido, porque não se compatibiliza a estrutura de comercialização do setor elétrico com sua estrutura de otimização. Enquanto o CCON e o GCOI têm como objetivo fundamental otimizar o conjunto e assegurar o melhor uso racional das

instalações existentes, a legislação brasileira, o Dnaee, a sociedade, os acionistas, os donos das empresas buscam o lucro. Só um executivo de empresa estatal não muito preocupado em atender o conjunto pode cogitar apenas a rentabilidade de sua empresa, seu mercado, as usinas, a água e as máquinas de que dispõe. Pode-se exemplificar tal mentalidade com o caso de Jupia, uma usina praticamente alienada – mais uma obra do governo federal que passou para a responsabilidade de São Paulo –, e cujo custo de geração está em torno de 6 a 7 dólares por MW/h. Muitas vezes a Cesp deixa de gerar em Jupia porque é obrigada a comprar energia de Itaipu, cujo custo atinge 40 dólares. Do ponto de vista da gestão da Cesp, isso está errado. Mas, se olharmos o conjunto, o custo médio de geração da empresa, o custo nacional, em vez de considerarmos somente uma usina isolada que, efetivamente, pode ter um preço mais baixo, a composição de custos se impõe. E Jupia só garante 30% da energia de São Paulo. No tempo em que as tarifas se situavam num patamar razoável, quando o serviço da dívida não era tão monstruoso, todos aceitavam a otimização. Hoje, as empresas estão sentindo o problema ao nível da própria subsistência e questionando se uma decisão que é boa para o conjunto será também acertada para cada uma em particular. Por isso o setor tem de ser reavaliado.

Aumentar a tarifa é a solução mais simples e cômoda para o setor elétrico. Mas será conveniente para a sociedade? O simples aumento de tarifa não contradiz o modelo que pressupõe energia mais confiável e de qualidade pelo menor preço? É evidente que o interesse do consumidor brasileiro só pode ser atendido caso o condomínio busque bons resultados. Ninguém mais opera sozinho, uns dependem dos outros.

O que está em pauta, hoje, é uma revisão institucional. Entre um modelo altamente aberto e um altamente centralizador, como o da EDF (Electricité de France), não vacilaria em optar pela centralização. Mas sou federalista e acredito nesse modelo caracterizado por uma coordenação forte, capaz de assegurar a melhor energia em qualidade e quantidade, e a custo menor para o consumidor. Pela Constituição, o cidadão brasileiro é dono dos potenciais hidrelétricos. Foi por delegação sua, através do Congresso, que o legislador definiu as formas de ele exercer essa propriedade. E é por isso que apóio a mudança que está sendo proposta, que faz com que a malha de transmissão seja administrada por uma única entidade, quer seja técnica e contabilmente, quer de fato, com a propriedade física, ou por aluguel, *leasing* etc. Com isso, poder-se-á definir a melhor configuração possível, transportando-se a energia por essa ou aquela subestação. A transmissão será então um elemento neutro, e sua gestão, prerrogativa de quem tiver a responsabilidade global. Sem disputa em torno da transmissão, não haverá espaço para conflitos de interesses.

O modelo Ense (Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica), proposto pelo governo federal, é inteligente, porque mata o conflito de interesses. Quando a transmissão é neutra,

otimizar uma empresa significa otimizar o conjunto. O monopólio deixa de existir ao se abrir a geração à iniciativa privada e ao se fixar o preço da energia levando em conta o custo da disponibilidade instalada e sua remuneração a longo prazo. A tarifa é definida como um aluguel da usina. Caberá à Ense determinar o funcionamento das térmicas. A decisão de gerar aqui ou ali não comportará mais alternativas comerciais, pois se tornará absolutamente técnica. Assim, se Jupia ou Santa Cruz funcionarem ou não, tanto a Cesp como Furnas estarão ganhando. A composição, o despacho ótimo da geração, o que cada usina vai produzir em determinado momento, a melhor configuração do sistema de transporte em alta-tensão serão decisões absolutamente técnicas, a cargo da Ense, sem imposição de prejuízo a nenhuma empresa, seja ela dona da geração ou da distribuição.

Em dezembro de 1986, em uma reunião do GCOI, o senhor afirmou que o modelo institucional de gestão do setor elétrico era desvantajoso para o Nordeste, em face da crise que se enfrentava naquela ocasião. Quais as características desse modelo e que deficiências apresentava?

Vivíamos o drama terrível do começo do racionamento, e, na minha opinião, o problema era de natureza energética. O Nordeste não tinha força de alavancagem econômica e política para conduzir suas obras. Itaparica já devia estar pronta há mais de quatro anos, mas fora postergada para que se tocassem outros empreendimentos, talvez não tão necessários. As regras do jogo colocaram o Nordeste à mercê do racionamento. O modelo determinava um processo de decisão que conduzia a isso, não vale a pena dizer aonde, se no GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos) ou nos ministérios, que definiam a alocação dos recursos. De fato, era a estrutura de poder que implementava um processo desvantajoso para o Nordeste. A paralisação de Itaparica, com seus equipamentos disponíveis e inutilmente estocados, foi um crime. A área econômica usava o setor elétrico como um mero suporte para trazer dólares do exterior.

Nós nos revoltávamos contra uma postura muito aberta a esta perspectiva por parte dos companheiros da região Sudeste, particularmente São Paulo. Havia uma segunda frente de luta com a Cemig, visando provar que Três Marias era um reservatório construído com o dinheiro do povo brasileiro, que Minas recebera sem motorizar, e se destinava à regularização do São Francisco. Argumentávamos que Três Marias detinha 33% da energia do Nordeste, da cascata do São Francisco, o que tornavam difíceis os generosos despachos de energia que a Cemig e o pessoal do Sudeste consideravam como a melhor solução para a operação interligada Sul-Sudeste. Também já se falava, em favor da alteração do modelo, que, com a retirada do Maranhão da área de concessão da Chesf, esta fora destituída de um mercado já conquistado, em uma região economicamente viável, e cujas usinas – as do baixo Tocantins – lhe eram

energeticamente muito mais vinculadas, devendo ser por ela conduzidas. Era essa, mais ou menos, a luta que travávamos à época: a Chesf tentava claramente refazer a sua área de concessão, buscando atingir o norte do Pará.

Quando Tucuruí entrou na ordem do dia, houve consenso entre as empresas quanto à necessidade do empreendimento para o setor?

Não houve ambiente nem número suficiente de pessoas capazes de uma análise crítica consistente, desapaixonada, para estabelecer uma discussão ordenada. Tucuruí tornou-se bandeira ideológica. Eu era chefe de departamento e possuía um razoável grau de informação, mas estava muito preocupado com o dia-a-dia da operação e seus problemas de curto e médio prazos para debater o papel de Tucuruí aprofundada e sistematicamente. Nos reunimos algumas vezes, na Chesf, em discussões conduzidas por João Paulo Maranhão de Aguiar e Antonio Pereira Filho, ambos dotados de capacidade crítica e visão sistêmica. Apesar disso, nossos debates não deixaram de ser apenas pontuais, e neles me posicionei contra o projeto, considerando que se deveria respeitar uma sequência natural de obras que interessavam mais ao Nordeste, como Itaparica e Paulo Afonso IV, e também questionando o argumento do interesse nacional, tão brandido na época, embora nem sempre muito claro. Até hoje se discute a validade dos contratos feitos com a Albrás, Alumar e Alunorte (Alumínio do Norte do Brasil), que exemplificam, pelo menos aparentemente, a assertiva de que só a indústria ganha prêmios quando as coisas vão bem.

O debate Tucuruí *versus* Itaparica estava contaminado pela finalidade de Tucuruí, e se acirrou durante o racionamento, quando a não realização de obras alternativas voltou à baila e chegou-se a defender o desligamento da Alumar, o que poderia evitar o racionamento de 10% para 35 milhões de brasileiros. Eu não tinha a maturidade que tento ter hoje, nem as informações imprescindíveis para melhor ajuizar, mas achava que Tucuruí estava sendo feita de forma predatória com relação aos interesses do Nordeste. Do ponto de vista nacional, a questão também não me parecia clara.

Como a Chesf recebeu o projeto Sinsc (Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada)? Qual a importância do Sinsc e do CNOS para a operação interligada?

Para o pessoal da Chesf encarregado da operação, o Sinsc foi uma tábua de salvação. Desde o início dos anos 70, os grandes consumidores industriais, as usinas do sul da Bahia, as longas linhas de transmissão e as novas cascatas de usinas previstas para o São Francisco tornavam impossível a operação por telefone. Sem prejuízo da modéstia, me incluo entre os que anteviam

a necessidade de uma modernização que permitisse gerir adequadamente o sistema Chesf. A partir de 1973, antes do projeto Sinsc, portanto, demos início ao planejamento de um sistema de controle. Até então, as únicas empresas que possuíam centros de controle analógico eram a Cesp – implantado pelo dr. Marcondes Brito, assessorado por Luís Fernando Faro e Leo Kameyama – e Furnas – com Olavo Cabral Ramos Filho, Antonio Carlos Pantoja Franco, Edson Moraes, Roberto Haig e Renato London. A CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica), do Rio Grande do Sul, também tinha um projeto isolado de centro de controle.

A meu ver, a Chesf era uma espécie de bolha técnico-cultural, uma ilha auto-suficiente. Tocávamos o projeto, além de mim, que era o chefe do departamento, Murilo Dantas, Leonardo Lins e Marcos José Lopes, um dos seus primeiros chefes. A dificuldade maior residia no fato de que a operação era uma atividade marginal dentro da estrutura de poder da empresa, toda ela voltada para a expansão. Só se investiam na operação as sobras dos recursos da expansão, algo em torno de 0,25 a 0,5%. E era tudo o que tínhamos para conceber um projeto e fazer as instalações computacionais. A Chesf era uma das maiores consumidoras de computadores da América Latina, mas o controle do processo automatizado ainda estava dando seus primeiros passos, o equipamento disponível não prestava, devido à sua baixa velocidade, e ainda iríamos precisar de um imenso sistema de telecomunicações em microonda. O impacto previsto era muito grande, e não conseguíamos sensibilizar a direção da empresa. O pessoal da expansão considerava nosso projeto desnecessário, outros argumentavam que era sofisticado demais, e havia os que diziam que a instalação de um centro de controle poderia provocar desemprego.

O Sinsc foi o porta-estandarte do desfile de inovadores a que nos incorporamos. Não se tratava mais de uma idéia concebida pelo pessoal de operação da Chesf, nascida dentro da Chesf, mas uma decisão nacional de preparar o setor elétrico brasileiro para a modernidade da operação. À medida que o sistema se tornasse mais intrincado do ponto de vista do transporte, com usinas e subestações de diferentes empresas ligadas por linhas e subestações de outras empresas, seria impossível conduzir este processo de forma isolada. O projeto tinha de ser hierarquizado para que, assegurado o papel de cada empresa na condução do seu sistema, um ente supra-empresarial nortearasse e definisse as ações do conjunto, garantindo a sua funcionalidade ótima.

Marcondes Brito foi o grande idealizador que, em nível nacional, tocou esse projeto no qual a Chesf entrou de corpo e alma. A empresa incorporou o Sinsc totalmente. Hoje está implantando um dos melhores centros de controle do país, graças à maneira como o processo foi conduzido e, também, em virtude da pertinácia, competência, criatividade e espírito de sacrifício do seu pessoal. Enquanto muitas empresas negociam um *work statement* com as firmas vencedoras da concorrência do BID (Banco Interamericano de Desenvolvimento) em três ou quatro meses,

a Chesf demorou dois anos para assegurar que a transferência de tecnologia seria feita. Sob a chefia do dr. Jaime Recena, uma plêiade de técnicos do mais alto padrão passou cinco anos nos Estados Unidos, capacitando-se para tocar o projeto e garantir sua implantação. As incompreensões que ainda persistem quanto ao Sinsc, inclusive na própria Eletrobrás, devem-se aos exageros cometidos de início, ao excesso de ortodoxia que houve na elaboração do manual de especificações básicas do projeto. Na época, como reflexo da estrutura centralizada do país, a Eletrobrás era muito forte, e as decisões eram unilaterais. As especificações conferiam grande poder ao CNOS, o que, para alguns, era desnecessário. As empresas reagiram contra esta subordinação de seus centros de controle ao Centro Nacional. Furnas relutou em aceitar; as empresas federais foram as que colocaram maiores empecilhos.

Mas eram as empresas, mesmo, ou apenas suas áreas de planejamento?

Havia uma série de entraves à implementação do projeto. Primeiro, a dificuldade do pessoal da operação entender a necessidade de participar de uma cadeia de controle e coordenação; segundo, a resistência, no interior das empresas, em aceitar o projeto como investimento prioritário, sustentada em justificativas destinadas à preservação dos procedimentos em curso; terceiro, a disputa entre as diferentes áreas para executá-lo; e, finalmente, a ortodoxia das equipes do dr. Brito na sua condução. Hoje entendo que um projeto tão combatido, que suscitou tanta divergência, talvez tivesse desmoronado sem uma direção forte e até autocrática. O COS (Centro de Operação de Sistemas) da Chesf leva o nome do dr. Brito. Foi ele, com o apoio do então diretor financeiro da Eletrobrás, o responsável pelo investimento necessário à construção do Centro de Operação da Chesf. A direção da empresa, à época, não considerava a continuidade do Sinsc prioritária, e não queria liberar recursos para o projeto, mesmo depois de termos conseguido renegociar todos os valores de desembolso, reduzindo-os de US\$ 5 milhões para US\$ 50 mil. Foi o dr. Brito quem mandou, por telegrama, a ordem de alocação dos recursos em nosso orçamento.

Não bastassem esses problemas, o projeto ainda atravessou dificuldades dentro da própria Eletrobrás. Em razão da ênfase que lhe era atribuída, devido à maneira hermética do processo e à visão que dele se tinha na diretoria de operação da empresa, muitos a ele se agregaram. O projeto começou a crescer demais, despertando os receios dos grandes departamentos da Eletrobrás, o de Operação Energética, a cargo do dr. Celso Ferreira, e o de Operação Elétrica, sob a chefia do dr. Xisto Viera Filho, que também chefiava o Subcomitê de Estudos Elétricos, sendo responsável ainda pelo planejamento e programação da operação elétrica e energética. Dificilmente as pessoas envolvidas reconhecerão isso, mas, a meu ver, talvez por falta de habilidade, começaram a encarar o CNOS e a secretaria executiva do GCOI como possíveis inimigos, temerosas de que, se o CNOS chegasse a ser tão poderoso como previam as

especificações, acabaria por tomar o seu espaço e o trabalho com que se ocupavam. A localização do CNOS em Brasília acrescentava um elemento subliminar a este medo, que chegou ao ponto de tornar o departamento que tocava o projeto malvisto pelo resto da empresa.

Estamos reavaliando e tentando reverter tudo isso, pois, apesar de todas as dificuldades, o CNOS é uma realidade. O dr. Saulo Cisneiros, oriundo da Chesf, tem cumprido um papel de grande importância, tornando a DOS (Diretoria de Operação de Sistemas) mais transparente. Gradativamente, o CNOS vai assumindo funções importantes na coordenação, graças ao conjunto de informações que detém e ao instrumental que possui. E seu pessoal provém praticamente de todas as empresas do setor: há chefes de divisão que vieram da Cesp, da Eletronorte, da Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil). É com satisfação que constatamos, hoje, a aceitação do CNOS por parte de grandes empresas, como a Cesp, que conta com um líder de altíssimo padrão, seu atual diretor de operação, José Olinto, além de Mauro Arce. A Cemig tem solicitado maior participação do CNOS nas decisões do dia-a-dia da operação. Recentemente, assumimos o controle de enchentes de diversas bacias, provavelmente vamos começar a coordenação de Itaipu e estamos negociando com Furnas para que mande informações diretas ao CNOS. Há pouco tempo, São Paulo esteve sob o risco de blecaute, em razão da queda de quatro torres das linhas que escoam a energia do complexo de Jupia. A operação em tempo real foi coordenada pela Cesp. Com seu despacho aumentado, Itaipu bateu recorde nesse dia, mas ninguém tomou conhecimento. Conseguimos salvar São Paulo, e o fato não repercutiu. A comunicação da Eletrobrás é muito deficiente. Os jornais publicaram que a Cesp salvou São Paulo de um apagão, mas isso só foi possível devido à grande participação também do CNOS.

A adoção dessas práticas de controle suscitou uma aproximação efetiva entre o GCPS e o GCOI? Como evoluiu o relacionamento entre a engenharia e a atividade de operação, relegada a um segundo plano do ponto de vista dos investimentos?

O CNOS não cumpriu nenhum papel catalizador nessa aproximação, o fator mais importante para isso foi a escassez. Quando se tem pouco dinheiro, as visões de planejamento e operação encurtam muito, e se estas perspectivas se distanciam, o país se perde. A seriedade e a sensibilidade para entender a conjuntura permitiram que as partes deixassem de se olhar como inimigas e se encarassem como parceiras num trabalho que visa garantir energia elétrica à sociedade brasileira. O planejamento nada mais é do que a inserção da operação no futuro, enquanto esta se realiza no presente. Temos de nos unir e intercambiar idéias, posto que, com um sistema em permanente crescimento e em que nem sempre acontece aquilo que foi planejado, os problemas que estas áreas enfrentam são distintos, mas bastante próximos.

Um órgão fortificado e responsável pela coordenação, em nível federal, será cada vez mais necessário. É a única possibilidade que temos de explorar o sistema de maneira ótima e econômica, assegurando, na hora da escassez, a repartição equitativa dos sacrifícios. A coordenação da operação terá de ficar a cargo da Eletrobrás, sem prejuízo do planejamento, pois, com poucos recursos, a complexidade da expansão será cada vez maior. Por outro lado, a diversidade de fontes, a inserção regional e as questões ligadas ao meio ambiente vão requerer cada vez mais diálogo com a sociedade. Oferecer energia ao consumo, seja solar, nuclear, hidráulica ou a carvão, agride o meio ambiente. Pode-se, contudo, diminuir o nível desta agressão. Por conseguinte, vamos ter também de coordenar a expansão, provavelmente através de um órgão do tipo Eletrobrás. Desta forma, serão dois órgãos, fortemente interpenetrados, mantendo vidas distintas e complementares.

Durante a vigência do Plano Cruzado, sobrevivendo a crise resultante do congelamento tarifário, como o GCOI administrou a situação, e qual a contribuição da Chesf?

O congelamento provocou uma violenta bolha de consumo cujo resultado temo que possa se repetir, pois o sistema continua despreparado, sujeito a um forte estresse, em nível regional, na transmissão. Em muitas áreas houve necessidade de se controlar a carga, ou mesmo o sistema como um todo, dado o risco de queda muito grande de confiabilidade. Mas o medo maior era com o atraso das grandes usinas hidrelétricas, como Itaparica, no Nordeste. Associaram-se o razoável crescimento do mercado e uma hidrologia ruim, acarretando risco de racionamento de base. O Sudeste também levou um susto. Afinal, só tivemos de forçar a redução do consumo no Sul por três meses, e no Nordeste, ao longo de 13 meses. Por coincidência, nesta época, presidíamos o CCON. Com base nos estudos e na metodologia que o GCOI transferira para o Nordeste, e que permitiam uma avaliação da operação energética ao longo de cinco anos, a Chesf buscou, com a maior antecedência, o apoio do CCON e do próprio GCOI para alertar a sociedade. E, do ponto de vista técnico, enfatizou-se a necessidade de se alocar recursos em obras críticas, porque a duplicação da coligação Norte-Nordeste, no trecho entre Paulo Afonso e Boa Esperança, implicava a instalação de mais uma máquina, em Tucuruí, e a retomada de Itaparica.

Essas discussões estavam em curso quando veio o problema das térmicas. A situação tornou-se difícil, pois estávamos em ano eleitoral, o que exigiu do governo muita coragem para anunciar o racionamento. Acresce que a Eletrobrás, tendo apenas dado início ao Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica), através do pioneirismo do dr. Marcos José Marques, não queria misturar a idéia de conservação com a necessidade do racionamento. Nesse contexto, a Chesf comportou-se como motivadora, cumprindo corajoso papel. Muita gente confundia o arauto da notícia com o responsável. Dentro da própria Chesf, havia gente

que criticava a posição assumida pela empresa, argumentando que devíamos deixar que os fatos acontecessem, para não sermos julgados responsáveis por eles. A Chesf foi precursora do racionamento preventivo. Elaborou-se uma legislação específica sobre como se decretar racionamento, e foram obtidas verbas federais, junto ao ministro Aureliano Chaves, para se acelerar as obras do linhão da Eletronorte. Assim, Tucuruí tornou-se vital, alimentando 25% de todo o mercado do Nordeste. Também foram levantados recursos para tocar Itaparica e comprar as térmicas de Camaçari.

Se bem me lembro, pela segunda vez reuniu-se extraordinariamente o conselho deliberativo do GCOI, composto por todos os presidentes de empresa e sob a presidência do dr. Mario Bhering, presente o ministro Aureliano Chaves, para ouvir uma exposição a respeito da situação real do setor. Foi um susto generalizado, só diminuído pela queda do mercado após as eleições, com o fim do Plano Cruzado. Infelizmente, talvez o estresse esteja se manifestando mais uma vez. De repente, estamos mantendo hidrologias muito favoráveis, mas, embora a recessão já dure mais de dois anos, o mercado tem crescido a 4 ou 5%. Se, como querem os macroeconomistas, e conforme o desejo de cada cidadão consciente, o país voltar a crescer, teremos, primeiro, de torcer para continuar chovendo; depois, correr atrás do prejuízo. A partir de 1996, vai ser difícil fazer com que as obras entrem a tempo de evitar uma possível crise no fornecimento de energia.

Um pouco antes desse período, no início da década de 1980, o país viveu uma acentuada recessão, provocando uma baixa no mercado. Que dificuldades a Chesf enfrentou nessa ocasião, e que medidas o GCOI adotou para ajustar a situação criada pela queda no consumo de energia elétrica?

Do ponto de vista técnico, a nova situação de mercado não acarretou problemas, contribuindo para aliviar o sistema. A gestão econômico-financeira, sim, enfrentou dificuldades, manifestando-se problemas de inadimplência na área das concessionárias estaduais. De modo geral, todas as empresas viveram crises muito graves de equilíbrio financeiro. No caso da Chesf, tivemos de negociar reduções de contrato com 11 ou 12 grandes consumidores. As atividades criadoras que nasceram naquela época, mesmo considerando a conjuntura, tiveram uma formatação inicial perfeita. Os problemas surgiram depois. Mas tentando aproveitar essa queda de mercado associada a uma boa hidrologia, criaram-se as atividades de que já falamos. A verdade é que, até 1985, tínhamos hidrologias altamente favoráveis. Entre 1979 e 1985, por exemplo, Sobradinho sempre verteu, e tivemos três grandes cheias, 1979, 1982 e 1983. O mercado em queda e o excesso de energia secundária disponível levaram a um entusiasmo exagerado na tentativa de técnicas muito avançadas de comercialização. Em todo o mundo, nenhum outro país apresenta um percentual tão expressivo de participação hidrelétrica – em torno de 93%.

Nosso grande desafio está em criar uma engenharia de comercialização que não seja internamente predatória. Temos de jogar menos energia fora, passando pelos nossos vertedouros. Só então teremos energia garantida em 95% do tempo, tal como planejado.

Naquela época, todo o setor elétrico sentiu essa preocupação. O GCOI foi obrigado a agir como poder moderador do entusiasmo a que me referi. Para isso, foram criadas a famosa Epex (Energia Excedente para a Produção de Bens de Exportação) – onde se concentrava nosso maior interesse – e a EGTD, experiência hoje muito criticada, mas que na minha opinião devia ser repetida. Foi uma das iniciativas mais inteligentes já tomadas nesse país, embora a maioria dos consumidores e muitos políticos aliados a dirigentes de empresas tenham dela se utilizado em benefício próprio. Feita para substituir uma tarifa especial que, em 18 meses, pagava o investimento necessário à substituição de um forno a óleo por um elétrico, seu prazo foi estendido para 24, depois para 30 meses.

A EGTD devia ser incentivada. Digo isto com base na consciência da elevada probabilidade de a cada ano termos energia secundária à disposição do mercado. Devíamos incentivar os industriais que usam energia elétrica intensivamente a estudar a adoção de sistemas de produção com possibilidade de utilizar, alternativamente, energia de diferentes fontes. Com a Epex, fizemos às claras o que o resto do mundo faz escondido. No exterior, França e Itália, por exemplo, as tarifas de alumínio são segredo de Estado, instrumento de política de desenvolvimento. Criamos a Epex para incentivar a produção de energia, subsidiando seu preço para a exportação, desde que garantido o atendimento ao mercado interno e mediante comprovação, via Cacex (Carteira de Comércio Exterior do Banco do Brasil). Hoje, com tantos gastos e os déficits existentes, não sei como isto seria vivido.

Particpei diretamente das negociações em favor das tarifas especiais, pois a Chesf, que estava numa situação difícil junto aos seus consumidores industriais, faturava mais com a sua adoção. Como chesfiano, entendo que a empresa, para manter-se sadia, precisa de consumidores. Sou contra a cartelização do mercado. A meu ver, o consumidor deve ter liberdade para se ligar em Furnas, na Eletronorte ou na Eletrosul. Nada o obriga a ligar-se na concessionária mais próxima. Se a ligação na barra de 500 kV de Furnas for técnica e economicamente mais rentável, por que deverá ser excluída? Se Furnas for responsável por seu suprimento direto, qualquer outra empresa que entre no circuito será mera corretora. A energia elétrica não precisa de corretagem. Resumindo, naqueles anos de energia em excesso, entre 1981 e 83, tivemos de buscar uma forma de minimizar despesas. Estávamos perdendo espaços no mercado internacional por falta de produtos competitivos. Hoje, eu diria que deveríamos buscar uma política comercial mais agressiva de produção de energia, a fim de induzir um crescimento capaz de minimizar as perdas de energia secundária.

A possibilidade do consumidor se ligar em qualquer empresa, independente de sua localização geográfica, é tecnicamente simples e barata?

Há um decreto que impede isso na prática, pois estabelece a obrigação de o consumidor ligar-se na concessionária estadual. A lei atual não faculta a Furnas nem Eletrosul terem consumidores, que integram mercados cativos, obrigando-as a vender à concessionária estadual. Apenas Chesf e Eletronorte ainda gozam do benefício de uma exceção, mas desde que a concessionária estadual não possua instalação de 230 kV. E as concessionárias estaduais lutam para tomar mais esta fatia do mercado.

Atualmente, a concessão é por área regional. Se o consumidor pretender se ligar na Chesf, ele tem de fazer suas instalações na área de concessão desta empresa. Quem quiser ser consumidor do Sul ou do Sudeste terá de se estabelecer nessas regiões. Nos modelos em estudo, tendo em vista a revisão institucional do setor, no modelo do dr. Armando Araújo, creio que no modelo do Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico) e na maioria dos modelos, de maneira mais ou menos adequada, mais ou menos explícita, contempla-se o chamado pedágio. Desde que os sistemas sejam interligados, o consumidor pode construir sua usina em um deles e fazer a instalação em outro, negociando o direito de uso das instalações por onde tiver de passar. Abrir o acesso ao sistema de transmissão cobrando o pedágio é algo que está sendo muito discutido e que constitui uma tendência mundial.

De que forma têm sido realizados os investimentos no setor elétrico, ao longo dos últimos 20 anos, considerando o peso relativo das inversões em geração e transmissão de energia?

Na década de 1970, os investimentos em expansão foram adequados, ficando aquém das necessidades a partir da década de 1980, o que cria um risco para o país. Comparando-se as parcelas alocadas em geração, transmissão e distribuição, acredito que as duas primeiras áreas foram igualmente aquinhoadas, em que pese o fato de que, quando há recursos, a prioridade natural recai na geração. Trata-se de um empreendimento de vulto, de grande visão e oportunidade, tanto do ponto de vista econômico como político. Por ser de longa duração e exigir a aplicação de intenso capital, torna-se alvo do interesse de grandes grupos empresariais, que a encaram como uma espécie de âncora para sua permanência no topo do poder. Já a transmissão atrai menos porque, ao permitir o escoamento da geração, estabelece uma parceria dispersa e com interesses que não se identificam muito claramente. Uma coisa é tocar Xingó, obra que gera empregos e que une o Nordeste, principalmente Sergipe e Alagoas. Mas a linha que sai de Xingó para Sergipe, Alagoas, Pernambuco etc. vai ter muitos sócios minoritários, cada qual com vantagens pouco evidentes. O problema da transmissão é que ela não atrai

patronato. Por isso ainda subsistem bolsões de risco no sistema elétrico brasileiro, por conta de atrasos na distribuição. Cuiabá, ao final do ano, corre o risco de racionamento. O sul da Bahia também corre riscos, assim como Brasília. Pode haver usinas, mas ainda não há transmissão.

Os créditos federais deslocam-se, primeiro, para a geração, depois para a transmissão, e daí para a distribuição. Como os interesses são muito localizados, se os estados não tomarem realmente pé nesta situação, o problema tende a crescer. A distribuição é a prima pobre na alocação de recursos. Hoje, 55% são destinados à geração, cerca de 30% à transmissão e uns 15% à distribuição. Isso precisa ser melhor norteado, sobretudo quando há escassez de recursos financeiros. No futuro, talvez não devamos mais realizar grandes obras, e sim projetos de menor porte, com menos recursos, ampliando cada vez mais a competência técnica para melhorar o que existe, apostando no rejuvenescimento da geração existente e no melhor uso da transmissão, aplicando técnicas como o Facts (Flexible A. C. Transmission System), que busca sintonizar as linhas de transmissão à impedância ótima em função da carga, aplicações com capacitores em série, capacitor estático, regulação eletrônica, sistemas AC/DC bem sintonizados e outros desse tipo.

Qual tem sido a colaboração do GCOI no planejamento da expansão dos sistemas elétricos, e que relações mantém atualmente com o GCPS?

O GCOI vem tentando concretizar idéias capazes de maximizar o uso da transmissão, criando soluções de engenharia para o sistema de controle – programas de redespacho, por exemplo. Em Tucuruí e no sistema da Chesf, quando da saída de carga de um lugar ou de outro, para salvar o sistema e trabalhar nos limites de intercâmbio mais elevados, introduziram-se sistemas complexos de controle, para acelerar ou retardar atuações de proteção. Na hora em que se constata uma variação de impedância na linha – a variação RX numa linha – em função da forma pela qual esta impedância está variando, são mandados sinais para que as usinas retirem ou ativem máquinas, ou separem sistemas. Isso é feito em tempo real, com *software* e *hardware* relativamente complicados e específicos.

Em Furnas, com o sistema Itaipu, estamos tentando tornar a proteção e o controle de estabilidade mais inteligentes, a fim de podermos trabalhar com as linhas mais carregadas, suportando o retardo das obras. O controle da interligação Norte-Nordeste foi substancialmente alterado, desde sua concepção pela área de planejamento, graças à experiência da operação, ao conjunto de *feedbacks* transmitidos pela engenharia da operação à engenharia do planejamento. Gradativamente, eles vão sendo incorporados mediante técnicas, critérios e metodologias que o planejamento busca introduzir na operação elétrica. Mais ainda: o GCOI possui uma extrema

sensibilidade com a resposta do mercado e o comportamento da carga. Dado um determinado programa decenal, quem define as obras prioritárias a cada triênio é o GCOI, sugerindo adaptações e a sequência adequada.

O intercâmbio é permanente em todos os foros, e com apoio das empresas independente do colegiado. Particularmente na Eletrobrás, temos, junto com o dr. José Luiz Alquéres, diversos grupos de estudos mistos, envolvendo técnicos das diretorias de planejamento e de operação. Estamos criando grupos mistos no âmbito do GCOI/GCPS, na área energética e nas áreas do planejamento do sistema elétrico. Não vou falar do pessoal da operação, elogiado por todos. É preciso elogiar e citar o pessoal do planejamento, gente como Júlio César Guimarães Praça, Altino Ventura Filho, Carlos Alberto Carvalho Afonso, Carlos Almir Serrão Morrissy, João Carlos Ribeiro de Albuquerque, verdadeiros estadistas da Eletrobrás. São eles os co-responsáveis por esta união.

Definir o critério do planejamento energético é um problema. O GCPS utilizava um critério para simular a operação dos reservatórios ao longo de 5 anos baseado em um modelo matemático que não contemplava o volume de esperas. O mercado considerado pelo GCOI era outro. Como resultado, em uma determinada reunião de que participavam dois representantes da Eletrobrás, um do GCPS e outro do GCOI, cada qual apresentava um mercado diferente e um risco de déficit também diferente. Desmoralizavam-se ambos e desmoralizava-se a Eletrobrás. Estamos procurando evitar essa discrepância mediante um acordo que firmamos, eu e dr. José Luiz Alquéres, dando carta branca aos drs. Xisto Vieira Filho e Altino Ventura Filho para a adoção de medidas para que até 1993 seja estipulado apenas um número; caso haja dois, deverá ficar bem claro, quando de sua divulgação, que tal resultado decorre da diferença de ciclos de planejamento. Senão a Eletrobrás fica desacreditada e perde a capacidade de exercer sua função de coordenadora, quer da expansão, quer da operação, e de principal interlocutura do governo, quer no que diz respeito ao orçamento, quer para a definição da qualidade do serviço e da prioridade das obras. Hoje, e cada vez mais, a operação, com um sistema em constante crescimento, além de sempre mais complexo, está obrigada a ser mais experiente, a ousar mais, demonstrar criatividade técnica, repassando tudo o que acumulou para o planejamento, a fim de implementar sua capacidade de conceber o futuro. É do planejamento que vamos receber a concepção do nosso amanhã. Nesta tarefa, o apoio e a competência e dedicação dos técnicos que representam as empresas nos órgãos colegiados têm sido indispensáveis.

Os anos de 1988 e 1989 foram marcados por intensos debates sobre a participação da iniciativa privada no setor de energia elétrica. Essa discussão também se desenvolveu no âmbito do GCOI?

Não. O GCOI, hoje, está bastante consciente do seu papel de coordenador de um processo em que as instalações de geração e transmissão são cada vez mais complexas. A ele cabe também administrar os conflitos de interesses que se multiplicam entre as partes, considerando o mais importante para o todo. Os atores tendem a se tornar mais numerosos, tanto em nível estadual como nacional e privado – fatalmente será criada a figura do autoprodutor ou produtor independente –, além dos atores internacionais, oriundos do Mercosul, surgidos da interpenetração dos sistemas em nível supranacional. Muito em breve novas binacionais serão uma realidade. Garabi está aí e, mais dia, menos dia, vai interligar-se às malhas do sistema brasileiro. Existe ainda toda aquela cascata de projetos no rio Uruguai que, sem dúvida, irá fomentar o surgimento de novos parceiros internacionais para o Brasil, o que exigirá uma coordenação além do GCOI, em condições de incluir os latino-americanos. Se pensarmos na geração do gás boliviano, quer em grandes usinas a gás situadas no território da Bolívia ou em nosso país, o cenário que se descortinará será cada vez mais rico e complexo, seja do ponto de vista tecnológico, das instalações, seja do ponto de vista de novas entidades que se tornarão necessárias. O GCOI terá de assumir maiores responsabilidades, e seu pessoal deverá ser preparado para isso.

Energia elétrica é tão fundamental e os custos e aspectos éticos e ambientais envolvidos são tão complexos que não será possível nos mantermos neste modelo estático, com responsabilidades rigidamente divididas entre os planos estadual e federal. É preciso abrir espaços à participação de novos atores. O GCOI pode ser o cimento que irá permitir a organicidade e a funcionalidade do sistema, em benefício de toda a sociedade, e creio que ele está implicitamente preparado para um novo cenário, com novos atores, novos desafios, onde será – repito – cada vez mais necessário.

Que balanço se poderia fazer da trajetória da Chesf e da Eletrobrás no GCOI?

Para falar do GCOI, não posso deixar de mencionar a Eletrobrás nem omitir os nomes dos pioneiros e consolidadores Armando Ribeiro de Araújo e José Marcondes Brito de Carvalho, arquitetos e implementadores de praticamente todo o arcabouço e construção que permitiram ao GCOI se transformar no que é hoje. A presença de Itaipu também causou um impacto muito forte, quase forçando a institucionalização do GCOI, em virtude da necessidade de se integrar planejamento e operação. Na época, ficou bastante claro que o GCOI era fundamental, mas ele não teria funcionado sem o respaldo da excepcional equipe técnica que a Eletrobrás possuía, pessoas acostumadas a olhar o país a partir da topologia da rede elétrica nacional, buscando a melhor maneira de operar o sistema, sem nenhum ranço bairrista, sem enxergar fronteiras geopolíticas, apenas mercados de energia elétrica que precisam ser bem-atendidos. Para formar estas pessoas, com competência técnica e visão ideológica adequadas à otimização da malha

elétrica, foram necessárias quase duas gerações. Por isso não consigo entender a continuidade do GCOI senão com um sólido suporte de engenheiros como os que atuam hoje na Eletrobrás. A impregnação do GCOI pela Eletrobrás é um fato inalienável.

A Chesf, que tem uma visão particular decorrente de sua própria cultura e que teve seu momento de ser só, porque era pioneira, encontrou no GCOI um foro adequado para o intercâmbio, aprendendo e aportando benefícios. Considerados os dois últimos SNPTEEs (Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica), a Chesf despontou como uma das melhores empresas do país, sendo unânime no setor o reconhecimento de que a maioria dos trabalhos apresentados demonstram a enorme capacidade de suas equipes. Numa posição que já pertenceu a Furnas e, depois, à Cesp, a Chesf ocupa hoje o centro da liderança tecnológica e técnica.

Não posso garantir quanto tempo isso vai durar, em virtude desse processo de reformas administrativas. Mas estou convicto de que o GCOI vai se recompor rapidamente, e sair muito mais forte após a reforma a que foi forçado. De qualquer forma, entre a Chesf e o GCOI, a relação foi simbiótica. Empresa absolutamente integrada à realidade nacional, a Chesf não poderia ser o que é nem assumir a responsabilidade que lhe cabe na interligação da região Norte-Nordeste se não fosse o GCOI. Não teria recebido o apoio da Cemig, na operação do rio São Francisco, se não fosse o GCOI. O organismo tem sido o instrumento fundamental para o crescimento da empresa, cujas funções atualmente já extrapolam seu âmbito, abrangendo o Nordeste, o Norte e o país.

Há algum aspecto relevante que não tenha sido abordado?

Gostaria de falar sobre as mudanças no setor. Tenho pensado bastante em escrever a respeito. Há dois anos, o setor vive em ebulição, como se fôssemos constituintes permanentes, com vontade de mudar tudo. No meu entender, a única coisa que não se pode fazer é tentar dar respostas a problemas locais e conjunturais. A reavaliação institucional do setor elétrico exige que sejamos menos estatistas ou privatistas, e mais estadistas, a fim de podermos modelá-lo a longo prazo, conscientes de que, ao modelar o futuro da oferta e da demanda de energia elétrica, estaremos modelando o futuro do país.

A energia elétrica é uma questão mundial e interessa a todos que, mais cedo do que tarde, serão obrigados a racionalizar o nível de consumo. Não há recursos e há sempre agressão ao meio ambiente. É legítimo que os mais pobres tenham as suas necessidades básicas atendidas. Entretanto, para que isso seja possível, não podemos carrear toda a poupança nacional ou mundial: os mais ricos terão de reduzir o seu consumo. Não é justo que um norte-americano

disponha de cem vezes mais energia do que um haitiano, setenta vezes mais que um indiano, sete a dez vezes mais que um brasileiro. Mesmo considerando as diferenças climáticas, há desperdício nas cidades mais ricas. Enquanto a Indonésia e a Índia – esta com 700 milhões de habitantes – têm 200 kWh por habitante/ano, nós dispomos de 1.500 kWh. Mesmo internamente, as disparidades são enormes, com os paulistas desfrutando de 4.000 kWh/ano, enquanto piauienses não têm mais do que 400 kWh/ano. E nos Estados Unidos há 12.000 kWh por habitante/ano. A pressão exercida pela demanda sobre a oferta de energia é tão forte, tende a imprimir tamanha velocidade ao crescimento do consumo que, se não pudermos diminuí-lo, alterando o comportamento ineficiente e perdulário dos países ricos, o mundo não terá recursos para mais nada, a não ser gerar energia.

A energia elétrica vem sendo priorizada, o que significa que a pressão para aumentar sua oferta será imensa. Em 1950, ela representava 10% da matriz energética nacional, mas hoje já corresponde a 37%, e existem especulações de que sua participação possa atingir uma faixa de 41%. Energia elétrica, gás natural e biomassa vão estar sob forte pressão. Temos que ter em mente que este processo resultará em boas coisas, porém, sem perder de vista que a sociedade cobrará uma série de medidas para a proteção do meio ambiente, o que encarecerá a energia elétrica. Devido ao problema da inserção regional, para que os empreendimentos possam ter repercussões sociais, será necessário utilizar fontes múltiplas, combinando-se pequenas, médias e grandes gerações. É fatal que a energia nuclear venha a aparecer; a biomassa terá o seu lugar e, ainda que de início em pequena escala, a energia solar também. A cogeração se imporá, e o gás irá assumir o seu espaço. A gestão dessas diferentes fontes, com especialidades variadas, tornar-se-á mais complexa. Não se pode conceber que o Estado arque com toda a expansão, até pela escassez de recursos, e, posto que não há outra saída, o mundo terá de se abrir para uma sociedade de mercado mais liberal, onde a competitividade será mais forte e a internacionalização cada vez maior. A transnacionalização se tornará um mote, com novos atores locais, nacionais e supranacionais. Nesse contexto, a energia não poderá mais ser tratada somente como *commodity*, segundo a lei de mercado, mas terá de continuar a ser encarada como um serviço, sobretudo em nosso país, que possui realidades e potencialidades sócio-econômicas tão distintas.

No Brasil, as fontes de geração hidrelétricas constituem um bem da sociedade por definição constitucional. Desta forma, olhando para a frente e antevendo a tendência ao aumento da competitividade qualitativa, técnica e gerencial, e a multiplicidade de novos atores, quer do ponto de vista tecnológico quer social, o que nos cabe é preservar o papel da federação nesse novo horizonte institucional. É preciso preservar uma entidade federal forte, com liberdade empresarial e técnicos competentes, para coordenar expansão e operação, e, sobretudo, promover, articular e tornar realidade a eficiência energética. Quem for pensar nisso terá de

levar em conta esses aspectos, sem deixar de considerar o elo comum que existe entre eles, a transmissão, muitas vezes necessária ao atendimento de interesses gerais, supra-estaduais, para que o conjunto de fontes possa ser interligado, com o máximo benefício para o sistema. Por isso é que estão certos os modelos que preconizam a transmissão sob responsabilidade federal, o que não coloca em jogo a propriedade empresarial. Quem pode encarregar-se disso é a Eletrobrás. No futuro, sem dúvida, a Eletrobrás será reconhecida pela sociedade, e continuará desempenhando os mesmos papéis que já desempenha, só que com o peso de uma maior responsabilidade. Sua denominação poderá mudar, mas sua presença estará garantida por suas ações.

Mário Fernando de Melo Santos

Coordenador do GCOI (1991-1998) e Diretor-Presidente do GCOI (1998...)

4 e 25 de novembro de 2002

O senhor foi o último coordenador do Comitê Executivo do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada), tendo exercido este cargo entre 1991 e 1998. Qual foi a atuação do GCOI nesse período e em que medida a crise de inadimplência entre as empresas de energia elétrica, ocorrida justamente no início da década de 1990, refletiu na coordenação de operação dos sistemas interligados?

O GCOI teve, na prática, apenas três coordenadores: o Dr. Marcondes Brito de Carvalho, que veio da Cesp (Companhia Energética de São Paulo) e ficou 17 anos, o Dr. Lindolfo Paixão, também da Cesp, que passou nove meses, cabendo então a mim assumir a coordenação de maio de 91 até outubro de 98. Registre-se que acumulei a coordenação com a presidência do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) de outubro de 98 a março de 99, quando o GCOI oficialmente foi extinto, conforme previsto na lei.

Nesses praticamente nove anos em que fui coordenador, tive o privilégio de atuar em uma instituição muito bem organizada, depois de 17 anos de aperfeiçoamento das práticas de operação condominial em que na realidade se constituiu a exploração do Sistema Interligado Nacional (SIN). Leve-se em consideração que a operação condominial já se fazia necessária desde a gênese do SIN, por conta do trabalho do planejamento do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), pois a expansão do sistema já era concebida de forma integrada. Quem planejava o sistema não olhava fronteira geopolítica-administrativa, apenas se perguntava “Qual a melhor configuração de oferta para essa topologia de mercado?” E o GCPS definia, para 10, 20 anos na frente, uma configuração que previa o custo marginal futuro da própria operação e da expansão. Operar de maneira não integrada seria ir contra os princípios que nortearam a decisão quanto ao elenco de obras viabilizadas para a expansão. É impossível analisar a evolução do sistema elétrico brasileiro, quer do ponto de vista técnico, quer do modelo de gestão, sem essa perspectiva da interdependência entre o planejamento, centralizado, e a operação integrada, garantindo que as premissas técnico-econômicas de viabilidade que definiam o conjunto de obras fossem realmente atingidas. Nós herdamos isso, e consideramos este núcleo cooperativo gerador de ganhos sinérgicos um prêmio valioso para a sociedade brasileira.

Com a Reforma Administrativa, em 91, 92, perdeu-se muita gente, e perdeu-se qualidade. A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) sofreu cortes, assim como a área de expansão, a

área de eficiência energética e as empresas estatais, de uma maneira geral. Houve maior dificuldade de recursos humanos de alta experiência e qualidade. O GCOI sofreu diretamente o impacto desta perda qualito-quantitativa, pois as empresas que só participavam do condomínio volitivamente não tinham recursos para assegurar a participação efetiva. Essa é uma das grandes diferenças entre o ONS e o GCOI. O ONS hoje tem o poder e a responsabilidade estabelecida por lei. Naquela época o processo decisório era mais complexo, tinha-se sempre que procurar o consenso e, caso não se conseguisse, o coordenador, que era da Eletrobrás, podia tomar a decisão unilateral. A Eletrobrás evitou utilizar esta prerrogativa ao máximo. Eu, pessoalmente, nunca usei esse recurso. O trabalho de conduzir o processo de decisão era sempre muito cansativo, um imenso esforço na busca do consenso. Eu havia passado o primeiro ano do governo Collor fora do setor elétrico, no DNC (Departamento Nacional de Combustíveis), o antigo Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Quando voltei para a Eletrobrás, encontrei um quadro de pessoal reduzido, menos recursos financeiros, e o GCOI se ressentiu. Ressentiu-se também da qualidade do sistema, porque a inadimplência levava as empresas a fazer cortes orçamentários, muitas vezes na manutenção, com alargamento dos prazos de manutenção. O SCM (Subcomitê de Manutenção) registrou uma grande preocupação quanto a isso. Houve, então, além de menos gente, dificuldades maiores nas etapas mais operacionais. Algumas empresas reduziram seus critérios de limpeza de faixas e inspeção de linhas. Equipes de subestações foram reduzidas, provocando queda de qualidade. O GCOI começou a atuar com força em 94, 95, 96, usando rateio de sobras e rateios diversos. O mercado estava caindo, havia uma superoferta, já havia a disponibilidade da energia de Itaipu, e começou a haver dificuldades quanto à renovação de contratos. O GCOI era responsável por definir a renovação de contrato no primeiro ano e, nesse ano, definia o atendimento à demanda. Surgiram algumas preocupações com comercialização de energia. O GCOI começou a estudar mais especificamente o problema da energia de otimização, criar uma tarifa de otimização, e o rateio de sobras ficou mais complicado. Começamos a fazer as regras de comercialização de curto prazo, um progresso muito grande. Aumentou a preocupação com a CCC (Conta de Consumo de Combustíveis), e sua definição era muito complexa. Havia ainda a necessidade de usar o despacho das térmicas da CCC por razões elétricas. Como a CCC começou a crescer muito, juntamente com a CCC Sistemas Isolados, as empresas começaram a reclamar, inclusive as grandes empresas pagadoras.

Isso responde à segunda questão. A questão da CCC dos Sistemas Isolados...

Eu vou chegar lá. Aqui, então, sentiu-se que houve deficiência, porque o giro das pessoas de operação era muito pequeno. Mesmo hoje, se você olhar, a maioria das pessoas que trabalham em operação estão lá há dez, 20, 30, 40 anos. Dr. Mauro Arce, que foi secretário de Energia do estado de São Paulo, foi e continua sendo um notável homem de operação de

sistema; Dr. Celso Ferreira, que esteve por dez anos em Furnas, teve mais de 20 anos de convívio comigo, de operação; Dr. Xisto Vieira, no âmbito do GCOI/Scel, que também foi secretário de Energia do Ministério de Minas e Energia, são todos da operação.

Isso dá uma satisfação muito grande, não é? As pessoas...

A gente talvez canse das pessoas mas não cansa das idéias e ideais que consubstanciam valores permanentes. O que fez com que a operação interligada resistisse à crise foi esse ideário de que temos que operar para o bem comum, produzir ganhos sinérgicos para a sociedade – influenciar favoravelmente na modicidade tarifária e na confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia. Alguns aspectos, realmente, ficaram mais difíceis, mas de alguma maneira o ideário era perseguido e se conseguia ganhos sinérgicos para a população. Consequia-se alertar que havia risco em 96, o risco de atender a demanda de ponta do sistema. Já em 99, agora como ONS, alertou-se sobre o risco de racionamento para 2000, dados os riscos de déficit antevistos. A operação integrada centralizada ficou mais nítida, mais efetiva, agora com o ONS, do que era com o GCOI. À medida que o sistema se tornava mais complexo, que cada empresa sozinha não conseguia mais atender ao sistema, que as interligações faziam com que o sistema tivesse que ser visto por um só prisma – com uma visão holística do sistema, a operação foi ficando mais forte. Então, mesmo na década de 1990, conseguimos ultrapassar as dificuldades, mantendo incólume o compromisso de servir ao interesse coletivo, respeitando as especificidades e direitos de cada agente.

E aperfeiçoando uma série de mecanismos novos...

Exatamente. Aperfeiçoando cada vez mais o serviço ao público através do estabelecimento de procedimentos mais detalhados, transparentes e equitativos.

Na primeira entrevista, de dez anos atrás, chegamos a conversar sobre o rateio de sobras. Agora, ao ler os relatórios anuais do GCOI, nos deparamos, no relatório de 90 ou 91, com a informação de que o GCOI passou a elaborar estudos de planejamento da operação dos sistemas isolados.

Na realidade, o CCOI (Comitê Coordenador da Operação Interligada) foi a *alma mater* aqui no Sudeste, e dele derivou o GCOI. No Nordeste não havia necessidade de nada parecido, porque a Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) fazia esse papel. Quando vislumbraram as interligações do Nordeste com o Norte, criou-se o CCON (Comitê Coordenador de Operação do Norte e Nordeste). A experiência exitosa implementada pelo Dr. Brito de Carvalho conduziu a Eletrobrás a criar o agora GTON (Grupo Técnico Operacional da Região Norte).

Isto ocorreu porque na hora em que a Eletronorte passou a suprir o Maranhão, Dr. Brito viu a necessidade de ter algo parecido com o GCOI no Nordeste. Nasceu, então, o CCON. Com o problema de racionamento e transparência das empresas estaduais ou municipais do Norte com a Eletrobrás, ela foi obrigada a receber a Ceam (Companhia Energética do Amazonas), a empresa de Rondônia e assim por diante. Dr. Brito criou o Grupo de Apoio Técnico às Concessionárias do Norte (GAT-CRN), uma tentativa de tentar transferir para aquelas empresas as experiências do Nordeste, pois o Sudeste já tinha crescido tanto que a natureza das soluções não era a mesma. Então ele selecionou pessoas do Nordeste, pessoas das empresas de distribuição, das empresas que possuíam térmicas no Sul e as fez atuar na região Norte, sobretudo na Ceam, em Manaus. Quando o Dr. Paixão assumiu, ele teve a idéia de ampliar o GAT e criar o GTON. Na realidade, não era o GCOI que fazia trabalhos para o Norte, era a Eletrobrás, através de seus técnicos. Ela fazia estudos de otimização e atuava como suporte. Quando cheguei, acelerei isso. Havia um problema hidrotérmico, e eu peguei a época da seca em Balbina, com necessidade inclusive de racionalizar energia, eufemismo da época para racionamento. Já era necessário um modelo da otimização daquela região de Manaus. Quem fazia isso era o Dr. Luís Lattari, grande técnico do setor, hoje no ONS e à época coordenador do Subcomitê de Estudos Energéticos (Scen), ou o DOE (Departamento de Estudos Energéticos), da Eletrobrás. Então, na realidade, o GCOI inspirou a criação do CCON. Quanto ao cálculo da CCC, você tem razão, foi o GCOI, a quem também cabia fazer o cálculo do combustível desse usuário. A CCC dos Sistemas Isolados nasceu dentro da Eletrobrás, porque achávamos injusto que, sendo a água de todos os brasileiros, só nós da região do Sistema Interligado tivéssemos o benefício da CCC. Então defendíamos junto a alguns políticos de renome e a direção da Eletrobrás, com o apoio do ministro, que se criasse a CCC dos Sistemas Isolados, uma espécie de subsídio explícito. O cálculo seria feito assim: o GTON propunha ao GCOI que se encarregava da análise e enviava uma proposta ao Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica), onde se contemplava a CCC do Sistema Norte-Nordeste, interligado; a CCC Sistema Sul-Sudeste e a CCC Sistemas Isolados, conforme a lei. Destaca-se neste processo a dedicação dos engenheiros Jorge Boveri e Paulo Hollanda, de alta competência, que até hoje atuam na Eletrobrás.

No início da década de 1990, a escassez de investimentos em geração e transmissão só não causou problemas maiores no suprimento porque as taxas de crescimento do mercado foram mais baixas. O suprimento de energia, contudo, se tornou vulnerável em algumas áreas do sistema interligado. De que forma o GCOI lidou com isso?

Do ponto de vista energético houve realmente arrefecimento do mercado, com casos de crescimento a 1,5%. Problema energético mesmo não houve.

Nesses anos não houve, não é?

Peguei dez anos de evolução de níveis de reservatórios. Reservatórios que em 95, 96 estavam com 60, 75% de armazenamento. De 96 em diante foi que o nível começou a cair, até chegarmos a 1999 com 12, 13% no Nordeste, 18, 19% no Sudeste. A necessidade de implementar políticas de integração da região através das grandes linhas de interligação ficou, então, muito mais forte. Teve início uma política de maior proteção aos armazenamentos no alto Paranaíba e no rio Grande, os armazenamentos de cabeceira, tentando utilizar mais Itaipu e a energia do Sul. Eu diria que, do ponto de vista energético, não houve grandes problemas e cada vez mais se trabalhava integrado com essa visão. Em 1987, na experiência do Nordeste, eu era presidente do CCON. Havia uma lente de aumento ali, ampliando o foco do problema da integração pela transmissão. Começou-se a notar que não só a geração era importante, e a mostrar que gradualmente o país tinha que ser pensado como um todo e não mais por região ou por estado. Por volta de 96, sim, aí nós tivemos problema, um problema sério de incapacidade de atendimento à ponta do sistema, sobretudo na área geoeletrica do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Pela segunda vez na história do GCOI, houve a famosa reunião do Conselho Deliberativo, composto pelos presidentes das empresas, para debater um programa de emergência incluindo ampliações e antecipação de obras e o ressurgimento do Procel (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, depois Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica), ou seja, ações no lado da oferta (ampliações) e no lado da demanda (conservação).

Não houve muitas destas reuniões na história do GCOI.

Só duas.

Só duas? Então teve uma em 86 e essa em 96.

Ambas motivadas pelo risco do racionamento. Em 96 a nosso pedido, porque sentíamos que havia um racionamento pesado, de ponta, nossa maior preocupação, pois não havia capacidade para atender a ponta. Estávamos com as hidrologias razoáveis, reservatórios apresentando níveis de armazenamento ainda bons, mas sem capacidade adequada de transporte nem geração descentralizada. Rio e São Paulo ficaram com riscos fortes de cortar na ponta, porque não havia ponta para compra através de geração adicional. Daí partiu-se para outros critérios de compra, ou seja, comprar demanda. O GCOI tentou a energia interruptível, criou-se a Etai (Energia Térmica Altamente Interruptível), porque tínhamos medo de liberar nossas térmicas de forma definitiva ou por período longo, devido à probabilidade de virem a ocorrer hidrologias desfavoráveis e não haver energia suficiente. Cortamos a energia incentivada dos

grandes produtores que tinham contrato de exportação. Apareceu então a possibilidade de utilizar as térmicas paradas, que integravam a CCC e assim constituíam um seguro de risco. E houve compra de demanda, pedido de redução de produção etc. Foi feito o primeiro grande programa emergencial aprovado pelo Conselho Nacional de Desestatização. Grande parte dessas idéias foram aproveitadas para fazer o famoso Recao (Plano de Redução de Consumo e Aumento de Oferta), criado pela Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) em março/abril de 2001, período que antecedeu a decretação do racionamento a partir de junho. O ONS pediu o primeiro racionamento, antecedido pelo plano de racionalização. Na época, eu era coordenador do GCOI, cujo plano de emergência trabalhava com oferta e demanda, e do Procel, que foi usado para tentar reduzir o consumo. Surgiram obras, em sua maioria voltadas para a transmissão e não para a geração. Era a necessidade de atender a ponta, onde havia não só um problema sistêmico, mas regional. Existiu, inclusive, a proposta de motorização de algumas usinas da Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) e do Paraná, que eram de capacidade de ponta, mesmo sem aumentar o fator energia, só para aumentar a capacidade instalada de ponta.

Nessa hora, não sei o que seria do país sem o GCOI. Houve um racionamento brando, porque se poupou demanda. Os grandes consumidores industriais foram muito receptivos, e empresas como a Eletropaulo (Eleticidade de São Paulo) e sobretudo a Light e a Cemig deram imensa ajuda, negociando com os seus consumidores a curva de carga. Tivemos uma crise e ela foi administrada pelo GCOI, com a ajuda do Dnaee e o decisivo apoio das empresas distribuidoras e do Ministério de Minas e Energia (MME).

Esse é o famoso gerenciamento da demanda?

Exato. E o GCOI foi fundamental. Todas essas pessoas que vivenciaram isso, de uma maneira ou outra, continuaram atuando dentro da operação e formaram o núcleo central do ONS. Trouxemos pessoas experientes, e fomos mal compreendidos por muitos dos representantes de agentes, que queriam um processo acelerado de renovação. Não queriam que se trouxessem pessoas velhas, e não existe diferença entre o que é velho e o que é novo, existe o que é bom, e isso pode estar tanto no jovem como no velho. Cada vez mais me convenço que o GCOI foi e o ONS é muito importante na administração dos períodos de normalidade e essencial na administração dos períodos de escassez energética. Documentar isto é vital, e parabeno a Memória da Eletricidade por esse esforço em nos incentivar a fazer esse projeto. O importante são os ideais, transferidos de pessoa para pessoa. Esse núcleo de pessoas que está dentro da área de operação há muito tempo, além de transferir experiência profissional, tem que transferir valores e compromissos. Este é o nosso dever.

O senhor comentou a importância do GCOI na criação de energias interruptíveis. Gostaria de compreender um pouco melhor essa questão. Lemos, recentemente, um pesquisador falando da necessidade de criação de um mercado de energia secundária, mas esse mercado já não existe? O GCOI, quando criou essas energias interruptíveis, já não estava promovendo esse mercado, ou seja, aquela sobra?

Sempre se trabalhou com o critério de energia secundária. Teoricamente, se o sistema estiver bem planejado, 95% do mercado tem atendimento garantido baseado numa hidrologia média. O contrato era incentivado em cima de energia garantida, assegurada, que é aquela que está disponível em 95% dos casos simulados. Logo, ela sempre é menor do que a oferta com 90%, 80%. Então, se chover na média, temos uma bela sobra. Se chover acima de uns 70%, ainda devemos ter sobra. Quando se trabalha com hidrologias na faixa daquelas 100 séries de hidrologia desfavorável que dão algum problema, se o ano tem a 61, teoricamente deve ser hidrologia abaixo de 65. Se pegarmos a do ano crítico, teoricamente equivale a 61% no Sudeste. Qualquer hidrologia abaixo de 61 causa racionamento. Qualquer hidrologia entre 61 e 65 causa algum racionamento. De 65 em diante daria para passar... Se você só contratou energia assegurada, ou algum contrato a mais que a energia assegurada, correndo risco de ficar exposto, teoricamente você vai ter sobra de energia. Quando havia sobra de energia, fazia-se uso de energia resultante do processo de otimização, apenas entre os agentes responsáveis pelo mercado de suprimento. Buscavam-se estabelecer critérios de partição desta energia entre as empresas que tinham mais reservatório, porque estavam mais a montante, e inicialmente só elas ganhavam o direito de comercializar esta energia. Começamos, então, a mudar os conceitos de propriedade e prioridade. Porque aquela energia não tinha um único dono. A empresa tinha reservatório e armazenava as sobras, mas estas eram geradas por todo mundo que participava do condomínio. Criou-se o primeiro acordo entre supridor e distribuidor, porque naquele tempo só havia empresas verticalizadas. Assim, supridores e distribuidores tinham de dividir e ratear os direitos das sobras. Os mesmos critérios de rateio de sobra, para efeito também de venda no curto prazo. A energia era toda contratada, então calculava-se a energia assegurada, que era maior do que o mercado e, portanto, sobrava. Discutia-se, então, o contrato do primeiro ano. Estes critérios foram melhorados: uma coisa é o rateio de sobra estrutural, feito a cada ano quando do plano da operação, outra era, a cada mês um novo rateio de sobra, até o conjuntural. Dividíamos: 40% para as geradoras, proporcionalmente a sua energia assegurada ou capacidade de armazenamento; 20% para a empresa que comercializa e 40% para todas as outras comercializarem.

Criou-se, assim, na prática, um mercado para energia secundária sem ter que enfrentar um problema sério. Uma das maneiras a ser evitada, pois é muito dispendiosa, é superequipar-se em termos de produção, quer dizer, ter disponibilidade e esperar a sazonalidade do mercado de energia...

...e usar nesse momento.

Por mais que se otimize a operação, depois de colocar em operação uma térmica flexível diminui-se a energia secundária. Ao implementar novas interligações, dimensiona-se melhor a expansão e amplia-se a energia assegurada. Então, teoricamente, a energia secundária tende a reduzir-se, mas esta sobra sempre existirá. Sobretudo no caso brasileiro. Precisariamos incentivar a nossa indústria a ser bienergética. Na Noruega, por exemplo, todos os hospitais públicos, que são grandes consumidores, são bi ou trienergéticos, utilizam ora o gás, ora o combustível diesel, ora a energia elétrica. Nós criamos flexibilidade só no lado da oferta: quando paro uma térmica e passo a gerar energia hidrelétrica, estou sendo flexível no lado da oferta. E precisaríamos de flexibilidade no lado da demanda. Ou conjunturalmente incrementamos nosso consumo ou o transferimos em determinadas épocas para poder torná-lo flexível. Até hoje não se conseguiu fazer o mercado secundário de gás. Precisamos criar um mercado secundário de energia nesse sentido. Quem tem uma casa de campo, é, de certa maneira, um mercado secundário. Às vezes negativo, porque em julho, quando está mais seco, não tem água, eu vou para Petrópolis. Já o mercado de praia é positivo. Se o consumidor residencial tiver chance, ele pode fazer mercado secundário entre fevereiro e março.

O senhor falou na reunião do Conselho Deliberativo... É racionamento de ponta, não é?

É, todo aquele problema de que já falamos. Sentimos também necessidade de otimizar nossos despachos. Em vez de fazer despacho a reservatório equivalente, fazer despacho a reservatório, a usina individualizada, olhar o problema da perda de produtividade, além de aprimorar nossos programas de operação energética, analisar por bacias e por reservatórios. Surge a necessidade de melhorar a nossa programação, até chegarmos atualmente a modelos de despacho bastante detalhados.

Acho que esse é um trabalho que marca toda a história do GCOI, não é?

Toda. A idéia de todos que fizeram o GCOI foi crescente e gradual, uma busca permanente do aperfeiçoamento dos modelos de simulação para operação eletroenergética. E, nesse ponto, o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica) merece um destaque muito forte. Ele não escapou do processo natural de envelhecimento que não veio acompanhado por um processo de renovação que todas as empresas estatais sofreram. Pelo tempo que me restar como operador, quero trabalhar só com renovação, para deixar pessoas que rapidamente assumam esse papel. O Cepel precisa realmente ser apoiado para rapidamente se renovar. Assim como outras soluções de apoios são necessárias em outros centros, outros locais.

Mas tudo foi um processo de aprendizado. Esse plano de ação do GCOI foi histórico, se fizermos uma avaliação, foi profundamente importante. Quer explícita ou implicitamente, ele foi todo cumprido. Infelizmente, talvez, não com a velocidade que devesse. Mas ele foi um marco.

O senhor gostaria de destacar alguma dessas ações?

Elas foram muito importantes para as realizações das obras. No lado da demanda, foi tudo praticamente aproveitado, quer no Recao, quer no programa do Procel. Todas as medidas de efficientização estão lá. Elas foram importantes durante o racionamento, e estão sendo agora, no processo de reestruturação. E no lado da oferta, exceto por algumas motorizações que eram para acrescentar ponta e não foram realizadas, tudo foi feito.

As obras foram muito bem feitas.

Esse plano é uma peça muito importante. Foi a primeira atitude de alerta preventivo.

É um olhar de vanguarda.

Exatamente.

Em relação ao despacho energético...

Toda a alma da operação está nisso. Uma das peculiaridades do sistema elétrico brasileiro é que ele não pode ser um sistema de *bid* (despacho por oferta) como os ingleses queriam. Opera-se hoje olhando cinco anos na frente, olhando toda uma situação de um despacho físico, considerando sempre a otimização do sistema. Para nós, qualquer que seja o modelo financeiro, ele não pode impactar o despacho do sistema. Tenho que estar sempre garantindo o suprimento a qualquer momento, porque estou usando uma configuração de transmissão com despacho de usina em um sistema hidrotérmico, que me leva a um custo mais baixo de operação, levando em conta, inclusive, uma visão de cinco anos. Estou operando no ponto que é o de menor custo e com a segurança exigida, em relação aos equipamentos e ao meio ambiente. Então, o sistema financeiro é que tem que se adaptar a esses condicionantes. Se eu tenho contratos de médio e longo prazos que respaldam os investimentos, devo ter câmaras de compensações que resolvam problemas de curto prazo. Daí termos substituído os contratos de longo prazo que garantiam a receita mas só podiam ser alterados do sexto ano em diante, como era no GCOI, pelos contratos firmados no âmbito do MAE (Mercado Atacadista de Energia). Na realidade, são dois objetivos distintos. O primeiro, prioritário, é assegurar a otimização do sistema e o uso coletivo do sistema. O segundo é ter um outro mecanismo que

compense os custos financeiros. Por isso, ao fazer a privatização de uma geradora, você analisa o fluxo de caixa futuro com base na sua energia assegurada. Você paga por aquilo que seria sua receita mínima. Em caso de perda, você vai ao MAE.

A que o senhor se referiu quando usou a expressão modelo bid?

Nos modelos de outros países, como a Inglaterra, não há um despacho centralizado pelo custo marginal da operação. Lá o despacho é por ordem econômica, por declaração de preço. *Bid*, leilão: “Minha energia vale 10.”; “A minha vale 12.” Horas antes de fechar a programação, vou ordenando as ofertas por ordem crescente de preços: a sua vale 10; a sua vale 12; a sua vale 15, e vou operar o sistema dentro dessa ordenação. Se com a oferta até 10, eu atender o mercado, o próximo não vai ser despachado, está fora. Se a carga pede para despachar o gerador de 15, então, o preço vai ser 15. E aquele que ofereceu por 10 vai ganhar 15. Pode ser um jogo. Por *bid*, porque é por leilão, é por oferta. Pensa-se aí exatamente na oferta de preço.

Você faz a oferta e a despacha ali, não otimiza.

Exato. O Operador, em vez de fazer todo um modelo para otimizar para a sociedade, vai simplesmente listando a sequência de oferta e no dia seguinte despacha na ordem de preço. Pela oferta.

Isso vigora, funciona?

Em alguns países. Na Inglaterra vigora, porque lá o sistema é todo térmico. Num sistema hidrelétrico, se alguém está com um problema de caixa enorme e resolve secar seu reservatório, diz: “Meu preço é tanto.” Resolve o problema de curto prazo dele, deixando o racionamento. Foi uma decisão individual e as consequências afetam todo o sistema.

Quanto a sua participação nos estudos e processo de tomada de decisão sobre a reforma do setor, o senhor concorda com a avaliação de que a versão original do relatório apresentada pelos consultores estrangeiros, liderados pela Coopers & Lybrand, foi excessivamente calcada no modelo de competição baseado na geração termelétrica dominante nos países desenvolvidos?

Isso é importante. Eu era presidente em exercício da Eletrobrás, onde fiquei por aproximadamente seis meses, no auge da discussão sobre o contrato de consultores. E acho que a primeira grande contribuição que a Eletrobrás deu ao país foi influenciar fortemente para *tropicalizar* o modelo. Expressão que cunhamos e agora estão usando, graças a Deus. Nós lutamos mui-

to, e entendemos que o modelo inglês não se aplicaria ao nosso sistema. Nós temos um sistema cuja oferta é extremamente volátil. Um sistema que tem só 70 anos de observação hidrológica e 12 grandes bacias hidrográficas. Nosso espelho retrovisor só vê 70 anos atrás. Não sabemos o que a natureza vai nos ofertar, porque a maior cheia é a que está por vir e a maior seca é a que está para acontecer. Então, num curto espaço de tempo, podemos não ter oferta. No Sudeste, num período com boa capacidade de armazenamento, pode-se desligar Angra 1 e Angra 2 e ainda atender o mercado todo. O peso da hidrologia é tão grande que se eu tiver hidrologias muito boas atendo esse mercado sem precisar de geração termelétrica. Posso até me dar ao luxo de desligar unidades de algumas usinas hidráulicas. Ao mesmo tempo que, se der uma hidrologia de 70%, desfavorável, vou usar toda a minha disponibilidade e ainda verificar se não há risco de racionamento. E se der 60%, com toda essa oferta que está aí, há racionamento. Além disso, o proprietário das usinas não é o dono da água, e trabalha interdependentemente com outras usinas. Se uma usina se otimizar sozinha, ela pode prejudicar o país como um todo, ou quem está a jusante, ou quem está na outra bacia. Você só é dono dos custos quando tem uma térmica que compra ou não compra carvão, compra ou não compra gás. Como a água não é um bem de nossa propriedade, não se pode fazer oferta de preço. O custo variável da água é uma função do custo social do déficit. O custo social do déficit é uma decisão de natureza macroeconômica. Voltando ao início da resposta, a experiência dos ingleses teve que ser adaptada, primeiro no termo de referência. Aí está onde o GCOI e a Eletrobrás foram úteis ao país: na elaboração do termo de referência, onde a Eletrobrás, por meio de sua representação, do GCOI, conseguiu colocar muitas questões que mostram como o país é diferente da Inglaterra. A expansão tinha que ser coordenada, tinha que ter um planejamento. A ideia inglesa era implementar o *loose pool* (*pool* flexível), que atuaria apenas como coordenador e cuidaria mais da segurança da transmissão. Temos, então, no país, um ISO (Independent System Operator), um Operador Independente do Sistema completamente diferente dos outros. Esse foi o nosso esforço, desde o termo de referência até a análise de todos os relatórios. A representação da Eletrobrás aí se distingue claramente: Dr. João Carlos Ribeiro de Albuquerque, Dr. Frederico Laubenbacher, Dr. Hermes Chipp, hoje diretor do ONS, Dr. Luiz Barata, Dr. Luiz Alberto Fortunato, Dr. Humberto Valle do Prado Júnior, hoje secretário-geral do ONS. Criaram-se grupos de trabalho para cada capítulo na Eletrobrás, coordenados primeiro pelo Dr. Benedito Carraro, depois por Firmino Sampaio; Dr. Paulo Roberto Ribeiro Pinto e também depois por mim, na Diretoria de Operação. Fazíamos reuniões sobretudo com as representações das diretorias Financeira, de Operação, do Planejamento, para estudarmos o relatório dos consultores ingleses. E esses grupos, coordenados pelo Dr. Linfolfo Paixão, sob a coordenação do Dr. Peter Greiner, secretário de Energia do MME, foram fazendo os ajustes. Fizemos tudo o que podíamos, e houve um processo de adaptação que permitiu que os ingleses recuassem e aceitassem o *tight pool* (*pool* rígido), o despacho centralizado, a necessidade da programação, a garantia da otimização energética. E eles foram competentes.

Depois que começaram a entender, fizeram um relatório que foi entregue ao governo. A Eletrobrás se instrumentou, através dos seus técnicos, para defender soluções que fossem mais aderentes a uma estrutura de um planejamento centralizado, de uma operação centralizada, ou até para fortalecer a operação. Conseguimos sucesso fortalecendo a operação, mas o planejamento ficou no ar, como indicativo, até hoje. Não foi efetivamente implementado.

Ainda sobre essas decisões, por que o ONS foi concebido como uma entidade privada?

Na época eu era coordenador do GCOI, e cumulativamente diretor da Eletrobrás e representante da Eletrobrás no âmbito da Comissão coordenada pelo Dr. Peter Greiner, e dentro do conceito do modelo que foi feito, era absolutamente importante que as decisões de um operador fossem respeitadas. Tudo devia ser transparente e feito por um órgão que pudesse ser considerado neutro, onde o Estado podia estar representado, com o poder de veto. Com a neutralidade e a transparência garantiam-se as mais importantes características desse órgão responsável pela operação centralizada. É necessário permitir que os atores, cuja tendência na época era de serem todos privados, pudessem ter a maior visibilidade possível sobre o que estaria sendo decidido na operação. Para resguardar e manter o controle de uma atividade estratégica como a operação do SIN, o governo, primeiro, teria que procurar participar decisivamente, com poder de veto. E o governo tem poder de veto no Conselho de Administração do ONS. Mas a concessão de operar as instalações dos outros é algo muito importante. Como é que o Estado, representado pela Aneel, atua no ONS? Através de procedimentos e poderes que têm que ser aprovados no órgão regulador que, no caso, se constitui no Estado, não é? E como é que a iniciativa privada vai ver que isto está sendo feito de maneira transparente, equitativa, com neutralidade e independência? Todo o processo para aprovar os procedimentos de rede (que se constituem como uma detalhada e especializada convenção de condomínio) tem que ser aprovado no Conselho de Administração. Mesmo depois de aprovado no conselho e mandado para a Aneel tem de ir para audiência pública. Assim, o poder do ONS seria exercido com o respaldo desta convenção de condomínio, ou seja, os procedimentos de rede, elaborados com uma profunda participação dos agentes, que são os membros participantes; da sociedade, por meio da audiência pública; do Estado, através da Aneel, que usa os mecanismos da audiência pública para aprovar; e do governo, que pode vetar. Como o modelo conduziria a que a maioria dos agentes fosse privada, a melhor maneira de tornar isso absolutamente transparente era tornar-se uma entidade de direito privado, que daria mais liberdade, mais proximidade para usar os recursos técnicos e humanos com mais facilidade, mas mantendo a característica de ser um ente essencial, um ente destinado a servir ao interesse público. Com o direito a veto do governo, com todo esse processo priorizando a participação e com a permanente postura de transparência, neutralidade, integridade e busca da equidade balanceou-se o poder dentro do Conselho de Administração. Criou-se um processo decisório

inexistente no período do GCOI. Isso é um avanço. A Assembléia Geral era constituída por representantes dos diversos agentes. Todos os geradores que tivessem 50 MW despachados centralmente; todos os distribuidores e comercializadores com o mercado acima de 300 GWh e os transmissores com 230 kV. No Conselho de Administração são 21 mil votos: 9 mil dos geradores; 9 mil dos distribuidores; 3 mil dos transmissores, porque eles são contratados e não têm ação comercial. Essa governança complexa garantiria a neutralidade e independência do ONS. A meu ver, a decisão de fazê-lo um ente privado teve o objetivo de mostrar como o governo estaria ainda presente como ator, mantendo a neutralidade.

Isso se fazia muitas vezes; a Eletrobrás fazia.

O ONS estatal, a exemplo da Eletrobrás no passado, poderia ter de tomar decisões de geração, transmissão, ampliação da transmissão, que poderiam ser lidas algumas vezes como se estivesse preferenciando o agente A ou o B. O próprio mercado está dando o aval quando aprova os procedimentos de rede, e o governo está acompanhando tudo, tem poder de veto, é membro do Conselho de Administração. E o Estado está controlando tudo, porque temos autorização da Aneel. Eliminam-se assim as suspeitas de que as empresas estatais e/ou *holdings* estariam sendo potencialmente privilegiadas. Temos que prestar contas para o relatório anual, plano de ação, orçamento.

Acabaram de fazer isso.

O GCOI realmente não podia assegurar nada disso. Hoje podemos implementar mais recursos para os nossos centros de operações. Nossos centros, antes, eram só de coordenação, agora são também para supervisão. Ampliamos os centros de operação de sistema e a nossa forma de controle. A Aneel também é mais forte que o Dnaee. Com certeza, o ONS é um sucessor do GCOI com mais funções e com mais instrumentos, com maior alcance de controle e com melhores condições de poder para utilizar o sistema de transmissão.

Outro aspecto é que nem o GCOI nem o GCPS jamais se meteram em critérios de engenharia de projeto. Com isso, os padrões das nossas instalações são muito diversos, o que provoca dificuldade em ter um padrão de confiabilidade único, seja em proteção, controle, arranjo de barra ou configuração. Os procedimentos de rede hoje asseguram que para ser da rede básica tem que ter um determinado padrão. E o êxito no leilão de linhas de transmissão explica-se porque o Brasil é o único modelo que resolveu o problema de transmissão. Não tem gargalo de transmissão, porque o modelo que centraliza o processo de ampliação e reforços é um operador nacional. A cobrança dos encargos de transmissão e o uso do sistema de transmissão com garantia das receitas das próprias empresas de distribuição faz com que até hoje mais de 60 clientes, mais de

19 empresas de transmissão não tenham um só *default*, todo mundo paga. Com isso os transmissores têm coragem, vão a leilão, porque sabem que recebem. A contabilização da transmissão tem sido um sucesso, assim como a administração da transmissão. Quer seja pela adequação para segurança quer seja para a gestão econômica e financeira.

Será correto considerar que a nova legislação determinou que o ONS realizasse a operação do SIN da mesma forma que o GCOI, isto é, de forma centralizada e com o objetivo de minimizar os custos operativos totais?

Com certeza, à letra da lei. Em todas as discussões de que participei com o governo para definir a Lei 9.648, o Decreto 2.655 foi conduzindo para o que chamei anteriormente de um modelo tropicalizado, tendo em vista que era um sistema hegemonicamente hidrelétrico, implantado em atualmente 12 grandes bacias hidrográficas com um sistema de transmissão interligando-as, integrando-as, e ademais com expansão crescente e necessidade de um planejamento integrado. No modelo anterior, ao fazer o ranking das usinas, o GCPS via aquelas que agregavam mais energia assegurada a um preço menor. Quando reflito sobre este tema, gosto muito de dizer que o planejamento é operação futura. O sistema era planejado para ser operado integrado, caso contrário não se podia garantir a energia que sinergicamente só era obtida com uma condução centralizada, ou seja, concepção, implantação e exploração. Muita gente dizia que o GCOI decorria da Lei 5.899, uma lei do tempo do regime autoritário, outorgada, ao contrário da Lei 9.648, gestada em um processo democrático. A necessidade de despachar Itaipu somou-se a um ambiente de cooperação que já tinha sido criado com o CCOI, quando os sistemas não eram mais feitos para atender uma determinada área territorial, um só município, região do estado ou estado. As usinas estavam sendo implantadas cada vez mais distantes dos centros de carga e era necessário um sistema de transmissão que as integrasse. São Paulo, por exemplo, que era e continua sendo o grande mercado, com a geração situada no estado não conseguia sozinho atender suas necessidades. Daí a necessidade de uma visão de planejamento cada vez mais ampla, abrangendo espaços interestaduais, até chegar ao estágio atual, em que se considera a integração sul-americana. Na realidade, a operação centralizada, no nosso caso, foi fortalecida do ponto de vista ético, através de uma lei feita pelo Congresso Nacional. O ONS, então, é muito mais legítimo, se é que existe esse tipo de comparação. Enquanto no GCOI você coordenava, a lei manda supervisionar, fazer a programação do despacho. Os centros de operação passam a ser do próprio operador, que tem direito a fazer a supervisão do sistema para assegurar a otimização, a segurança operacional, com neutralidade, transparência e equidade. A Eletrobrás, na época que fez o CNOS (Centro Nacional de Operação dos Sistemas), fazia só uma coordenação, recebia as informações, mas não agia de fato sobre o sistema. O Operador hoje tem a obrigação legal de supervisionar e se responsabilizar pela operação sistêmica. Daí a estratégia de ter centros próprios. Por isso o

centro de Furnas fazia parcialmente a supervisão do Sudeste; o centro da Chesf era seu equivalente para o Nordeste; o centro da Eletronorte desempenhava esta função no Norte, em Belém; o centro da Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil) fazia o mesmo no Sul, todos passaram a ser propriedade do Oporador. Na semana passada assinamos os contratos com a Eletrobrás e o patrimônio que era de Furnas, da Chesf, da Eletronorte e o nosso centro são do ONS, que tem agora ativos reais no seu sistema. Hoje ainda alugamos centros de operações, porque não temos uma rede de supervisão completa; o próprio GCOI não o tinha. Como não se pode deixar na mão de uma empresa que está disputando com outra o controle do centro, a tendência é que tenhamos nossa própria rede de centros de operação. Alugamos hoje 11 centros das empresas Cemig, Chesf, regionais de Furnas, CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista), e em dois ou três anos devemos reduzir substancialmente, se possível até totalmente, o aluguel dos centros, para que o Operador possa ser autônomo. O objetivo é fazer a otimização, mas com responsabilidades totalmente definidas, de forma extremamente transparente e com neutralidade, assumindo apenas as atribuições decorrentes da responsabilidade de executar a operação sistêmica, respeitando as atribuições e responsabilidades dos agentes quanto à operação de suas instalações. Se não houver neutralidade e transparência, não poderá haver nem se demonstrar a prática da equidade. É preciso tratar os diferentes atores de maneira equitativa, justa, imparcial. Além do mais, o ONS tem que assegurar o atualmente denominado ótimo sistêmico, ou seja, a busca da minimização dos custos operacionais de geração, porém condicionado aos compromissos com segurança elétrica do sistema, com a integridade dos equipamentos das instalações e com as restrições impostas pelo uso múltiplo das águas.

Como?

Através de um processo que, na prática, implica um *trade-off*, fazendo um processo de avaliação de maneira não absoluta. É preciso garantir a segurança operacional. É preciso garantir que vou conseguir o menor custo com um determinado padrão de confiabilidade, porque se ao carregar demais as linhas de interligação para reduzir o custo de geração de repente ocorrer um acidente, perde-se confiabilidade. E há outro fator. É preciso buscar o menor custo respeitando as exigências cada vez mais crescentes do uso múltiplo da água, os compromissos gradativamente ditados pela ANA (Agência Nacional de Águas). Quer dizer, muitas vezes é necessário desotimizar o despacho de energia por conta de compromissos com despacho hidráulico, vazão mínima, tirante mínimo, abastecimento de água, controle de cheia, enfim, as restrições do uso múltiplo. Daí dizer-se que não se busca a redução do custo como variável única. A função objetiva é fazer o ótimo sistêmico: buscar o menor custo, respeitando a confiabilidade, as restrições do uso múltiplo da água e os limites que o dono dos equipamentos impõe. Muitas vezes, com uma pequena sobrecarga no equipamento, num transformador de

Furnas, numa linha da Eletronorte, poderíamos melhorar o custo total, mas temos que respeitar os limites impostos por quem disponibiliza os equipamentos. Hoje isso deve ser negociado e os resultados da negociação adequados aos procedimentos de rede e seus ordenamentos e detalhamentos. Precisa-se buscar o máximo ganho sinérgico possível, respeitados os critérios de confiabilidade, restrições ambientais e segurança dos equipamentos que são disponibilizados ao Operador.

Numa entrevista com o Dr. Carlos Ribeiro, na semana passada, ele falou que em dado momento da discussão da reforma do setor, no projeto RE-SEB (Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro), ele defendeu a concorrência na operação. Ele imaginava que seria possível dar aos novos agentes uma certa condição de concorrência na operação. Mas que houve muita discussão em torno disso e essa tese não vingou, por isso o ONS, como o senhor afirmou, está realizando a operação dessa forma centralizada, visando a otimização e também todas essas restrições de uso múltiplo, da segurança. O senhor se lembra dessa discussão?

Eu, pessoalmente, acho impossível concorrência na operação. Ela é incompatível com o objetivo de haver um ganho sistêmico para a sociedade. Cada agente tem um interesse, busca maximizar sua posição relativa, e o operador sistêmico tem outro: o ONS tem que maximizar o conjunto. Há regras e seu cumprimento deve ser controlado com independência, neutralidade, equidade e efetividade. Tanto é assim que a decisão tomada foi a da operação centralizada.

O que me lembro é que à época algumas pessoas falavam de uma operação regional. Cada um trazia sua proposta da operação, e se fazia um ajustamento, por exemplo, dar maior ou menor liberdade de definições de condições operacionais. Eu pessoalmente não acredito que isto venha a funcionar sem prejuízo para a segurança operacional e a modicidade tarifária.

Por que o ONS foi investido de novas funções, em particular a administração dos serviços de transmissão de energia, incluindo as regras de integração de novas instalações à rede básica de transmissão, contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços auxiliares?

A transmissão, a grande rede de transporte de energia, passou a ser obrigatoriamente um ambiente de monopólio natural e regulado. Porque, na realidade, ela não é só um grande meio de transporte de energia da geração para o consumidor, mas é sobretudo um conjunto de instalações que permite exatamente a otimização sistêmica. Se uma linha de transmissão como a Norte-Sul não é feita, ou se não é proposto um reforço de interligações, afeta-se a energia assegurada em todo o sistema, havendo, na prática, uma redução na capacidade possível de oferta. Essa

foi uma das causas do racionamento. As empresas, o Operador, pelas regras vigentes, pela lei, pelos procedimentos, e o GCPS calcularam, por exemplo, a energia assegurada cinco, seis anos a frente. Ao fazer isso eles utilizavam um plano de expansão que levava em conta transmissão e usinas, não só as existentes mas também as planejadas para serem implantadas, e calculava ao longo do tempo. Como a energia assegurada do sistema ia crescer com a entrada de tal usina ou de uma determinada linha de transmissão, se esta linha de transmissão não entrava em operação na época prevista, a energia assegurada estava então superdimensionada. Não que o cálculo fosse errado, é que não ocorreram as premissas de aumento de oferta que o Operador, na época o GCOI, recebeu do poder concedente ordem de considerar. Se as obras não entram na época prevista, o que poderia ser antecipadamente visualizado, o poder concedente ou o próprio agente responsável pela obra teria de informar: "Vou atrasar um ano, dois etc." Daí então teria de ser avaliado o impacto sobre o valor da energia assegurada e deferido a necessidade ou não de sua modificação. Está previsto na regulamentação que depois de cinco anos ou a qualquer momento, se houver motivo superveniente, a energia assegurada pode ser revista. Esse é o exemplo claro de que tem que ter um órgão que cuide claramente de avaliação – esse é um dos grandes motivos da necessidade de ampliação, reforço e supervisão do sistema de transmissão, fazer propostas, para antecipar, fazer novas propostas de novas linhas, para poder ampliar a sinergia do sistema, propiciar o crescimento da energia garantida e assegurada. Paralelamente a isso, todo modelo, na concepção de modelo, partia da experiência do livre acesso. Então, qualquer grande consumidor de energia, ou qualquer gerador, podia também partir do conceito do produtor independente, em cima do modelo de planejamento indicativo independentemente do GCPS. O produtor independente poderia decidir e dizer a Aneel: "Quero entrar em tal lugar do sistema". A lei assegura sua entrada em qualquer lugar. O ONS ainda pode orientar e definir a melhor localização, mas não está claro se o ONS tem poder legal de dizer: "Você não entra nesse *gate* do SIN". A lei não deixa muito claro se o *gate* de entrada é um direito absoluto do produtor independente. Precisava de uma entidade para definir quais as condições de acesso, que reatamento isso vai ter no sistema de transporte, na segurança operacional do SIN como um todo. Porque muitas vezes a entrada numa subestação da Light pede uma reforma numa subestação da Cemig, porque o sistema como um todo é afetado, dependendo do ponto em que se injeta e do ponto onde vai se retirar a energia. Seria necessário, então, alguma instituição que garantisse critérios harmônicos de confiabilidade para todo o sistema de transporte, chamado rede básica. Mas essa figura não existia no GCOI, porque era feito um estudo integrado. O GCPS fazia um estudo de transmissão mais geração, também integrado. O GCOI também fazia o detalhamento, em comum acordo com todas as empresas. Nenhuma empresa hoje tem uma visão integrada do funcionamento da rede que deixou de ser regional para ser supra-regional. Cada vez mais Furnas, Chesf, Eletronorte, Cemig não conseguem mais ver o conjunto. Tem que haver um órgão só para conceber e ajustar o planejamento, como o CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos). Então o ONS ficou como o avalista da

otimização econômica e da confiabilidade global do sistema. Da necessidade de adequar todas as condições de acesso, surgiram os famosos contratos do uso do sistema de transmissão. O contrato de conexão era feito entre o empreendedor e a empresa onde ele iria se conectar, mas o uso do sistema tinha que ser negociado, porque a entrada das usinas térmicas no Rio de Janeiro provocou profunda necessidade de obras distantes. Obras de adaptação do sistema de transmissão. Uma linha como as linhas do Norte agora – Samambaia-Itumbiara, como a Norte-Sul – tem repercussão no limite de intercâmbio Sul-Sudeste, propiciando aumentos nos limites de intercâmbio da ordem de 2 a 3 mil MW em dois ou três anos. Uma linha de interligação instalada no Norte repercute nos limites de transmissão dos intercâmbios da região Sul-Sudeste porque dá outras condições de estabilidade ao sistema. Antigamente o planejamento era integrado entre geração e transmissão, e se faziam todos os estudos juntos. Agora tem que ter alguém que faça um estudo de adaptação na rede de transmissão. Esse é um grande problema; nos países onde se implantou esse modelo competitivo entre o gerador e o comercializador de carga e não se tomou cuidado com o modelo de transmissão, aconteceram casos graves. Alguém precisa garantir qual é a melhor solução. Digamos que uma determinada empresa do Sul queira que se reforce a transmissão para que a energia do Sul seja colocada no Sudeste e as empresas do Sudeste sejam contra, porque não querem que se faça transmissão do Sul para o Sudeste já que, com isso, as usinas do rio Uruguai ficam mais baratas do que aqui. A transmissão passou a ser um ambiente estratégico onde tem que haver uma entidade neutra que trabalhe em cima de padrões reconhecidos e não para outra empresa. E como é que se garante a viabilidade dos negócios de transmissão? Por isso o modelo brasileiro da transmissão é um grande sucesso. A transmissão antigamente não tinha nenhum sinal econômico. A primeira coisa que as empresas faziam quando tinham o seu orçamento cortado era: operação, manutenção e transmissão. Por quê? Transmissão não trazia lucro, porque a transmissão estava associada à confiabilidade. O que dava aumento tarifário era a geração. Você fez usinas você tinha aumento de tarifas mesmo que não pudesse contratar aquela energia, como aconteceu. A política tarifária utilizada no país não preferenciava a transmissão, preferenciava a capacidade de suprir. Quer dizer, uma tarifa de suprimento.

Englobava a geração e a transmissão.

Aí tudo atrasava, pois quando havia ordem de corte no orçamento nas grandes estatais federais, o primeiro corte era nas obras de transmissão. A tarifa específica de transmissão transformou o transporte de energia elétrica – que é estratégico no caso brasileiro – num negócio rentável. Mas quem é que organiza esse negócio rentável? O ONS. Se você é uma usina e paga o uso do sistema de transmissão, eu vou recolher esse dinheiro. Mas se você é um transmissor, eu faço um contrato com você, por um prazo, de prestação de serviço de transmissão. Sob a coordenação do ONS, os recursos são recolhidos de você que é usuário da

rede (distribuidor, gerador ou consumidor livre) e pagos a você que é o transmissor e eu tenho como garantia para o transmissor – que não havia antes – o recebido de todos os usuários, gerador, distribuidor. Se o pagamento falhar, eu socializo o prejuízo para todo mundo. O Operador então não só dá confiabilidade técnica ao negócio da transmissão como também dá viabilidade econômica e comercial, através do instrumento desses dois contratos, o custo do uso – quem usa o sistema paga ao ONS – e o CPST (Contrato de Serviços de Transmissão), onde você, que é o meu transmissor, é obrigado a me alugar seu sistema. Eu assino um contrato com você e ele paga. E o Operador então cobra uma taxa que remunera os seus centros operacionais, sendo o fiel avalista dessa competição.

Quais são os recursos infra-estruturais de que o ONS dispõe para exercer suas funções? São os centros, não é?

Devemos partir inicialmente dos grandes centros, os centros próprios e os centros alugados. Agora temos um sistema de informação, que é importantíssimo. Temos poucas coisas próprias, porque utilizamos das empresas de transmissão, e agora, com essa modernização dos meios de informação, com a concorrência, com a abertura de mercado, fizemos diversas concorrências e adquirimos hoje uma complexa rede de telecomunicações, organizada como rede técnica e rede corporativa. Temos, assim, uma grande rede de suporte para assegurar a comunicação no ONS. Temos hoje uma grande infra-estrutura em telecomunicação e informática, que será crescentemente ampliada, porque precisamos ser uma empresa com uma capacidade de comunicação extraordinariamente forte. O Conselho do ONS aprovou o Sinoscom (Sistema Nacional de Observabilidade e Controlabilidade), e vamos ter a ampliação do sistema de remotas, aprovado pela Aneel, para poder obter mais rapidamente os dados do sistema que aumentam a capacidade de resposta e de análise de causas e conseqüências quando de problemas operacionais mais complexos. Isso permitirá uma grande melhora na qualidade, pois há sempre dificuldade em algumas empresas para aquisição da informação dentro de suas instalações. Todo o sistema fica mais transparente. Então o Operador é fundamental, porque se ele não tiver as informações em tempo real, ou o mais rapidamente possível, para poder fazer análise das ocorrências, para poder supervisionar e coordenar as áreas, ele não consegue garantir a confiabilidade da rede nem a presteza, a precisão e a qualidade das suas análises, com prejuízo para toda a sociedade.

Então esses são os principais recursos de infra-estruturas no sentido físico. Sem falar nos recursos humanos, não é? Porque o principal recurso do ONS é, na realidade, sua equipe extremamente dedicada e altamente qualificada, e especialmente a equipe cuja base foi fornecida pelas empresas do setor, destacando-se, dentre tantas outras, Eletrobrás, Eletrosul, Chesf, Furnas, Cesp e Cemig.

Como foi concebida a estrutura de regência inicial do ONS?

Ela foi concebida pelos consultores, formada pelo pessoal do RE-SEB, mantido até hoje. Sua função era exercer um papel forte nas grandes decisões políticas, fazendo com que a operação do sistema e as propostas de ampliação e reforços estivessem em consonância com a política energética do país. O nível de auto-regulação do GCOI era forte. Já o Dnaee tinha menos força legal do que a Aneel tem agora. A Aneel possibilita que o setor, através do ONS, proponha os procedimentos de rede, para a aprovação dela. O Dnaee, na época, era quase um homologador. Havia inclusive normas do GCOI que não eram submetidas ao Dnaee e, na prática, passavam a ser um procedimento reconhecido por todos os agentes, mas com fragilidade e sem força legal. A Aneel ficou na posição de órgão de aprovação, um órgão de instância superior, o que é positivo.

Independente.

Independente. Outra coisa importante foi que o governo não quis ter direito de voto no ONS, proposadamente, porque achava que deveria haver um equilíbrio entre agentes (carga e geração), um peso igual de votos. Pela isonomia de poder das duas partes extremas, chegar-se-ia naturalmente a uma solução mais balanceada. O processo decisório seria mais justo. Esta é a grande vantagem do modelo de governança do ONS em relação ao GCOI; havia lugar para o exercício democrático do debate e do voto. No GCOI, na falta de consenso, a Eletrobrás, que era a coordenadora, decidia. Como a Eletrobrás era dona das empresas federais que tinham assento no GCOI, ela mesma tinha direito de decisão, quase irrecorrível. Recorria-se ao Dnaee e ao MME, que também eram federais. Então, era geral a crítica que dizia que o processo era injusto, tinha um erro de base, de gênese. E acabou-se com isso. Passou-se para o voto. A grande discussão, então, era se os transmissores também deveriam ter acesso. Inicialmente defendíamos que fosse tudo igual. E acho que era correto. A decisão final foi que, como eles têm as instalações técnicas, que são alvos da ação do Operador, também têm assento no Conselho, como minoria. Então temos sete representantes das geradoras, sete representantes da carga (distribuidores e comercializadores) e quatro representantes do transporte. Entretanto, como existem empresas verticalizadas, o processo de representatividade pode ser melhorado.

A regência inicial, então, buscou deixar o governo numa posição bastante definida nas grandes decisões; deixar a Aneel independente, como regulador e fiscalizador dos procedimentos. As entidades foram obrigadas a criar um ambiente de debate, de construção democrática das decisões, mas com uma série de critérios que deveriam ser observados. Daí a Aneel ter sempre buscado o exercício das audiências públicas quando recebia as propostas de procedimen-

to de rede. Se o Operador fizesse um trabalho bem feito, com a participação inicial de todos os agentes, já chegava na Aneel uma base consensual forte e mais clara, mais matizada com a opinião de todos. É um processo muito mais rico do que o do GCOI.

Como foi o processo de transição do GCOI para o ONS que, além de herdar algumas funções, acrescentou novas e modernizou essa atividade?

As decisões ficaram muito mais maduras. Mas o GCOI já tinha um processo. Empresas de geração e transmissão eram hegemônicas, as distribuidoras, em geral, não participavam, exceto as grandes, que também tinham instalações de geração ou grandes mercados. Havia mais participação e interesse, mais ênfase nos problemas de suprimento do que nos de atendimento, transmissão e distribuição, como é hoje. Hoje a área de distribuição entende melhor todo o processo, participa mais. A separação do problema de transmissão aumentou a confiabilidade no sistema, porque quando era tudo estatal, quando havia os cortes orçamentários, como já mencionamos, as obras de transmissão que eram solicitadas pelo GCPS eram proteladas. Não se olhava a transmissão especificamente, e o sistema foi perdendo confiabilidade. Agora está se recuperando.

Essa foi a grande conquista. A distribuição hoje está inteirada do processo. Há uma sinergia maior.

E a sociedade organizada está muito melhor informada. Existe cada vez mais transparência nos processos de gestão do SIN.

A transição do GCOI foi de quase um ano, não é?

Foi. Havia basicamente duas correntes: uma que queria passar tudo de uma vez e outra que constituiria um grupo para preparar toda a codificação e, quando estivesse tudo pronto, faria a transição. Era como se um grupo ficasse trabalhando no âmbito do GCOI e outros ficassem planejando e detalhando o ONS.

Aí finalmente veio a tese de uma transição suave, com superposição. O mesmo grupo que estava comandando o GCOI comandaria a implantação do ONS. Foi um processo delicado. E todo este grupo lutou fortemente para que a coordenação do GCOI passasse a exercer a presidência do ONS. Por coincidência, isso foi facilitado. Eu era da diretoria da Eletrobrás e coordenador do GCOI, e fui eleito presidente do ONS. Os documentos eram assinados como GCOI e ONS, até que se decidiu que seria por funções. Definiu-se um conjunto de procedimentos que ia desde a operação até administração e transmissão; essas duas eram mais fáceis porque eram novas, não havia similar no GCOI.

Chamávamos a transição de uma viagem de otimização e migração. Mudava-se o formato, a forma de fazer, mas na sua natureza o macroproduto, a dimensão final eram os mesmos, a otimização do sistema através da supervisão e operação coordenada centralizada. E havia os aspectos totalmente novos, como a administração da transmissão, os primeiros contratos. E a operação em tempo real já começava a mudar, e isso tinha que ser adaptado. Levou-se de outubro de 98 a março de 99 para, já como ONS, se poder assumir a operação em tempo real. Em 1º de março de 99, assumiu-se a operação, porém a programação ainda continuava em transição. As análises eram feitas em dois foros através de dois relatórios. Os problemas eram apreciados nas reuniões do GCOI e no Conselho do ONS. Só após a aprovação nos dois ambientes, as medidas propostas pela Direção Executiva eram implementadas. Foi uma época tensa, mas altamente estimulante e desafiadora. Desmontava-se o GCOI, uma legenda, e construía-se sobre seus êxitos o ONS, que, acreditamos, hoje faz jus a sua origem.

Um ano antes de fundar o ONS, comecei a fazer um projeto de memória do GCOI. Criaram-se, então, os famosos livros do GCOI. Contratamos pessoas, com apoio da Eletrobrás, e conseguimos deixar uma memória técnica organizada. Isso foi fundamental para que o Operador Nacional pudesse surgir com o pouquíssimo tempo que se teve. Fomos gradativamente mudando a face do GCOI para ONS. O operador passava, o que era adaptável passava, o que era permanente se otimizava e trocavam-se as formas de agir. Tomavam-se decisões com mais rapidez. O processo levou quase dois anos. Em março de 99, por causa do blecaute, houve críticas, muitas delas de natureza ideológica, corporativas, contra o ONS. A desverticalização era vista como um instrumento político do governo para privatizar as geradoras. E o ONS, pelo fato de ser de natureza privada, era visto também como um instrumento para facilitar a privatização. Onze dias após o ONS ter assumido a função de operação houve o blecaute. Por sorte, os procedimentos vigentes eram ainda do GCOI e todas as análises das ocorrências foram feitas no GCOI e só referendadas no ONS. Pela primeira hipótese, o ONS separado, retardar-se-ia essa transferência e ele não teria assumido a função da operação. A causa do blecaute não foi vinculada à operação, mas à falta de força suficiente de reativos, falta de transmissão no sistema, o que provocava um despacho muito elevado e uma operação muito difícil.

Fomos todos pegos de surpresa. Há relatórios de grandes especialistas internacionais elogiando a velocidade na recomposição. Então, na realidade, houve um grande aproveitamento político do desligamento, do blecaute, e, nessa hora, o ONS, possivelmente, poderia ter sofrido um abalo fortíssimo.

Foi o batismo de fogo.

Foi difícil, mas graças a Deus provou-se que todos os procedimentos estavam corretos. As equipes usadas eram do GCOI. As equipes das empresas eram as mesmas, nada havia mudado. O ONS tinha assumido mas a programação e o planejamento continuavam sendo conduzidos conforme os procedimentos do GCOI. Chegou-se a pensar em adiar a extinção do GCOI. Pelo decurso de prazo de uma medida provisória, o GCOI foi extinto conforme previa a lei, pois a intenção era mantê-lo superposto ao Operador, mas houve um problema de técnica legislativa...

Em maio de 99 o GCOI tinha que acabar, porque a Lei 9.648 é de maio de 98 e estabelecia este prazo.

Realmente acabou, mas corria no Congresso uma medida provisória que dava mais um ano.

Depois o Supremo Tribunal Federal considerou inconstitucional, aí...

...aí por outras razões. A própria transição só foi possível porque as pessoas do Brasil acreditaram no trabalho do ONS. Havia muito mais respeito às pessoas envolvidas do que às entidades desse meio. O sistema necessitava ser conduzido condominialmente. Se o nome do condomínio era GCOI ou ONS, se a convenção dava mais ou menos poder ao síndico eram detalhes. Mas o que era vigente e continua até hoje é a plena e absoluta consciência de que o interesse sistêmico tem que prevalecer sobre o particular. Cada elemento do conjunto é muito importante, mas mais importante que o elemento é o conjunto. O que salvou esse complexo processo de transição foi a consciência plena de que a sociedade só vai ter ganhos se o SIN, pela natureza de sua configuração, for conduzido de forma realmente condominial.

Gostaríamos de tratar agora dos problemas da operação do sistema nos dois anos (1999 e 2000) que antecederam o racionamento. Como o ONS administrou essa situação em 1999 e quais as medidas e ações sugeridas ou empreendidas pelo organismo para minorar o risco de déficit no curto prazo?

Ao acrescentar novos elementos, com novos modelos, o GCOI trabalhava buscando um aperfeiçoamento no seu sistema de alerta e utilizava o sistema de avaliação probabilística de déficit do GCPS, que continuou a ser usado pelo próprio Operador. Programas como o *Suishi*, por exemplo. Em dezembro de 99 mostramos que o sistema estava passando por grandes déficits de ponta. Em relação à geração, fomos usando as reservas das nossas usinas; a ponta de carga, a demanda máxima do SIN, e em algumas regiões, particularmente, começou a crescer e a parte de transmissão a atrasar. As pontas de sistema, sobretudo Rio e Espírito Santo, eram dificilmente atendidas, o que constituía um problema grave, porque toda estratégia do planeja-

mento, a médio e longo prazo, foi baseada na expansão das nucleares e na geração térmica local, que não ocorreram.

Todos no ONS lutaram muito. Mostrávamos ao governo que havia risco de 20, 12, 15% de racionamento. Foi daí que nasceu o programa emergencial, com os comitês de acompanhamento de obra feitos pelo ministro Tourinho. Comitê para transmissão, comitê para geração térmica, comitê para geração hidráulica, com reuniões quinzenais, às vezes semanais. Foram enviadas equipes da Eletrobrás-Cepel para viajar pelo mundo para contratar térmicas. Por quê? Porque o ONS informou que ia haver problema. E pedimos tanto que o MME fez o PPT (Programa Prioritário de Termelétricas), em 99, com 49 térmicas. Pensou-se em buscar barcas, mas por sorte ou azar ou um misto dessas duas coisas choveu muito em dezembro, janeiro, fevereiro. Precisava-se que chovesse 100% para se chegar a 60% de armazenamento aqui no Sudeste e choveu 104%. O ministro reduziu a velocidade das providências e depois vieram as dificuldades do governo de viabilizar o PPT. Chegamos relativamente bem a dezembro de 2000, 10 pontos percentuais a mais do que em 99, numa situação de armazenamento com inícios excepcionais. Enquanto precisava-se de 100% da média no período molhado em 2000, bastava agora 80% para poder atender ao sistema. O Nordeste precisava de 65 ou 70%, deu 52. E 43% no período molhado. Foi o pior dos piores anos até hoje. Em março, dava 30, 32, 33%. O sistema afundou e com isso, no final de fevereiro, começou-se a pedir racionamento. O governo disse para fazer o Recao, uma idéia da Aneel que não funcionou – fazer um processo volitivo de economia de energia. O governo disse então para esperar abril. Em abril ou maio fizemos uma reunião do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética).

Nesse período, o Operador passou ao MME avaliações de risco do déficit, avaliação de atendimento energético e balanço de ponta, mostrando que seria necessário acelerar as obras para cortar o problema no suprimento. Mas as obras não andavam, pois o modelo novo não conseguia dar sinais regulatórios suficientemente fortes, sobretudo na geração. As entidades, quer estatais ou privadas, quer sejam do lado da carga ou da geração, ficavam uma esperando pela outra. Todo o tempo, o esforço do Operador foi buscar sensibilizar o poder concedente sobre os riscos envolvidos que, entretanto, eram de natureza probabilística, pois o nosso sistema tem uma oferta muito probabilística. Nossa dependência do comportamento hidrológico é tão forte que podemos sair direto da abundância para a escassez.

Isso aconteceu duas vezes, não é? Em dezembro de 99 a situação era muito ruim, mas choveu bastante; em dezembro de 2000...

Em dezembro de 2000 era razoável e não choveu.

Não choveu no mês seguinte.

Percebemos que, para avaliação sobre racionamento, sobretudo com horizonte anual, os métodos probabilísticos isoladamente não são adequados, é preciso um método bem determinístico, para saber as condições hidrológicas de curto prazo. Agora isto é perseguido com a adoção da curva de aversão ao risco.

Quanto às críticas a maior ou menor utilização do despacho de térmicas, cabe esclarecer que o programa de geração térmica depende do valor da água que, por sua vez, depende do valor definido pela Aneel para o custo social do déficit. O Operador lutou muito para mudar o custo social do déficit. O GCPS também pediu para atualizar e o ONS chegou a propor um grupo de trabalho do MME, criado pelo Dr. Izaltino Camozzato, que o coordenava junto com o Cepel, o ONS e o CCPE, para ampliar seu valor. Com o custo social do déficit a R\$ 660,00, o valor da água ficava muito baixo. Com o valor da água muito baixo, você não conseguia despachar as térmicas pois o modelo assim não indicava, e o ONS tinha que seguir o modelo de acordo com os procedimentos até hoje vigentes. Ressalte-se que contávamos as séries que davam racionamento quando provocasse racionamento de profundidade igual ou maior que 5% do mercado – profundidade do déficit igual ou maior a 5% da carga anual. Então, com a mudança feita pelo GCPS, depois adotada pelo ONS, os órgãos técnicos, a meu ver, ficaram descobertos. Quando fizemos a avaliação em dezembro de 2000, como se fazia a avaliação para risco de déficit, 5% para profundidade de risco, o sistema estava no padrão. Esse é o perigo. É como dizer que estar com o nível de colesterol bom quer dizer que você nunca vá ter um enfarte. Você tem menos chance, mas pode ter um enfarte. Então, o fato de haver um risco de déficit menor que 5% para profundidade de 5% não significa que não possa ter racionamento.

Atende ao critério mas...

Atendia ao critério, mas ocorreu. Aquelas séries estão dentro dos 5%.

Atende ao critério mas não evita necessariamente.

Exato. Por isso muita gente não entendeu. E muita gente no governo até hoje me pergunta: “Mas por que você não avisou que ia ser 20%?” Eu também não sabia, ninguém sabia que ia ser 20% e não tem metodologia no mundo que diga, porque depende do que vai acontecer com a hidrologia. Na realidade, a hidrologia crítica no Nordeste e o atraso de obras associado à hidrologia baixa no Sudeste provocaram o racionamento. Ninguém faz racionamento preventivo, às vésperas do período úmido. Só se faz o racionamento quando você entra no período molhado, meses de janeiro e fevereiro, até abril. O que não se pode permitir é que o seu

nível de armazenamento, que deve ser plurianual, fique muito reduzido, pois a capacidade de atendimento deve ser suficiente para agüentar, pelo menos, o primeiro ano seco, evitando a sujeição ao comportamento do primeiro período molhado que segue o último período seco. Caso se obtenha este nível de controle para o primeiro ano, os riscos elevados de racionamento podem ser reduzidos com aceleração do programa de expansão.

Conseguimos assim propor e defender a curva de segurança operacional. Uma das coisas de que mais me orgulho é da força moral que tivemos. O governo, no início, nos tratou como réus. Depois da avaliação dos documentos que havíamos mandado, houve uma outra orientação e começamos a ser usados como testemunhas. Depois começamos a ser respeitados e ouvidos como participantes, e o Operador terminou homenageado. O processo do reconhecimento do Operador foi muito rico. Ele teve seu batismo de fogo no blecaute e sua confirmação no racionamento. A crisma veio agora, em janeiro, quando teve um blecaute dentro do racionamento. O ONS está crismado pela sociedade. A sociedade nos adotou. O Operador mostrou que é necessário, indispensável para garantir ganhos sinérgicos da operação e reduzir riscos de blecautes e alertar e apoiar a administração de racionamentos.

Há coisas que foram profundamente importantes para marcar de forma indelével o subconsciente da sociedade brasileira – e esse trabalho precisa ser reforçado, muito reforçado – a necessidade de tratar o sistema hidrelétrico brasileiro de forma diferente. Somos diferentes, nem piores nem melhores. Somos hidrelétricos por mais uma ou duas gerações, e a água é um bem comum. Com as linhas de transmissão, fazemos verdadeiras transposições de bacia, como se estivéssemos botando água do Tocantins no leito do São Francisco. Como o São Francisco, na década de 1980, salvou Belém do racionamento, como Imperatriz, no Maranhão foi salva pela Chesf. Era hora de retribuir. Daí denominarmos as linhas de transmissão de interligação de verdadeiras usinas virtuais.

Acho que o trabalho do Operador dentro da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) foi fundamental. Aos poucos todos perceberam a seriedade do Operador, que foi ganhando confiança. O ONS fazia a avaliação e, na entrada e na saída do racionamento, a participação do Operador foi extremamente forte. Não se vivia o modelo de setor oficial. A GCE era um regime de exceção. O comportamento da sociedade e o comportamento do governo, nessa ordem, foram excepcionais. E o Operador mostrou que era um órgão vocacionado para o serviço público, de resposta sempre pronta. A necessidade de comunicação com a sociedade foi um aprendizado para o próprio Operador e para todos. Para definir melhor digo que você tem um conjunto de forças onde cada uma sabe o seu eixo, o seu sentido e porque se comporta daquela maneira. Há, então, uma composição de forças que dá uma resultante. A resultante é o lugar comum de todos, mas não é de nenhum, particularmente. Metaforicamente, o ONS é

uma resultante. Buscamos um equilíbrio entre os interesses dos agentes e o uso comum do SIN para o bem da sociedade. Mas cada gerador quer ganhar o máximo; cada transmissor quer tirar o máximo do sistema com o menor risco para os seus equipamentos. Toda vez que há um problema, a tendência natural é que o responsável seja o sistema. Porque a causa sistêmica é uma responsabilidade difusa. E para um operador, toda vez que há uma responsabilidade difusa, a coisa mais próxima do responsável...

...é o ONS.

É. Se não formos transparentes, se não seguirmos os procedimentos, seremos sempre o principal suspeito.

Que perspectivas o senhor antevê para o ONS e para o sistema elétrico interligado brasileiro?

Primeiro, para o sistema interligado, as lições do racionamento. Nós, ou seja, duas gerações de técnicos, que implementamos o setor elétrico brasileiro buscamos manter nossa auto-estima, nossa respeitabilidade. Tratamos sempre de buscar que o sistema elétrico interligado funcionasse como motor indutor, como uma vela de barco com vento a favor para propiciar a expansão sócio-econômica desse país. A energia elétrica é um serviço essencial, um vetor de desenvolvimento. E uma responsabilidade do Estado. Fomos acostumados, ano após ano, a estar sempre fazendo com que a oferta possibilitasse desenvolvimento. A oferta de energia elétrica criava a demanda e, assim, o emprego e oportunidade de crescimento do programa. Se tivéssemos mais 20 milhões de pessoas com renda, eu não estaria defendendo tão fortemente a globalização. Haveria mercado com escala interna que dependeria menos da globalização. Ninguém hoje é auto-suficiente. Mas no nosso setor, sempre administramos sobras. O Nordeste é um exemplo. Dizia-se que a primeira usina de Paulo Afonso só ficaria superada em 2000. Verificou-se um crescimento impressionante. Hoje eu tenho 10.000 MW no São Francisco e o mercado está sempre querendo mais. O racionamento, então, foi uma marca terrível, porque pela primeira vez não fomos acelerador, mas freio para o desenvolvimento econômico. E são feridas que demoram a sarar. Acredito que todos que estão no setor elétrico brasileiro têm consciência de que não podem falhar de novo. Crescimento social só se faz com crescimento econômico. Crescimento econômico só se faz com geração de emprego e renda, e com energia elétrica. Somos eletro-dependentes. Para mim, o sistema elétrico brasileiro tem um compromisso principal, prioritário, inalienável: crescer, expandir, ofertar energia de maneira que garanta um equilíbrio oferta / demanda e, se puder, ser um meio que induza um crescimento maior pela disponibilidade de energia, sobretudo pelo processo da universalização.

E a energia elétrica é o serviço que mais atinge...

...mais atinge a população, 90 e tantos por cento. E, neste contexto, o ONS não é um fim em si mesmo, mas decorrente desse processo. E esse processo fatalmente será respaldado por energia hidrelétrica. E vamos usar a água como um bem comum. Por isso estou trabalhando com 12 bacias com uma dimensão continental. Existe o fenômeno da complementaridade hidrelétrica. Existe o fenômeno da sazonalidade. É preciso alguém que integre esses recursos, que garanta a integração eletro-energética e, com isso, ganho sinérgico para a sociedade. O que é ganho sinérgico? Confiabilidade, qualidade com preço menor, evitando supermotorização, superinvestimento na instalação. Um sistema menor para atender um mercado maior. Quando se opera tudo como um conjunto. Então, o sucesso do Operador está visceralmente vinculado ao sucesso do país. O país não pode passar sem um órgão que garanta o uso integrado dos recursos infra-estruturais de energia elétrica num sistema que continua sendo hegemonicamente hidrelétrico. E num sistema que vai colocar térmicas a gás e, espero em Deus, elas possam ser gradativamente mais flexíveis. Então sempre haverá um mercado secundário de gás, um mercado secundário de energia que precisa ser otimizado para que se posterguem os investimentos desnecessários e a supermotorização. Com isso temos modicidade tarifária e segurança. Isso olhando o sistema interligado brasileiro, mas se olharmos cinco, dez, 15 anos à frente, temos de olhar dois grandes sistemas, e a diferença entre eles é o rio Amazonas. Teremos de olhar o sistema interligado do Cone Sul e o do Cone Norte. Então teremos uma entidade similar ao ONS no Cone Sul e uma no Norte, agregando Venezuela, Colômbia, Bolívia, Peru e Camisea, administrando lá o Norte, para também fazer a integração.

Camisea é um campo de gás natural do Peru.

Campo a gás do Peru. E incluo as hidrelétricas da Venezuela, que têm um potencial maravilhoso, o próprio potencial da Bolívia dos altiplanos, a Amazônia, o potencial hidrelétrico do Chile é também enorme... Cada vez mais acredito na operação integrada, a integração da infra-estrutura hoje nacional, amanhã sul-americana. As empresas que pensam em voltar a fazer a regionalização terão outro tipo de função, não poderão racionalmente deixar de apoiar a integração. Cada vez mais a topologia eletro-energética do sistema, quer em território nacional, quer se integrando com outras nações, vai exigir um órgão de coordenação operacional muito forte. Entidades como o Operador Nacional vieram para ficar crescentemente fortes, enquanto formos crescentemente hidrelétricos. E temos potencial de sinergia, não só intranacional como internacional, considerando essa divisão Cone Sul, Cone Norte, porque talvez daqui a 50 anos haja a necessidade de atravessarmos o Amazonas, e as integrações se farão por partes.

Tucuruí estaria nesse Cone Norte também? Tucuruí está abaixo, não é?

Tucuruí está no Cone Sul, à margem esquerda do Amazonas.

Vejo esse futuro claramente. Não importa qual seja a organização e a estrutura do Operador. O importante é o objetivo. A dimensão finalista. A efetividade.

Se o sistema, gradativamente, ao longo dos próximos anos, for se tornando menos hidrelétrico, aí...

...quanto mais térmico ele for, menos será vital a coordenação forte. Quando se olha dez anos para frente, ele ainda continua fortemente hidrelétrico.

Mas estávamos imaginando daqui a 20, 30 anos.

Em mais 20 ou 30 anos é possível. Mas nessa hora surgirá outra maneira de integrar. Como fazer o despacho de gás e o despacho de água? Aí vai se tentar ter um mercado secundário de gás. Ora um consumidor vai consumir gás, ora energia. O meu sonho é a otimização no lado da oferta e no lado da demanda, o que resultaria num ganho sinérgico maravilhoso. Já citei o exemplo dos hospitais noruegueses, que usam energia alternativa para a lavagem de roupa. Ora tem suas máquinas movidas a gás, ora a combustível, ora a energia elétrica. Desenvolvemos um trabalho na Cier (Comissão de Integração Elétrica Regional) quando eu era presidente que mostra que podemos ter uma sinergia de mais de 30% de capacidade de redução de obras, de investimento, motorização. Mas fazendo-se cada cone separadamente, Caribe, Comunidade Andina, norte do Brasil, Sudeste, Mercosul, Chile, nota-se que há um potencial de economia de 30%, e você posterga investimentos. Por fuso horário, pela ponta e por complementaridade das bacias. A complementaridade das bacias do Norte com as bacias do Sul é muito forte. Talvez não se possa fazer via Amazônia, mas pode fazer via Andes para o Chile, cortar pela Argentina e vir para cá. Você não precisa atravessar a região amazônica.

Esses estudos de perspectivas de longo prazo são interessantes, não é?

Não só interessantes, são desafiadores, e muito bonitos. Acredito que a integração eletroenergética será cada vez mais forte, sinergicamente falando, para o Brasil, num segundo estágio, com os países, geograficamente falando, que tenham canais, corredores físicos para que essa infra-estrutura seja realizada. O sistema elétrico brasileiro tem um compromisso inalienável com o crescimento. A única coisa que é absolutamente determinística nesse país é evitar que

o mercado entre em crise, porque se o mercado entrar em crise a paz social também estará em risco. Mesmo com racionamento de energia. Porque ele vai se esgarçar sócio e politicamente. O país não suporta não crescer, e para crescer economicamente a energia elétrica tem que estar disponível.

De que forma a maior participação das usinas térmicas poderá repercutir no planejamento da operação energética, considerando que tradicionalmente o planejamento sempre procurou evitar a excessiva complementação termelétrica?

Acho que a complementação térmica é necessária. A palavra excessiva está muito mais ligada a como essa termelétrica será colocada. Se são térmicas não-flexíveis, que têm que ser despachadas, ela pode ser excessiva visto que vai provocar, cada vez mais, perda de otimização. Então equivale a permitir que o combustível seja vertido. Mas se as térmicas forem flexíveis, é uma complementação positiva, necessária. Olhando dez anos à frente no planejamento nota-se que o ideário continua ainda sendo praticamente o mesmo, porque o mercado cresce, mas o peso da hidrelétrica ainda é muito grande. E a nossa vocação hidrelétrica é muito forte.

Pelo próprio potencial.

Pelo próprio potencial que não foi explorado. Claro está que, quando há um bom sistema de transmissão, pode-se negociar e protelar um pouco mais as térmicas, porque se complementa bem. Porque uma coisa é pegar o Sudeste, saber se precisa ou não de uma complementação térmica para não estar sujeito a uma hidrologia negativa pior do que a do ano em curso e ter problema. E ao mesmo tempo não há transmissão suficiente e está vertendo no Sul. E outra coisa é colocar transmissão suficiente... A experiência está mostrando que a quantidade de água que cai no planeta Terra é mais ou menos a mesma. O que acontece são fenômenos, ora chove mais num lugar do que noutro. Agora, faz dois meses que chove continuamente 120, 130% no Sul e dois meses que não chove no Sudeste e no Nordeste. Então, se há usinas suficientes com transmissão, de certa forma, se compensa. O limite existe, porque precisaria ter reservatório de grande capacidade de regularização. Há usinas, mas não reservatórios de regulação suficientes. Os grandes reservatórios realmente devem ser feitos no Sudeste, que é um planalto. A água armazenada vai render mais. As cascatas hidrelétricas teriam maior produtividade. O metro cúbico por segundo de água no baixo Paraná corresponde a uma certa quantidade de energia, mas com o mesmo metro cúbico por segundo aqui no Planalto Central obtém-se produtividade três, quatro vezes maior. A mesma água vai passar por mais usinas e gerar mais.

Aquela gotinha de água vai...

A gotinha de água trabalha muito mais. Então, diria a você que não existe, a meu ver, um volume certo; quanto deve ser térmica, quanto deve ser hidrelétrica, mas com certeza não só os 7% de térmica que temos hoje. Deveria ser 20 ou 30%. É um problema de natureza também econômica, porque está associado com novas formas de avaliar a expansão da transmissão, levando em conta os fenômenos energéticos. Porque isso é feito em cima de valores muito críticos. Se eu trabalhar com a média, para viabilizar certas interligações, elas seriam feitas claramente de imediato e muitas instalações de transmissão foram proteladas porque só se faz por obrigação, por períodos críticos. Acho essa pergunta muito difícil para responder quantitativamente. Mas qualitativamente eu diria: precisamos realmente manter um bom programa de térmica para complementação. Para dar maior confiabilidade à geração distribuída, para melhor equilíbrio do sistema. Mas esse programa será muito melhor se as térmicas tiverem a maior flexibilidade possível. Então permite-se a otimização com a energia secundária, pois se o sistema estiver bem planejado, haverá sempre a energia secundária. A cada 20, 25 anos haverá energia sobrando, energia secundária. E a térmica se firmando.

Em que medida, os investidores poderão vir a criar pressões para que as empresas de energia elétrica privilegiem políticas de operação que promovam o maior retorno financeiro em detrimento da maior confiabilidade operativa?

Isso é um jogo permanente. Não sei que pressões eles vão fazer, só sei que vamos ter uma motivação fortíssima para que não ocorra pressão de nenhum tipo.

Vimos esse problema citado num artigo que...

É verdade. Você tem razão *Oferta de preço*, do grande consultor e extraordinária pessoa que é o Dr. Mário Veiga. Se for aprovado o modelo de oferta de preço, uma certa liberdade na escala para fazer o preço, será uma perda para a sociedade a não ser que se garanta a otimização propiciada pelo despacho centralizado. Porque a tese de que a visão de cada agente, todos os agentes, no final é a melhor solução, isso é tese de mercado perfeito. Não existe mercado perfeito, logo não acredito nisso. A não ser que a oferta de preço seja só na parte comercial e não venha a incidir no despacho físico. Mas há uma certa influência. Então, por exemplo, entendemos que cada agente busca maximizar seu resultado, é natural. E é obrigação do Operador, daquele que opera o despacho, respeitando essa iniciativa, fazer com que ela possa ser implementada sem nenhum prejuízo da operação sinérgica. O primeiro cliente do Operador é a sociedade. Nosso compromisso primeiro, permanente é assegurar o ótimo sistêmico, que definimos antes, com o menor custo, preservando confiabilidade, qualidade, uso múltiplo da água e integridade dos equipamentos.

Isso pode acontecer. Pode ser que eles tentem. Mas não estou preocupado com a tentativa deles e sim com que o Operador tenha meios, instrumentos e sobretudo compromisso ético de sempre priorizar o atendimento do sistema.

Uma coisa que gostaria de ressaltar aqui: a excepcional qualidade do material humano que integra o setor elétrico nacional. De uma maneira geral. Poucos países do mundo têm este potencial de recursos humanos que temos. E foi o Estado que investiu nisso. Há, então, um respeito muito grande quanto ao papel do Estado na formação dessa estrutura que é física, mas sobretudo humana. Por isso acho que o desafio do Operador Nacional hoje, além de sua responsabilidade na legislação e conseqüente regulamentação, é vertebrar e dar continuidade a essa formação de recursos humanos na área que lhe é pertinente, não só os seus próprios recursos mas também articulando, catalisando os recursos dos seus associados.

Dr. Carlos Ribeiro, o senhor trabalhou quase 20 anos na Cesp (Companhia Energética de São Paulo) e, em 1998, assumiu o cargo de diretor de operação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). O senhor poderia comentar a sua experiência, e avaliar em linhas gerais a sua atuação?

Em início de carreira, trabalhei durante cerca de três anos em empresa projetista e montadora de instalações elétricas industriais. Não era exatamente o que eu queria, e então voltei como professor para minha escola de origem por dois anos, e fiz pós-graduação. Com esta bagagem, fui convidado pela Cesp para trabalhar no Centro de Operação do Sistema, em Cabreúva. Naquela época, a Cesp estava em processo de reestruturação interna. Todo o processo operacional estava sendo aprimorado, tendo como ponto de convergência o Centro de Operação. Era um enorme desafio, uma enorme possibilidade de evolução e de aplicação do muito que eu aprendera na universidade. Foi um período extremamente rico. Esse tempo, cerca de 20 anos na Cesp, me proporcionou uma experiência muito boa no setor elétrico.

O senhor estava na Cesp quando houve a inundação das usinas?

Não, eu entrei na Cesp logo em seguida. Aliás, depois daquele acidente no rio Pardo, a Cesp procurou aprimorar seus processos operacionais e sua formulação; incorporou novas tecnologias, buscou padronizar métodos e critérios que, de certo modo, ainda subsistiam como resultado de a Cesp ter-se formado a partir de diversas empresas, e cada uma delas, em princípio, com uma área geográfica determinada, em função da localização das suas usinas: rios Paraná, Pardo, Tietê e Paranapanema. Esse trabalho de homogeneização de processos e de criação de uma verdadeira cultura operativa na equipe (note-se que eu disse 'na equipe' e não 'para a equipe'), num processo de troca de experiência e de conhecimento, foi sem dúvida muito gratificante. Ainda hoje uso essa experiência, pois o Operador Nacional tem em seu quadro técnicos que vieram de diferentes empresas, diferentes escolas, portanto, há que se implantar uma cultura única. Na época em que entrei na Cesp, havia campo inclusive para que eu pudesse aplicar muito do que havia desenvolvido em minha tese de mestrado. Reconheço que essa foi uma oportunidade rara que me permitiu realizar um ciclo completo: concepção – aplicação – avaliação do resultado – correção e ajuste do que podia ser aprimorado. Entretanto, trabalhar na Cesp também significava trabalhar na operação do sistema inter-

ligado, participar da operação coordenada, ter o descortino de que o mundo não acabava nos limites da área geográfica atendida pela Cesp. Ter, enfim, a percepção de que a interligação dos sistemas implicava cooperação e parceria: se tudo desse certo, todos ganhavam; se desse errado, as consequências se estenderiam aos sistemas operados pelas outras empresas. Essa operação interligada coordenada era exercida pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) através de seus subcomitês, grupos de trabalho, comissões, sob o Comitê Executivo. Tive oportunidade de participar praticamente de todos os grupos e subgrupos do Subcomitê de Operação. Os conceitos de operação estavam bastante desenvolvidos, mas ainda havia muito a aprofundar nesse campo. Participei desse grande esforço de evolução da operação, acompanhando o crescimento acelerado do sistema interligado, sua integração crescente, e os grandes desafios de novas interligações de grande porte como a Sul-Sudeste. Exercitamos toda uma gama de possibilidades de operação, e definimos as correspondentes normas e instruções. Foi um período muito importante. Pode-se constatar hoje que o GCOI foi mais do que simplesmente um grupo coordenador, pois constituiu um núcleo de aperfeiçoamento no que diz respeito à operação. Ao tempo em que discutíamos os problemas, estávamos aprimorando nossa formação, e até formando a cultura operativa do próprio setor elétrico. Era um celeiro fantástico. É importante notar que nessa época se consolidava a consciência dos ônus e benefícios da operação sistêmica, da busca pela excelência. Embora ocorressem opiniões divergentes entre as empresas, todo o processo operativo era discutido em detalhes no GCOI, e na quase totalidade dos casos a convergência era alcançada, prevalecendo a solução que trazia maior ganho para o sistema. Criou-se, assim, a cultura do ótimo sistêmico para o atendimento à sociedade: buscar o benefício coletivo, mesmo em detrimento das partes. Além disso, as discussões comerciais eram intensas, e muitas vezes de convergência igualmente difícil. A formação obtida pelo pessoal técnico nesses embates torna hoje mais simples o trabalho do ONS. Esse ótimo também é o seu grande objetivo, sem contudo deixar de incorporar como premissas de suas decisões as questões ambientais no uso múltiplo da água.

Inclusive de segurança elétrica, não é?

Isso mesmo. A segurança do sistema é uma premissa do ótimo sistêmico complementada pela otimização energética. Os limites dos equipamentos e os limites do sistema têm que ser respeitados para que o conjunto das instalações opere harmoniosamente, com padrão de qualidade em tensão, frequência e continuidade. O sistema precisa também ter estabilidade. A própria qualidade da onda, em termos de harmônicos, tem que ser buscada.

Dr. Carlos Ribeiro, qual a sua participação na reestruturação do setor elétrico, e quais os princípios básicos do próprio ONS ?

É importante frisar que o espírito que norteou a operação interligada coordenada tornou muito mais fácil a criação do ONS. Só que hoje existe legislação para conduzir ao que antes era feito por consenso, mas isso é consequência direta e obrigatória da evolução de um processo consensual para um processo competitivo. Permanece o princípio de se buscar o melhor para o conjunto mesmo que restringindo alguns interesses individuais, porque o que se visa é o ganho do consumidor, meta de um serviço público concedido. Em contrapartida a essa definição legal/regulatória dos procedimentos operativos (aliás eles próprios elaborados com intensa participação das empresas de energia elétrica), o Operador Nacional está sujeito à fiscalização não só das empresas representadas pelo seu Conselho de Administração como também da agência reguladora de energia elétrica, a Aneel. Esta organização submete a ação do Operador a uma auditoria constante e uma fiscalização permanente, o que, praticamente, não deixa margem para desvios na operação.

Que diferença o senhor estabeleceria entre o GCOI e o ONS, quanto a essa questão legal?

A lei que criou o GCOI falava em compartilhamento de ônus e benefícios e não especificamente em ótimo sistêmico. Esse compartilhamento de ônus e benefícios não é material. Há aí uma intangibilidade, uma faixa de atuação que não deixa as coisas bem definidas.

Passa a depender de uma negociação, não é ?

Exatamente. Outra coisa que diferencia os dois órgãos é que a criação do ONS passou a ser imprescindível à evolução do ferramental de suporte. Por exemplo: tínhamos simuladores para definição de toda a operação energética. A operação era simulada com diversos cenários, e o melhor procedimento era identificado. Porém, o resultado de uma simulação sempre depende da definição dos cenários, com suas premissas associadas, e depende ainda de quem a realiza. Na época da operação coordenada, isso às vezes levava a questionamentos e dúvidas de alguma empresa que poderia ter obtido, com diferente cenário ou premissa, um ótimo que lhe traria vantagem comparativa naquele momento. Assim, ocorriam situações conflituosas. Embora todas as empresas acompanhassem todo o processo de simulação, persistia a dúvida se o resultado realmente representava o *optimum optimorum*, e ainda ficavam com uma imensa dificuldade de reproduzir os resultados. Então, pela necessidade de se ter um processo transparente, equânime, sobretudo reprodutível, não trabalhamos mais com modelos simuladores, mas com os novos programas otimizadores *Newave* e *Decomp*. O processo continua tendo a participação e o acompanhamento dos técnicos das empresas para assegurar a representatividade dos cenários e a consistência das premissas, mas o programa otimizador apresentará com certeza um resultado reprodutível. Os modelos e os

próprios programas otimizadores passam pela avaliação das empresas, pelo Conselho de Administração do Operador Nacional e, finalmente, são colocados em audiência pública da Aneel. Assim, hoje o ótimo sistêmico é o resultado incontestável de um modelo implantado por sistemas perfeitamente auditados que asseguram maior neutralidade e transparência em todo o processo. Com esta nova instrumentação, o ONS foi equipado para obter esse ótimo. Agora, as empresas têm acesso aos dados representativos dos cenários e podem reproduzir o que o ONS faz, e se sentem seguras de que o resultado é o melhor. Com a criação do ONS, além de mudança conceitual houve mudança de instrumentação.

Não havíamos encontrado dados precisos no seu currículo sobre sua participação no GCOI. Só percebemos agora, no decorrer da entrevista, e, por isso, fizemos as duas perguntas anteriores.

Talvez tenha havido uma simplificação em meu currículo. Mas o desenrolar dos fatos, na época do GCOI, tem ligação também com o Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação (Sinsc), que foi criado quando as empresas constataram que o sistema interligado estava atingindo tal complexidade operativa em função de sua crescente integração que necessitava estender a coordenação para as fases de programação da operação, e operação em tempo real. O projeto Sinsc consolidou os procedimentos operativos vigentes e os estendeu até o tempo real; definiu os requisitos para os sistemas de controle computadorizados dos centros de operação das empresas (como um *upgrade*) e também para o funcionamento do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS). Trabalhei um longo tempo, sob a coordenação do dr. Leo Kameyama, no edifício Vital Brasil, da Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras), na elaboração do documento geral de especificações para o projeto Sinsc. Tínhamos desenvolvido na Cesp o sistema de conexão Conitel-IBM, que possibilitava a disseminação das informações de supervisão do Centro de Operação do Sistema dessa empresa, que ficava em Cabreúva, para as áreas técnicas da corporação. O dr. José Marcondes Brito de Carvalho, coordenador do Comitê Executivo do GCOI, que tinha sido diretor da Cesp e de lá saíra em 1974, em visita à empresa, conheceu essa conexão e nos disse: "Vamos montar um sistema desse, para que as empresas possam transferir as informações dos seus centros para o Centro Nacional". Naquela época, a Eletrobrás estava desenvolvendo o Sistema de Supervisão e Coordenação do GCOI mas passava por algumas dificuldades em sua implantação. O dr. Brito pediu, então, que coordenássemos um trabalho de integração de todos os centros, já visando o Centro Nacional, ainda em construção. Desenvolvemos esse trabalho, e lembro que sua aprovação no Comitê Executivo ocorreu no dia 28 de fevereiro de 1986, dia da expedição do Plano Cruzado. A reunião se realizou em Curitiba, e a cidade estava à meia luz, porque havia racionamento de energia no Sul. O projeto foi aprovado, e seis meses depois estava em operação. A Memória da Eletricidade tem de resgatar isso: o embrião do

Centro Nacional foi montado no 18º andar do edifício Vital Brasil. Havia ali um sistema que recebia os dados e os disponibilizava para os operadores do sistema. O desenvolvimento desse sistema de transmissão de dados envolveu duas parcerias: uma, com o Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (Cepel) que nos enviou o engenheiro Maurício Moszkowicz como coordenador; e a outra, com a Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE), uma fundação da Universidade de São Paulo (USP), cujo trabalho foi coordenado pelo professor Paul Jean. O grupo da USP havia desenvolvido a interligação do sistema Conitel com o computador IBM da Cesp, e o Cepel estava envolvido com o próprio desenvolvimento do projeto Sinsc. Com esses parceiros, conseguimos desenvolver o sistema em seis meses. A esse Centro Nacional chegavam dados de oito empresas: CEEE (Companhia Estadual de Energia Elétrica), Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil), Copel (Companhia Paranaense de Eletricidade), Cesp, Eletropaulo (Eletricidade de São Paulo), Light (Light Serviços de Eletricidade), Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) e Furnas (Furnas Centrais Elétricas). Depois, integramos a Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco). A Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) não chegou a ser integrada. Dessa forma, os operadores começaram a fazer a coordenação da operação pelo GCOI. É importante ressaltar que, enquanto não existia aquele Centro, as coordenações eram feitas por empresas designadas que freqüentemente dispunham de dados incompletos para exercer a coordenação. Uma empresa, dentre aquelas oito, era designada para fazer a monitoração da operação do *Tie-Line Bias*, uma segunda para fazer a monitoração da reserva de potência, uma terceira para fazer a coordenação do controle de tensão em São Paulo, uma quarta para coordenar o controle de tensão na área Rio-Espírito Santo, e assim por diante. Embora fossem coordenações atribuídas pelo GCOI, elas se disseminavam, pela ausência de uma coordenação geral do processo. Entretanto, nessa época já era evidente que a integração do sistema atingira um nível tal que o processo não mais atendia aos requisitos de segurança do sistema. Além disso, quando havia no sistema um problema de frequência persistente, a empresa monitora correspondente era designada para investigar o que estava acontecendo, mas nem sempre conseguia, e, quando o conseguia, era difícil fazer a empresa responsável reverter a situação. A instituição de uma autoridade era, portanto, urgente. A equipe da Diretoria de Operação de Sistemas da Eletrobrás, suporte técnico do GCOI, passou a desempenhar esse papel. Esse embrião foi progressivamente incorporando as coordenações sistêmicas e caracterizando um sistema nacional. Paralelamente a isso, estava sendo desenvolvido o projeto Sinsc. Quando o Centro Nacional ficou pronto, com seu sistema computacional implantado, foram redirecionadas para ele, em Brasília, as comunicações dos centros de operação das empresas. Estabeleceu-se ali, definitivamente, o Centro Nacional de Operação do Sistema. O dr. Álvaro Labuto era o chefe desse centro. O livro que mostra sua implantação está na rua Marechal Floriano, e traz as assinaturas dos envolvidos nesse trabalho. A minha, como coordenador, é a primeira assinatura. Desenvolvemos também o Sistema de Apoio à

Programação da Operação (Sapo) que informatizou a programação da operação, possibilitando que ela fosse feita de maneira mais adequada. Antes, as informações eram passadas por telefone ou fac-símile para a equipe que fazia, com as dificuldades conseqüentes, o fechamento da programação no GCOI. Montamos um sistema informatizado, utilizando a Rede Nacional de Comunicação de Dados por Comutação de Pacotes (Renpac) que a Embratel nos tinha disponibilizado, e, por esse sistema, as empresas informavam sua carga, disponibilidade de geração e todos os dados necessários para que se fizesse a programação automaticamente. No processo de elaboração da programação, as empresas também apresentavam sugestões, que eram compatibilizadas, consolidadas e devolvidas para execução no dia seguinte. Foram grandes os ganhos em racionalidade e agilidade. Portanto, coordenei o desenvolvimento de uma rede de tempo real, outra de operação e outra de programação. O sistema que montamos dava suporte à atividade de coordenação da operação interligada, mais efetivamente do Sul/Sudeste/Centro-Oeste. Tanto no Subcomitê de Operação, como na Secretaria Executiva do GCOI, e antes na Cesp, onde trabalhava no setor de Estudos Elétricos, estive sempre muito próximo de toda a equipe da DOS (Diretoria de Operação de Sistemas) da Eletrobrás que dava suporte às atividades do GCOI. A Eletrobrás tinha também um esquema primoroso de treinamento de pessoal. Tive a oportunidade de colaborar nesse esquema, fazendo palestras nos cursos que ela oferecia na Universidade Federal da Paraíba, Universidade Federal de Santa Catarina, Universidade de Campinas etc. Naquela ocasião, a Eletrobrás criou, com a participação do GCOI e do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), um fantástico plano de treinamento e capacitação do pessoal do setor elétrico. A excelência na formação dessa equipe, cujos efeitos perduram até hoje, deve-se grandemente à Eletrobrás. Depois de tudo isso, veio o processo de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), de cujos movimentos precursores eu participava indiretamente. Antes dele, houve um movimento denominado Revise (Revisão Institucional do Setor Elétrico), numa época em que o setor elétrico passava por grandes dificuldades. As empresas estavam sem capacidade de investimento, até nas empresas federais havia inadimplência. A Cesp, por exemplo, deixava de pagar seu suprimento para poder investir. Mas havia um sentimento generalizado de que o setor elétrico precisava mudar essa situação. Como o processo não foi adiante, o Ministério de Minas e Energia (MME) acabou tomando as rédeas e desenvolveu o processo do RE-SEB. Num primeiro momento, o estado de São Paulo decidiu ficar fora desse trabalho. Quando a Cesp resolveu participar, o MME já estava montando um grupo para participar de um curso, em São Francisco, na Califórnia, com o objetivo de obter informações úteis para o processo. Fui designado para esse grupo, que era coordenado pelo dr. Peter Greiner, Secretário de Energia do MME. Fomos à Califórnia, conhecemos sua experiência sobre o assunto, e depois comecei a participar diretamente do RE-SEB por indicação da Cesp, defendendo naquele fórum as posturas do estado de São Paulo. Como disse, o contexto setorial na época era de muita insatisfação em relação a tudo.

À inadimplência generalizada dos anos 80 e início dos 90, seguiu-se o encontro de contas do setor, promovido pela Lei 8.631/93 e pelo Decreto 774, quando, como sói acontecer, todo mundo se considerou prejudicado. Então, para o RE-SEB convergiram todas essas insatisfações e havia uma idéia fortíssima de que a mudança deveria ser profunda. Um dos sentimentos altamente em voga era de que a intervenção do governo no setor sempre havia sido desastrosa, vide a política do emprego de tarifas para controle da inflação que, praticamente, quebrou as concessionárias. Paralelamente, o contexto externo era de neoliberalismo triunfante, do qual os consultores externos do RE-SEB eram lídimos representantes. Além disso, sem entrar no mérito do que era causa e consequência, havia dois movimentos simultâneos: o desenho do novo modelo do setor e a reestruturação de propriedade, esta com as vertentes venda de ativos e atração de novos investidores, preferencialmente do setor privado, em vista das dificuldades de o setor público bancar as crescentes necessidades de investimento do setor. Como pode ser observado, cabia muita coisa no caldeirão. Como representantes da Cesp, e conseqüentemente seguindo as orientações de estratégia e política definidas pelo estado de São Paulo, trabalhávamos com um modelo que abrisse espaço à participação de investimentos privados através de uma real atração via mecanismos de mercado, visando a garantia do atendimento futuro, uma vez que São Paulo também conduzia um processo muito intenso de privatização de suas empresas. A privatização da Cesp não fora inteiramente concretizada, mas a distribuição e os sistemas de geração do Tietê e Paranapanema foram privatizados. Também a Eletropaulo foi privatizada. De forma sumária, o posicionamento era que São Paulo atuasse, como historicamente sempre atuou, com papel importante não só quanto à administração de ativos mas também na operação sistêmica. Em consequência, trabalhávamos a idéia de uma empresa regional de operação para o Estado; este é um conceito que existe nos Estados Unidos, com as *Regional Transmissions Operators (RTOs)*. Eu e meus companheiros, que representávamos a Cesp, formulávamos questões que divulgavam os enfoques principais de nossa empresa: Esse modelo vai sinalizar para a competição na geração? A transmissão terá um papel importante? Além do mais, havia a possibilidade de compra e venda de energia, o que não estava sendo cogitado em profundidade. Discutia-se com mais profundidade o apoio que a preservação da transmissora regional daria ao operador nacional do sistema elétrico. Defendíamos que um modelo de competição deveria preservar certa flexibilidade para a geração, de tal sorte que os agentes, dentro de margem otimizada, pudessem ofertar as sobras de energia, sinalizando – principalmente para os investidores externos – que haveria competição na geração. Mas enfim, o modelo finalmente desenhado, e que foi apenas parcialmente implantado, não foi esse. Foi um modelo híbrido, a duas velocidades, com tratamento diverso para a hidreletricidade e para a termoeletricidade, com espaço relativamente estreito para a competição, com a criação do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) no que se refere à geração e um *tight pool* para a transmissão.

Tudo isso funcionava como um grande laboratório experimental ?

De fato, era um grande laboratório, mas os representantes da Cesp restringiam sua implementação às condições de contorno e margens próprias já que, se os valores limites fossem atingidos, o processo seria paralisado. Poderia envolver uma subotimização, dentro de uma estreita margem, que daria ao investidor a possibilidade de ganhar um pouco mais. Ele poderia competir, com sua instrumentalização e sua competência, e poderia gerar e operar para conseguir um menor custo. Essa flexibilidade era defendida com base na convicção de que, se isso não existisse, os investidores privados, principalmente estrangeiros, se sentiriam amarrados.

Na época do GCOI havia isso?

Não. A margem do GCOI era fruto de uma definição do ótimo, que era pontual. Mas havia a Eletrobrás que coordenava essas ações.

No GCOI a idéia era buscar caminhos para operar um sistema que estava se formando.

Exato. Era difícil ocorrer competição via operação, porque o fundamento natural do GCOI era equilibrar ônus e benefícios. Mas, mesmo com essa filosofia, acabava ocorrendo, porque o objetivo das empresas era obter mais benefícios do que ônus. Os benefícios, entretanto, não decorriam da forma de operar, e sim, dos ajustes da comercialização. Isso mudou. Deixou-se de tratar ônus e benefícios e passou-se à competição, ainda que limitada. Com o GCOI, havia o dogma da repartição, que no novo modelo foi chaveado para o de competição. Há espaço para isso. O despacho centralizado, baseado em modelos utilizados pelo GCOI, era muito difícil e na contramão do que o estado de São Paulo buscava na época. O objetivo era prover as empresas de certa margem de negociação, para que elas pudessem obter maior retorno. Em meu entendimento, naqueles dias, esse assunto deveria ser discutido, porque certamente iria aflorar no futuro próximo. Mas fui uma voz quase que isolada. As outras empresas não se manifestaram. Eu não entendia, por exemplo, a posição da Cemig, que não deu apoio a esse tipo de mudança, nem tampouco da Copel e da CEEE.

Essa questão foi considerada pelos consultores internacionais?

Quando os consultores internacionais chegaram ao Brasil, tiveram dificuldade para compreender nossa realidade. Era um ambiente completamente diferente do que conheciam, e eles não iriam reinventar a roda. Fizeram, então, uma adaptação no modelo existente para incorporar novos elementos, pensando numa suposta competição, que acabou não existindo na

operação. Dessa forma, entendo que o RE-SEB teve três problemas marcantes. O primeiro foi falta de profundidade na discussão. O problema da geração, por exemplo, foi uma questão descartada. Em relação à transmissão, também foi desconsiderada a proposição dos representantes do estado de São Paulo do sistema regional de transmissão; quando se lê o relatório da comissão, percebe-se claramente o inconformismo das empresas de transmissão por passarem a ser apenas administradoras de ativos. E, como operadoras, a elas só coube a rede de subtransmissão, já que o ONS assumiu toda a operação da rede acima de 230 kV; essa questão das transmissoras ainda está latente. O segundo problema marcante, sempre lembrado por um colega da Cesp, era a questão tributária. O Mercado Atacadista de Energia (MAE) receberia de quem pagasse e pagaria aos credores. Nessas transações, por certo, incidiriam duas vezes o PIS (Programa de Integração Social), a Cofins (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e a CPMF (Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira), ou seja, na entrada e na saída do dinheiro. Uma multirributação. Como se resolveu esse problema? O ONS resolveu a administração dos encargos de transmissão, adotando a solução que advogávamos na época. Afirmávamos que ninguém precisava pagar ao MAE para que, depois, o MAE repassasse esse pagamento. O MAE deveria apenas indicar quem pagaria, quem receberia, e quanto deveria ser pago. Alguns acharam que isso não seria possível, mas é assim que até hoje o ONS administra os encargos de transmissão. Ele informa para cada distribuidora (e, futuramente, geradora) quanto ela deve pagar para cada transmissora, e não há bitributação. Embora tenha sido muito difícil discutir esse assunto no RE-SEB, a questão do PIS e da Cofins foi resolvida, embora a duras penas. Somente a CPMF continua sendo cobrada nas duas transações. Um terceiro assunto muito mal discutido no RE-SEB foi o planejamento da expansão. O órgão responsável por essa atividade nunca foi definido. Extinguiu-se o GCPS e criou-se, dentro do ministério, o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE). Mas este é um órgão ainda incipiente, englobando empresas e governo, e, por isso mesmo, sempre será questionado.

Dr. Carlos, a maior participação das térmicas pôde ser discutida no RE-SEB, ou isso era um assunto fora de agenda?

O RE-SEB partiu da premissa que deveria sinalizar economicamente para a expansão da geração. Sabidamente, desde a época do GCOI, o Brasil deveria ter uma base térmica que desse maior segurança ao sistema ante o risco hidrológico. O próprio estado de São Paulo, do início até meados da década de 80, decidiu construir térmicas: uma em Paulínia e outra em São José dos Campos, usando resíduo asfáltico. Essas usinas seriam de 750 MW cada uma. O resíduo asfáltico já é queimado na natureza, e as usinas poderiam queimá-lo de uma forma mais útil, criando uma base térmica com usinas próximas aos centros de carga. Chegou-se a ter financiamento do Eximbank. Contudo, por questões ambientais, o projeto não se

viabilizou. As usinas não foram aceitas pela população de Paulínia e de São José dos Campos. Mas, de qualquer forma, a necessidade de se implantar usinas térmicas, buscando complementação para o sistema, ainda existe, e precisa ser viabilizada. Já vínhamos convivendo com o fantasma do racionamento desde o final da década de 80, passando praticamente por toda a década de 90. E o racionamento veio a acontecer, de fato, no início do século XXI. De qualquer forma, esse fantasma já sinalizava para a necessidade de se ter uma base térmica mais expandida. Em nossa passagem pela Cesp, chegamos a fazer uma estimativa de que o país necessitava, pelo menos, de 20 a 25% de base térmica para reduzirmos o risco hidrológico a padrões mais razoáveis.

Antes de chegarmos ao ONS, o senhor teria algum detalhe quanto ao que disse anteriormente que gostaria de especificar melhor?

É importante ressaltar que as idéias que expusemos correspondem ao que defendíamos na época, e que estavam dentro de um contexto determinado que tentamos esboçar aqui. Para nós, entretanto, esses assuntos deveriam ainda ser objeto de ampla discussão. A Lei 9.648, que aprovou esse modelo, atribuiu ao ONS a operação centralizada, com centros de controle e supervisão, definição dos procedimentos de rede e tudo mais. Agora, como somos responsáveis pela coordenação da operação, temos que zelar pelo ótimo sistêmico de acordo com a formulação desse modelo. O ONS cumpre seu papel independentemente, mas podemos abordar um ou outro ingrediente das discussões que continuam acontecendo. O importante é que temos um Operador que está voltado, de fato, para o que é melhor para a sociedade. E ainda não falei de algo da maior importância: o ONS foi concebido como entidade privada. Um ONS, privado e independente, não tem amarras; atua tecnicamente com a liberdade que lhe é permitida pelos procedimentos de rede; por isso, possui credibilidade institucional. Está isento para definir centralizadamente o despacho de geração, todos os aspectos da operação da transmissão, para definir toda a análise do sistema que dá suporte à Aneel, e para tomar as decisões de qualquer natureza que lhe digam respeito. Outro aspecto do ONS que desejo acentuar é sua avançada organização em tecnologia, o que possibilita obtermos o ótimo com segurança na operação. Com isso, vemos que o ONS possui um tripé de sustentação. Primeiro, sua equipe *top* de linha, que é capaz de fazer fluir todas as atividades de responsabilidade do Operador. Segundo, os processos que são estabelecidos nos procedimentos de rede, e que ditam como e quando se deve dar o relacionamento com as empresas. E terceiro, os processos internos, cujas atividades fluem sem entraves, alcançando baixa probabilidade de erros. Por tudo isso, estamos em processo de qualificação para a certificação ISO 9000. Há diversos operadores com a certificação ISO 9000 na Europa, Austrália, Nova Zelândia, África do Sul... Na América do Sul, a ISA na Colômbia e a Cammesa na Argentina também o possuem. Mas todas são organizações que possuem conformação diferente do

ONS. A Cammesa, por exemplo, opera ao mesmo tempo o sistema e o mercado; o ONS só opera o sistema, o mercado (MAE) tem sua operação separada. Na Inglaterra, houve desverticalização de fato; aqui, só houve parcialmente. Por último, cabe acentuar no aspecto tecnológico que existe uma enorme velocidade de incorporação de avançado ferramental no ONS.

Quais as circunstâncias que contribuíram para o seu ingresso no ONS como Diretor de Operação?

Quando o Conselho de Administração do ONS se reuniu pela primeira vez, em 28 de agosto de 1998, foi estabelecido o estatuto do ONS e eleita a Diretoria. Essa eleição se caracterizou por candidaturas apresentadas pelos representantes das empresas. As empresas se organizaram e definiram uma chapa única para concorrer à eleição. Fui indicado pelo estado de São Paulo, por intermédio da Cesp, que tinha um significativo número de votos na assembleia geral. Fui eleito diretor e o dr. Mário Santos, presidente. A partir de 2 de setembro daquele ano, começamos efetivamente a estruturar o Operador e a definir a sua organização. Por minha experiência em centros de controle, fui escolhido Diretor de Operação. À Diretoria de Operação se vinculam tanto o Centro Nacional como os Centros Regionais do ONS.

Quais as atribuições da sua diretoria?

Cabe à Diretoria de Operação do ONS a coordenação, supervisão e controle do processo operacional do sistema interligado nacional. Quando recebemos a programação diária, que vem da Diretoria de Planejamento e Programação, preparamos toda a operação para o dia seguinte, e o fazemos em tempo real, através dos centros de operação: o Centro Nacional, os quatro Centros Regionais e os Centros hoje alugados de algumas empresas estaduais. Os nossos Centros Regionais de Operação estão localizados nas seguintes cidades: o Centro Norte fica junto ao Centro Nacional, em Brasília; o Centro Nordeste fica em Recife; o Centro Sudeste, no Rio de Janeiro; e o Centro Sul, em Florianópolis. Adquirimos esses centros das empresas federais. Eles, entretanto, foram concebidos para operar os sistemas das empresas proprietárias e não para executar parcialmente funções sistêmicas passíveis de regionalização. Por exemplo: o centro de Furnas só operava o sistema dessa empresa e, portanto, só recebia dados desse sistema; porém, para operar o sistema da região Sudeste precisa-se contar com os dados de toda a região Sudeste, disponíveis nos centros de Minas Gerais e de São Paulo. Com a contratação dos serviços desses dois últimos centros pelo ONS, completamos a cobertura à região Sudeste. No Sul, tivemos o mesmo problema: recebemos o centro da Eletrosul, que operava o seu sistema. Então, para completar a operação da região Sul, tivemos que contratar os serviços do Centro de Operação da CEEE (Rio Gran-

de do Sul) e da Copel (Paraná). Na região Norte, somos auto-suficientes: o centro da Eletronorte já operava toda a região. Na região Nordeste, a Chesf era praticamente a única geradora e transmissora, de modo que seu centro tinha cobertura regional e também não precisamos contratar mais centros. Essa é, portanto, a rede do ONS. Nossa missão é operar esse sistema de forma ótima do ponto de vista energético, com segurança elétrica 24 horas por dia. Devemos atentar tanto para os aspectos hidrológicos quanto para o controle energético nos reservatórios; devemos buscar a otimização do sistema, a melhor distribuição da geração entre bacias e usinas hidrelétricas, assim como a complementação térmica por razões energéticas e elétricas, com todos esses ingredientes, em tempo real; e devemos operar a transmissão com toda a segurança. Temos ainda de analisar tudo o que acontece no dia-a-dia para realimentar o processo de programação realizado pelo ONS no Rio de Janeiro e pelas equipes dos Centros. Ao final, temos de dar suporte a toda necessidade de informações da Aneel, desde a contabilização do MAE, a contabilização dos encargos da transmissão, especialmente em relação à parcela variável. Temos que municiar o MME com informação de caráter estratégico para a gestão do setor. Para isso, temos, em todos os Centros, áreas de análise e de alimentação da nossa base de dados, que serve ao próprio ONS, a todos os agentes, ao MAE, à Aneel e ao MME. A Aneel tem acesso direto a nossa base de dados técnicos, podendo checar e auditar internamente tudo o que acontece no ONS, pelo histórico da operação e pela coleta das informações referentes a nossa atuação.

Dr. Carlos Ribeiro, os Centros Regionais, que vieram de empresas federais, são de propriedade do ONS? O que Furnas teve de fazer para operar um sistema específico?

Todos pertencem ao ONS. Até mesmo os centros da Cemig e da Cesp, no exercício de suas funções sistêmicas atuam por delegação, via contrato de prestação de serviços ao ONS. Furnas desenvolveu novos centros, com o objetivo de orientar a operação local de suas instalações e servir como concentradores de informações. Porém o ONS, em tempo real, fala direto com os Centros Regionais de Furnas, entendidos como centros locais que fazem a interface com as diversas instalações. Na realidade, o ONS tem por atribuição a operação sistêmica, enquanto as empresas operam as suas instalações, cuidando da integridade de seus equipamentos e os mantendo. No que tange à operação sistêmica, que depende da visão do todo, o ONS, através dos seus Centros, define as ações operativas quanto à geração e à transmissão, as quais são executadas nas instalações pelas equipes das empresas proprietárias. As empresas fazem as manobras locais: abrem e fecham disjuntores, comandam os *taps* dos transformadores, operam as unidades geradoras e subestações das usinas etc., além de operarem a transmissão que não faz parte da rede básica e as usinas que não são definidas como de operação centralizada. Essa ação operativa leva a uma intensa interação entre o pessoal de operação do Operador Nacional e das empresas. O ONS define a opera-

ção a ser feita, e a empresa a executa. Para isso, há uma intensa troca de informações em todas as fases da operação, mas especialmente no tempo real, que estamos tratando aqui. Então, voltando o foco para a pergunta. Furnas tinha não só seu despacho central (centro de operação) em Botafogo, no Rio de Janeiro, mas também os seus despachos regionais. O ONS conta com comunicação direta com os centros regionais de Furnas, mas Furnas criou centros de operação da transmissão e da geração, de modo a ter, internamente, as informações de tudo que a empresa está fornecendo para o restante do sistema. Funcionam como centros de informação, ou seja, não se configuram como órgãos de decisão no que se refere à operação sistêmica. Por razões históricas, sendo Furnas empresa de âmbito regional, quase todo o seu sistema de transmissão faz parte da rede básica. Já no caso de São Paulo, seu centro de operação da Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), contratado pelo ONS, trabalha com o sistema 230/345/440 kV, e tem uma extensa malha de 138 kV que ele próprio opera. O centro de São Paulo possui função decisória em relação às instalações que lhe pertencem, mas não fazem parte da rede básica. É o mesmo caso da Cemig, Copel e CEEE.

Em março de 1999, o ONS estava assumindo sua função e, no dia 11, enfrentou o blecaute nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Quais as causas desse blecaute, quais as lições tiradas desse episódio, e quais as providências recomendadas e postas em prática pelo ONS?

O blecaute de 11 de março de 1999 teve origem na subestação de Bauru, uma subestação de 440 kV no estado de São Paulo, que é um ponto de convergência de muitas linhas de transmissão que a conectam a grandes usinas. Bauru recebe linhas provenientes de Ilha Solteira, de Jupia e de Capivara. Essas linhas têm forte interligação com as estações terminais da Cesp. Bauru é uma subestação que sempre nos preocupou, tendo sido motivo de trabalhos que demandam providências para evitar os distúrbios no sistema de 440 kV. Mesmo com todas as providências possíveis tomadas, face à contingência múltipla enfrentada naquela ocorrência, não foi possível evitar os problemas decorrentes daquela perturbação. No total, foram dez linhas de transmissão que se desligaram simultaneamente, além de um transformador de 440/138 kV, que também estava interligando Bauru com as usinas de Barra Bonita, Bariri e Ibitinga. O desligamento dessa subestação originou um efeito cascata. Desligou as usinas do sistema de 440 kV e, por oscilação, desligou também o sistema de Itaipu. Deu-se o colapso no sistema. Houve muita celeuma quanto às causas desse colapso. O único indicativo concreto que tivemos foi o de uma descarga atmosférica. Naquele dia, não estávamos fazendo manobra alguma no sistema. Já eram mais de dez horas da noite. Ninguém estava trabalhando na subestação. Naquela região costumam ocorrer descargas atmosféricas. O nosso sistema está dimensionado para suportar qualquer tipo de contingência simples sem provo-

car colapso. Mas, por razões econômicas, para suportar contingências múltiplas nenhum sistema está dimensionado. A operação da subestação em vários segmentos de barramentos está entre as principais medidas tomadas após o blecaute. Dessa maneira, se houver um curto-circuito em um barramento, não será desligada a subestação inteira como aconteceu naquela ocorrência. Em janeiro deste ano, aconteceu outro problema, cuja natureza foi diferente mas que teve consequências muito parecidas com as daquele episódio. Tivemos, simultaneamente, três linhas desligadas, o que fez com que o sistema entrasse em um processo oscilatório que novamente levou à saída das mesmas usinas: Ilha Solteira, Jupia, Capivara, e depois Itaipu 60 Hz, e Itaipu 50 Hz. O desenrolar dos fatos e o foco do problema foram muito próximos daquele de 1999. Muitos ensinamentos foram tirados desses dois acidentes. Passamos a trabalhar intensamente em ações para melhorar a performance das subestações e instalações definidas como críticas. São consideradas críticas aquelas que precisam de tratamento especial, como arranjo ou troca de barramento, proteção modernizada, equipamentos auxiliares. Todas essas medidas estão sendo tomadas. Restou disso tudo a consciência da existência de fragilidades na integração dos sistemas de transmissão. A consciência de que nossos sistemas interligados não foram projetados com amarração tão forte quanto necessária no presente. O desacoplamento da transmissão no Brasil é histórico. Primeiro, se projetou um sistema de 345 kV para interligar as usinas do rio Grande entre si e com os grandes centros de carga na época – São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais – e, em seguida, integrando-se com as usinas do rio Paranaíba. Mas para escoar a energia das usinas construídas, na mesma época, no rio Paraná – Ilha Solteira e Jupia e as do Paranapanema – desenvolveu-se um sistema de transmissão em 440 kV para levar sua energia até São Paulo. Em seguida, veio o desenvolvimento do sistema de transmissão de Itaipu com o elo de corrente contínua de mais ou menos 600 kV e o sistema de corrente alternada em 750 kV, que também tem ligação com a região Sul, onde se desenvolveu um sistema de 500 kV. Mais tarde, desenvolveu-se outro sistema de 500 kV no restante do Sudeste, para reforçar as interligações das usinas do rio Grande e do rio Paranaíba, bem como de integração de Itaipu e das nucleares na Região.

Houve um momento em que se tomou a decisão de o sistema se expandir basicamente em 500 kV.

Mas, nessa época, o sistema de 440 kV já existia. Então a amarração do sistema de 440 kV de São Paulo ficou muito fraca em relação ao sistema de 500 kV do restante do Sudeste, e do sistema de 500 kV do Sul. Temos duas amarrações entre os sistemas de 500 kV e de 440 kV: uma em Taubaté, outra em Água Vermelha. O resto do sistema não tem conexão nenhuma. Esse desacoplamento torna a integração muito frágil. Entretanto, os estudos do ONS orientam para a necessidade de se fazer interligação entre esses sistemas. A Aneel estará em

breve fazendo licitação de uma linha de 500 kV, que vai de Londrina até Assis e Araraquara, interligando, em Assis, o sistema de 500 kV com o de 440 kV. Essa linha vai propiciar uma amarração mais forte entre o sistema de 500 kV do Sul e do Sudeste com o sistema de 440 kV. Se ela já existisse em 1999, o sistema teria ficado mais estável e, em 2002, o blackout teria sido evitado.

Dr. Carlos Ribeiro, qual a importância da Norte-Sul para a utilização dos recursos eletroenergéticos dos sistemas?

Todas essas interligações têm muita importância, e isso fica especialmente evidente em épocas de escassez. O Sul não entrou em racionamento porque sua energia excedente não podia ser transmitida integralmente para o Sudeste. Se essa transferência fosse possível, a diminuição do consumo no Sul poderia ser maior, e a energia correspondente seria transferida para o Sudeste, assim como aconteceu com o Norte para o Nordeste. A rigor, o Norte só entrou no racionamento porque, diminuindo o seu consumo, viabilizou a exportação do excedente para o Nordeste. Isso é a operação integrada, em que a energia disponível é de todos, não importando onde seja produzida. Além disso, com essas linhas, os sistemas interligados ficam mais estáveis. A entrada em operação da Norte-Sul trouxe um ganho enorme para o país, já que aumentou a possibilidade de exploração de recurso energético que não era utilizado em sua plenitude. Para vocês terem uma idéia: Tucuruí é uma usina que verte a maior parte do ano. Mesmo com a segunda casa de força, que entra em operação agora no final do ano, a usina vai continuar vertendo no primeiro semestre, porque as vazões no rio Tocantins são muito altas. Como a transmissão para o Nordeste é limitada, assim como seu mercado, a linha Norte-Sul possibilitará a utilização do excedente da energia de Tucuruí também no Sudeste/Centro-Oeste. Essa linha agregou ao sistema cerca de 700 MW médios de energia assegurada pela possibilidade de geração adicional da usina de Tucuruí. Como os ciclos hidrológicos do Sul, Sudeste e Norte são diferentes, essa complementaridade é extremamente importante e é explorada na otimização energética do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Norte-Sul está sendo expandida com a construção de um segundo circuito de 1.000 MW. Com sua instalação, a capacidade da interligação atingirá 2.000 MW. A Norte-Sul entrou em funcionamento em março de 99 e já se pagou, e o mesmo ocorrerá com o segundo circuito, principalmente se considerarmos o aumento de capacidade que a segunda casa de força de Tucuruí vai trazer. A Norte-Sul foi fundamental para aumentar a transferência de energia para o Nordeste e, naturalmente, também podemos contar hoje com essa linha como possibilidade de escoamento de energia do Sudeste para o Nordeste e o Norte. No momento, estamos abaixando o reservatório de Tucuruí, por necessidade de retirada da ensecadeira da obra da segunda casa de força. Com a redução de potência decorrente da perda de queda devido aos níveis reduzidos que deverão ser atingidos pelo reservatório, Tucuruí já não será sufici-

ente para abastecer toda a carga da região Norte. Então, faremos a complementação com a energia que vem do Sudeste e com energia da usina de Lajeado, que faz parte desse sistema, cujo excedente estamos transferindo para o Nordeste. Essa linha é tão importante que, ontem, o Sudeste exportou para a região Norte-Nordeste 1.143 MW médios, dos quais 301 MW médios para complementar o atendimento do Norte, e 842 MW médios para o Nordeste. Além de interligar o sistema, e possibilitar essa transferência de energia, a instalação da Norte-Sul tornou o sistema Norte-Nordeste mais estável. A linha de transmissão se comporta como se fosse uma usina virtual.

Quase todo o sistema interligado nacional, de junho a fevereiro, sofreu racionamento de energia. Como foi o envolvimento do ONS na decisão desse racionamento ?

Depois do blecaute de 11 de março de 1999, passamos a ter um relacionamento intenso com o Ministério de Minas e Energia, que passou a exigir a presença quinzenal do ONS numa série de reuniões. Foi definido um Comitê Permanente de Gerenciamento da Situação Energética (CPG), um Comitê de Acompanhamento dos Empreendimentos Termelétricos (Caet) e um Comitê de Acompanhamento dos Empreendimentos Hidrelétricos (Caehidro). Durante todo esse tempo, estivemos municiando o Ministério de Minas e Energia com todas as informações possíveis sobre o sistema. Apesar do blecaute e das ações tomadas em função dele, a operação não apresentava dificuldades, durante 1999, quanto à situação energética. O seu foco, quase obsessivo, era com a segurança do sistema. Mas, no final desse mesmo ano, começaram as preocupações, porque ficamos com os reservatórios em níveis muito baixos. Os comitês foram então criados e acompanharam não só a operação energética, mas também os empreendimentos de geração termelétrica e hidrelétrica. Também foi criado o Programa Prioritário de Termelétricas (PPT), que solucionaria uma eventual situação que não pudesse ser atendida através da hidreletricidade. Um dos fatores determinantes para a criação do PPT foi o posicionamento do ONS que sempre defendeu a necessidade de se incorporar a termelétricidade ao sistema. Houve uma enorme expectativa quanto ao PPT, porque ele era tido como programa infalível que instalaria novas usinas. O fato é que terminamos o ano de 1999 com os reservatórios em baixa tanto no Sudeste como no Nordeste. Mas em 1º de janeiro do ano 2000, tivemos chuvas de grande intensidade na bacia do rio Grande, em todo o Sul de Minas, em cidades cortadas por rios que são contribuintes do rio Grande, e até em Furnas, no alto Grande. Essa cheia, praticamente, reverteu toda a situação, e chegamos ao final do período úmido, já no ano de 2000, com o armazenamento do Sudeste em torno de 60%. Como também choveu muito na cabeceira do rio São Francisco, com reflexo positivo em Três Marias e Sobradinho, o armazenamento do Nordeste ficou em torno de 70%. A situação energética, no início de 2000, voltou a ser tranqüila. Aliás, 2000 foi um ano de situação calma, tanto na

parte elétrica quanto na energética. Foi então que sofremos o drible do tempo. Por que chamo de drible? Em 1999, trabalhava-se intensamente uma série de providências para aumentar a capacidade térmica próxima aos centros de carga. No final, começou-se a pensar em um possível racionamento, e estratégias foram traçadas para seu gerenciamento via Ministério de Minas e Energia. Foi então criado um grupo de trabalho com esse propósito, ou seja, foi lançado o Programa Prioritário de Termelétricas, pelo ministério. Em maio de 2000, baixou-se a guarda. Esse grupo, em cujo programa se apostava tanto, foi desfeito. E ainda havia, naquela época – deve-se registrar – um certo cerceamento às informações. Eu mesmo cheguei a fazer algumas palestras em que acabava falando em risco de racionamento, o que gerava várias contestações pelo próprio Ministério de Minas e Energia. Quando falávamos em risco, a resposta era sempre a mesma: “Não, não fale em problemas, fale em soluções”. E a solução era o PPT.

Como era composto esse grupo ?

Basicamente pelo Ministério de Minas e Energia, pela Aneel, pelo ONS, e talvez dele participasse também o pessoal do CCPE e da Eletrobrás.

A Petrobras não participava ?

Em questões de racionamento, a Petrobras não participava; ela integrava o Comitê Permanente de Gerenciamento da Situação Energética. Após aquele período de recuperação dos reservatórios, em 2000, deixou de haver política especial de gestão do armazenamento, retomando-se as metodologias e critérios normais. E, embora a necessidade de obras continuasse patente, os cronogramas foram atrasando. Então, tivemos a seca de 2001. Vejam bem: no caso do Sudeste, bastava não ter havido atraso nas obras de Angra, e o racionamento teria sido evitado, ou muito mitigado. Teríamos mais 12% no armazenamento do Sudeste. Se as linhas do terceiro circuito de 750 kV da transmissão de Itaipu e, em consequência, da interligação Sul-Sudeste tivessem sido concluídas na data certa, teríamos um armazenamento maior ainda no Sudeste. Somente no Nordeste não havia tantas obras que evitassem o racionamento. Ali, na estação seca em 2001, a energia natural afluyente de 52% da Média de Longo Termo (MLT) foi a pior aflluência registrada até então, ficando significativamente abaixo dos 63% da MLT. A situação foi realmente catastrófica. Nos primeiros meses de 2001, os índices chegaram a ser piores ainda: 43-45% da MLT. E a perspectiva de expansão da geração era muito baixa em curto prazo. Nos planos do PPT, constava a construção de térmicas entre 18 e 24 meses, no máximo. Só que o PPT não deslanchou na velocidade pretendida. O ano de 2001 chegou, e não havia nada em operação como fruto do PPT no Nordeste.

Mas, afinal, como se processou a decisão de racionamento no ONS?

Temos de considerar este drible da natureza que sofremos. Terminamos 2000 em situação muito melhor do que tínhamos terminado 1999. No Sudeste, o armazenamento, era da ordem de 27%, contra 18% do ano anterior, e no Nordeste de 37% contra 27% no ano anterior. Tudo parecia bem. Seria necessário apenas que tivéssemos aflúências no período chuvoso da ordem de 75% da média histórica, tanto no Sudeste como no Nordeste, para atingirmos níveis suficientes a uma operação tranqüila ao longo de 2001. Veja bem: 75% da média histórica não é nada absurdo, é uma aflúência com alta probabilidade de ocorrência. Ficamos preocupados quando são necessárias aflúências acima de 100%, mas, quando precisamos de 25% abaixo da média histórica, supostamente não há grandes problemas. Só que janeiro de 2001 foi um mês apenas sofrível nas duas regiões, e fevereiro começou com aflúências mais baixas que janeiro. Nessa altura, nós do ONS, começamos a preparar toda a documentação, que era atualizada semanalmente, para ser apresentada ao Ministério de Minas e Energia. Já fazíamos estimativas do que precisaria acontecer daquela época até o final do período chuvoso em abril, para que os reservatórios atingissem seus valores de segurança. Passamos a trabalhar com uma metodologia determinística, que já vinha do ano anterior, com a qual se estabelecia uma curva de segurança, construída de trás para frente. Partia-se de um armazenamento mínimo em 30 de novembro (5% no Nordeste e 10% no Sudeste) ao final do período seco, com uma hipótese de aflúência escolhida para este período seco, normalmente bastante conservadora, e calculava-se o nível mínimo de armazenamento em 30 de abril, fim do período úmido, para atendimento pleno da carga. Com este valor meta, calculávamos a aflúência, em percentual de MLT, que seria necessária para que os reservatórios atingissem essa situação de segurança. Essa metodologia já sinalizava o seguinte: em meados de fevereiro, tendo ocorrido aflúências desfavoráveis em janeiro tanto no Sudeste como no Nordeste, teríamos necessidade de aflúências, em março e abril, de cerca de 100% no Sudeste e no Centro-Oeste, e de 72 % no Nordeste, para que fossem atingidos os citados níveis de segurança ao final de abril, valores esses significativamente superiores aos que estavam sendo verificados e com baixíssima probabilidade de ocorrerem. E realmente a natureza nos deu aflúências muito mais baixas. No final de fevereiro, vimos que os recursos da operação estavam esgotados. Houve, então, conforme acontecia semanalmente, uma reunião do ONS com o Ministério de Minas e Energia, na qual apresentamos toda essa situação. Portanto, o Ministério de Minas e Energia estava sendo informado semanalmente da situação. Sabia até da aflúência que seria necessária daquele dia até o final do período úmido, para que se atingissem os níveis de segurança. Já havíamos declarado que esses valores seriam muito difíceis de ser alcançados porque a história não apontava nenhuma situação em que, a um janeiro e um fevereiro ruins, pudessem se seguir um março e abril excepcionais. Nas atas das reuniões do CPG, isso aparece registrado. Já se sinalizava a necessidade de uma ação. Houve,

em função disso, uma reunião, no mês de fevereiro, que concluiu pela necessidade do racionamento. Fizemos uma reunião com a Aneel, em 12 de março, e nela também acentuamos para sua diretoria a urgência de redução do consumo. Ainda acrescentávamos o seguinte cálculo: se tomássemos providências a partir de abril, a redução seria de determinado valor (10 a 12%); se tomássemos providências em maio, seria maior (15 a 17%); e em junho, maior ainda (20%). Foi estabelecido então pela Aneel o programa que foi chamado Recao (REC de redução do consumo e AO de aumento de oferta). A redução do consumo deveria ser obtida pela conscientização da sociedade, com campanha de publicidade etc. Esperava-se com isso alcançar uma redução de 3 a 5%. No final de março, foram chamados representantes das empresas de geração para uma reunião com a Aneel, com o objetivo de identificar possibilidades de aumento de produção, como já se vislumbrava possível para as usinas de Henry Borden e Ilha Solteira em São Paulo. Começou-se a desenhar também uma campanha de conscientização da população. Havia, no entanto, uma série de entraves para a aplicação dessas medidas, e, para nós, o doente estava em situação muito grave, homeopatia não resolveria. Assim sendo, a despeito do Recao, a situação energética foi se agravando. O ONS insistiu na necessidade de uma definição mais pragmática para a questão. Foi partidário de uma reunião com o próprio presidente da república, e foi o que acabou acontecendo. Com o agravamento da situação e com a constatação que continuar com o Recao não resolveria o problema, o presidente tomou a decisão de decretar o racionamento. Criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), órgão configurado como um Conselho Ministerial, com representação dos Ministérios de Minas e Energia, da área econômica, meio ambiente etc., enfim todos aqueles diretamente envolvidos na implantação do racionamento. A GCE seria coordenada pelo ministro chefe da Casa Civil, Pedro Parente, e tinha plenos poderes para fazer o que fosse necessário. No início dos trabalhos da Câmara de Gestão da Crise, sentimos que o ONS era considerado como réu potencial. Mas, coube ao ONS apresentar suas análises, cálculos e previsões anteriores que foram exaustivamente levadas ao Ministério de Minas e Energia, assim como a diversas entidades da sociedade civil organizada, em seminários e congressos, e à própria imprensa. Não é demais enfatizar que o ministério vinha recebendo as informações com detalhes, semanalmente, desde 1999. Isso acontecia no CPG, no Caet e no Caehidro. Não houve qualquer falha do ONS. Fizemos o que era preciso ser feito. Dada a situação, na época de dependência da natureza, chegamos a consultar por escrito, no final de 2000, os institutos de pesquisa meteorológica – o Inpe (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) e o CPTEC (Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos) – a respeito da previsão climática para o período chuvoso. As informações que obtivemos é que teríamos um período chuvoso dentro da normalidade, tanto no Sudeste como no Nordeste. No entanto, tivemos uma anormalidade climática extraordinária, que acabou conduzindo à necessidade do racionamento.

Mas, quando se tomou a decisão de fazer de fato o racionamento, o ONS teve um envolvimento crescente na questão, não é?

Como já referido, o ONS entrou nesse processo como potencial réu, mas ao longo do processo chegou a ser um dos atores principais, porque foi ele que deu todo o suporte técnico à Câmara de Gestão da Crise, acompanhando e instrumentalizando todo o processo de racionamento, do ponto de vista da operação do SIN. Foi o ONS que demonstrou a importância de a região Norte participar adicionalmente do racionamento e, para isso, foi necessário um trabalho de convencimento dos governadores dos estados da região Norte sobre essa necessidade da redução de sua carga para suprirem o sistema e, particularmente, a região Nordeste. Isso se deu em uma reunião histórica no Palácio do Planalto, com o presidente da República, os governadores, e o presidente do ONS que desempenhou papel fundamental. O Operador definiu não só as diretrizes que deveriam ser seguidas para a entrada do Norte no racionamento, como também para a sua saída que se deu no finalzinho de 2001. E, definiu, posteriormente, já no início de fevereiro de 2002, a saída do Sudeste e do Nordeste. Prestamos depoimentos à Câmara dos Deputados e ao Senado Federal. Eu próprio prestei depoimento ao Ministério Público Federal, em Brasília. Mostramos todo o trabalho que foi feito, desde o início. Acredito que ficou comprovado que o que era da nossa responsabilidade foi conduzido no tempo certo. Tanto assim, que o presidente do ONS acabou sendo agraciado com a comenda da Ordem do Rio Branco. Tornou-se comendador, em reconhecimento pelo suporte que deu à Câmara de Gestão da Crise.

Dr. Carlos, agora para encerrarmos nossa conversa, diga-nos quais as perspectivas que o senhor antevê para o sistema interligado brasileiro?

Acredito que, dentro desse novo modelo, temos alguns méritos que não podem ser perdidos. O ONS é um desses méritos. O modelo atual do setor elétrico exige um operador com as características que o ONS tem. Um operador sem qualquer outro interesse que não seja o interesse exclusivo da própria sociedade. O que caracteriza o ONS é a busca do ótimo sistêmico, com o que coopera a flexibilidade típica de uma organização privada. E, não devemos chamar o ONS de empresa, porque empresa tem fim lucrativo, e o ONS não tem.

O Centro da Memória também tem esse perfil.

Exato. O Centro da Memória tem desempenhado um excelente papel. É também um organismo independente e eficiente. No caso do ONS, talvez o que possa mudar com o novo governo é a sua razão social. Poderia passar de privado para estatal, embora venha a perder flexibilidade e por certo também isenção e agilidade. No entanto o importante é que o ONS se

firmou e, com esse novo modelo, alguns problemas cruciais, a exemplo da expansão da transmissão, foram resolvidos. Na fase anterior, após a expedição da Lei 8.631, que estabeleceu o fim da remuneração garantida, deixou de haver incentivo para investimento em transmissão. Uma linha que entrasse em funcionamento, gerava remuneração negativa, porque aumentava o ativo e os custos, na mesma proporção, sem aumentar a receita da empresa proprietária. Desse modo, somente empresas estatais federais investiam em transmissão. Com o novo modelo, o ONS juntamente com a CCPE, indicam à Aneel as necessidades de ampliação e reforços. A partir dessa indicação, a Aneel via de regra licita as correspondentes instalações (linhas, subestações etc). As licitações têm sido muito bem sucedidas. Estamos conseguindo tirar o atraso que tínhamos, e, com mais dois ou três anos, teremos um sistema de transmissão efetivamente integrado. Todas as novas linhas que estão sendo implantadas na rede básica, de 230 kV e acima, estão ou serão logo concluídas. São obras de extrema relevância, como Campos Novos-Blumenau, no leste de Santa Catarina; a linha que vai de Bateias (próximo a Curitiba) a Ibiúna (na Grande São Paulo), constituindo-se em reforço da interligação Sul-Sudeste; o segundo circuito da interligação Norte-Sul; a interligação Sudeste-Nordeste; o segundo circuito da linha Tucuruí-Vila do Conde, de atendimento a Belém. Espera-se para breve a licitação da linha em 500 kV de Londrina a Araraquara, passando por Assis, fundamental para reforçar a integração entre os sistemas de 440 e 500 kV. Essas linhas, na maioria dos casos, são importantes elos de grandes anéis de interligação entre as regiões. Esses anéis aumentam a segurança, a estabilidade do sistema e a capacidade de transferência de energia de uma região para outra. Somente o sistema abaixo de 230 kV, que não está sob responsabilidade do ONS, e não faz parte da rede básica, precisa de uma solução. É um sistema que ficou sem um responsável direto, e nem mesmo possui uma regulamentação. As empresas responsáveis por ele negociam com interesses de transmissoras e de distribuidoras, quase sempre diversificados e descasados. Falta esse *link* regulatório entre a rede sobre a qual o ONS se responsabiliza com a rede de transmissão abaixo de 230 kV. Mas isso não será tão complicado de resolver. Grave é o problema da expansão da geração, que só poderá ser resolvido de médio para longo prazo. É preciso discutir como vai evoluir o sistema, inclusive sob o aspecto das fontes primárias. Essa era uma atribuição do GCPS, que trabalhava muito bem seus planos decenais. Mas o GCPS não existe mais, e se faz necessário que a função volte a ser exercida. Paralelamente a esse problema do planejamento da expansão da geração, é necessário considerar também as questões que inviabilizam a expansão da termelétrica. No lado da hidreletricidade, a Aneel tem feito licitações de novos empreendimentos, e elas têm tido bom resultado. Só que as usinas atualmente em carteira não são de grande porte. Há exceções como a de Belo Monte. Construir ou não construir Belo Monte, por exemplo, constitui uma importante questão. Os grandes empreendimentos de geração estão tendendo para a Amazônia, mas são empreendimentos cuja viabilização esbarra sempre na questão ambiental. É um absurdo que a Eletronorte seja desautorizada quanto

ao estudo do impacto ambiental de uma usina como Belo Monte, mas esta é a realidade. Então, é preciso que o planejamento seja mesmo de longo prazo, definindo a matriz energética, definindo as opções que temos, e viabilizando-as no prazo correto. A base térmica é necessária e precisa ser viabilizada também. Os empecilhos têm de ser equacionados: o problema do gás, dos contratos de fornecimento e suprimento de energia, e o problema do financiamento para os investidores. Enfim, essa história que o país todo conhece, mas que precisa ter um final feliz. E, para esse final, as esperanças também envolvem o Conselho Nacional de Política Econômica (CNPE).

Tudo isso acaba incluindo o PPT.

Exatamente. Entendo que nem todo problema deve ser levado ao CNPE, o órgão máximo definido pela legislação para fazer a coordenação do desenvolvimento energético do país. A ele, somente deveriam caber as grandes decisões com repercussão de mais longo prazo. Não se deve esperar que um conselho de ministros delibere sobre questões do dia-a-dia. Ele existe para definir as diretrizes gerais e os rumos energéticos para o país. Entretanto, o problema da expansão da geração no sistema brasileiro é um deles, pois é hoje o grande entrave para que possamos olhar para frente e ver um setor elétrico com perenes condições de atendimento. Há algumas outras questões menores a serem também resolvidas, e uma delas é o MAE, cuja existência em minha opinião particular não é crucial. Não causa impacto no futuro do setor elétrico, se o MAE existir ou não existir. O necessário é garantir a confiança dos investidores. Garantir que, dentro de determinadas regras claras e estáveis, eles terão a remuneração correspondente ao seu trabalho. O MAE chegou a uma situação crítica. Há liquidações que precisavam ser feitas desde 1999, e não se realizaram. Há um passivo enorme para ser acertado e, por não ser acertado, vem gerando desconfiança. A sinalização para o investidor entrar com seus recursos no país fica comprometida. É fundamental resolver a questão da credibilidade. No entanto é auspicioso observar que o setor elétrico foi alçado à sua digna posição. Ele tem sido, e por certo vai continuar sendo, foco de atenção do governo. Reforça essa condição o fato de sermos hoje muito mais transparentes, o que é pré-condição para que eventuais problemas aflorem naturalmente e possam ser entendidos com muito mais clareza. Hoje, por exemplo, estamos tranquilos em relação ao Nordeste. Você lembram que essa região terminou 2000 com 37% de armazenamento, e sofreu racionamento em 2001. Hoje o Nordeste está com 21,47% nos reservatórios, deve terminar o período seco com menos de 20%, e continuamos tranquilos. Por quê? Por uma questão de bom senso. Hoje, temos uma capacidade de transmissão que vai aumentar entre o Sudeste e o Norte-Nordeste. A segunda casa de força de Tucuruí vai entrar em funcionamento. Mas esses aumentos por si só não seriam suficientes. Há outro diferencial. Temos hoje praticamente 1.800 MW a mais, que foram instalados no Nordeste, como resultado da energia emergencial de

usinas concebidas como seguro operativo. A Companhia Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) instalou, principalmente no Nordeste, usinas térmicas, a maior parte das quais a óleo diesel para formação desse seguro. Com isso, a região tem uma previsão de algo em torno de 2.000 MW de origem térmica. Desses 2.000 MW, temos concretizados praticamente 1.800 MW, que, em caso de necessidade, serão despachados. Como saber se esses 1.800 MW serão ou não despachados? Pela curva de risco que foi estabelecida para cada região. O Nordeste poderia terminar este ano com até 5% de armazenamento. Terminando assim, e mesmo que venhamos a ter a repetição da hidrologia que tivemos em 2001, conseguiremos abastecer todo o mercado. Para isso, somaremos à geração das usinas do Nordeste, o intercâmbio de energia do Sudeste, mais o intercâmbio do Norte, o que hoje gira em torno de 1.200 MW médios, e evoluirá em 2003 para cerca de 1.600 MW médios com a interligação Sudeste-Nordeste, e, claro, mais a geração das térmicas emergenciais. Somando tudo: atinge-se valor superior à metade da carga do Nordeste. Com a outra metade suprida pela geração hidráulica consegue-se atender todo o mercado daquela região.

E se atrasam essas obras que garantem intercâmbio no Sudeste?

Vejam bem. Já estamos traçando a curva de risco para os anos de 2003 e 2004. Se houver alguma indicação de problema, podemos até sugerir o aumento do seguro das usinas emergenciais. O processo de implantação das usinas emergenciais é sempre muito questionado, principalmente quando os reservatórios estão cheios. Mas, hoje, por exemplo, deveríamos estar aqui tremendo de medo. Estamos terminando o ano de 2002 em condições piores que as do ano 2.000, e houve racionamento em 2001. Porém, não estamos tremendo, porque existem as térmicas emergenciais. A idéia das térmicas emergenciais foi do ONS. Quero concluir dizendo que esse ferramental que hoje existe foi concebido para contemporizar situações que venham a exigir soluções rápidas e emergenciais. Pela cautela com que conduzimos a operação, não há nenhuma perspectiva de voltarmos a ter uma situação como a de 2001. É claro que o sistema ainda tem fragilidades, principalmente quanto ao passivo da transmissão, que ficou acumulado pela década de 90 inteira e da indefinição quanto à expansão estrutural da produção de energia. Mas vamos ter condição de dar mais segurança a esse sistema. Já que falamos em fragilidade, tenho uma informação adicional. Ainda temos uma fragilidade histórica quanto à chamada capacidade de observabilidade do sistema. Para se operar, precisamos ter informações confiáveis de todas as instalações da rede, que tornem possível definir as ações de controle necessárias e até simular o estado de risco potencial. As empresas deveriam estar investindo em unidades de medição para transferirem essas informações aos centros de controle do ONS. Mas esse processo está muito lento, pelas dificuldades que elas enfrentam, particularmente as empresas estatais. Como ainda padecemos com a deficiência das informações, fomos autorizados pela Aneel a desenvolver um

projeto de aprimoramento dessa capacidade de observação. Devemos estar assim solucionando esta questão nos próximos dois anos. O ONS estará adquirindo os equipamentos e viabilizando sua implantação nas instalações das empresas. São equipamentos modernos, sincronizados por satélite, que vão propiciar não só informações em tempo real, mas informações também para análise do sistema pós-distúrbio. Quando esse sistema estiver completamente implantado, na ocorrência de um distúrbio, vai ficar muito fácil definir a origem do problema pela sequência dos eventos transmitidos pelos referidos equipamentos, e poderemos aprimorar ainda mais o processo de recomposição do sistema. Essa fragilidade, cuja solução é da maior importância, também está sendo resolvida pelo próprio ONS.

Dr. Carlos Ribeiro, gostaríamos de agradecer muito a sua participação no projeto, e a atenção que o senhor nos dispensou. Muito obrigado.

O prazer foi meu. Havendo necessidade adicional, estou à disposição.

Heitor Contijo de Paula

Diretor de Assuntos Corporativos do ONS (1998...)

27 de novembro de 2002

O senhor trabalhou na Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais) durante 30 anos, de 1968 a 1997. Atuou sempre na operação do sistema elétrico, além de coordenar o comissionamento de importantes hidrelétricas, subestações, linhas de transmissão e sistemas de telecomunicação. Também contribuiu para os programas de manutenção da empresa e coordenação dos programas de manutenção no âmbito do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada). Gostaria que o senhor comentasse sua experiência na área de operação de sistemas elétricos da Cemig, e que avaliasse a atuação do GCOI, particularmente quanto à manutenção e ao desenvolvimento do sistema de telecomunicação.

Na Cemig, fui admitido na área de operação, e depois fui para a área de manutenção. Nas empresas concessionárias, pelo menos no cenário da Cemig, a operação do sistema é uma superintendência, e a sua manutenção outra superintendência. A operação corresponderia regionalmente ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), localizado ali como concessionária. O ONS corresponderia à operação projetada nacionalmente. A Manutenção era uma superintendência que cuidava das instalações, e esta é uma atividade que o ONS não possui. No GCOI, fui do Grupo de Trabalho de Manutenção de Usinas (GTMU), e depois passei a coordenador do Subcomitê de Manutenção (SCM).

Em que período, dr. Heitor?

Não sei bem, mas comecei a participar do Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI), que é o antecessor do GCOI, no final da década de 60, e essa atividade se estendeu pela década de 70. Entrei na Cemig, em junho de 1969, numa divisão da operação de proteção, fazendo análise de ocorrências, ajuste de relés, o que corresponderia, aqui no ONS, à Gerência de Estudos Especiais, Proteção e Controle, a área do Paulo Gomes. Naquela época do CCOI, comecei minha participação junto com Maurício Abreu Soares, nosso chefe de departamento, depois superintendente, mais tarde diretor. Acompanhei algumas vezes, antes de passar para a área de manutenção. Em 1976, já na área de manutenção, deixei o GCOI, e mais ou menos em 1982, voltei a dele participar, mas como representante da Cemig, acompanhando o superintendente de manutenção, em seu Subcomitê.

Quem era esse superintendente?

Na época, era o Denizar Pereira Paes que foi durante muitos anos coordenador do Subcomitê de Manutenção e representante da Cemig nesse subcomitê. Por vários anos, eu o acompanhei. Houve uma época em que as empresas mandavam dois representantes para o Subcomitê, um da área de transmissão, outro da área de geração. Eu ia pela área de geração e o Denizar, além de ser o representante, ia pela área de transmissão. Depois assumi a coordenação do GTMU. Embora vocês tenham dito que trabalhei sempre na área de operação, participei das duas áreas: operação e manutenção. Não participei do desenvolvimento do sistema de telecomunicação. No Subcomitê de Manutenção havia vários grupos de trabalho, e existia um outro subcomitê que era o de telecomunicações. Dentro da nossa Superintendência de Manutenção havia um departamento que cuidava da área de telecomunicações, mas não atuei nessa área. A telecomunicação até está aqui comigo, mas como infraestrutura. Depois poderei fazer alguns comentários sobre o desenvolvimento dessa área aqui no ONS.

Mas na Cemig o senhor não atuou no desenvolvimento do sistema de telecomunicação?

Não, não atuei nessa área. Acompanhei o sistema de telecomunicação porque era um outro departamento da superintendência. Eu cuidava de um departamento, e o Elcio D'Alessandro (depois o Murilo César Monteiro Franco) cuidava do Departamento de Telecomunicação. Eu acompanhava a telecomunicação por ser infra-estrutura das instalações. Quanto à história, vou tratar da época da qual participei. Vocês disseram que foi de 1968 a 1997, mas entrei na Cemig em 1969. Formei-me em 1967, e fiquei como monitor, depois instrutor, e mais tarde professor em tempo integral da escola de engenharia. Dava aula de eletrotécnica na Universidade Federal de Minas Gerais e na Universidade Católica. Quando entrei para a Cemig, um ano e meio depois de formado, larguei o magistério. Nessa época, o sistema interligado era frágil, e conseqüentemente ocorriam muitos desligamentos e blecautes. Havia até certa resistência das empresas, da Cemig inclusive, quanto à interligação do sistema. Vou dar um exemplo: tínhamos uma linha que alimentava Belo Horizonte, aquela parte de Minas Gerais da região central, que vinha de Furnas (Furnas Centrais Elétricas) e chegava ao Barreiro. Qualquer distúrbio no sistema interligado, principalmente na rede de Furnas, refletia no sistema da Cemig. Muita gente defendia que se desligasse essa linha na ocorrência de qualquer perturbação no sistema interligado porque assim o sistema Cemig ficaria isolado e se mantinha. Mas a filosofia do CCOI era distribuir os ônus e os bônus. Havendo uma perturbação, a Cemig não deveria se isolar do sistema interligado; apenas desligaria cargas para obter algum alívio, mas manteria todo o sistema em pé, não apenas o seu sistema. Essa filosofia, que

veio com o sistema interligado, vigora até hoje. Recentemente no racionamento, isso ficou bem claro. A região Norte, por exemplo, foi incluída no racionamento para haver um tratamento igualitário. Ela precisava também ajudar o Nordeste e o Sudeste. Sem a sua inclusão, a região Norte teria sido mantida isolada e alimentada. Distribuir igualmente os ônus e os bônus é a filosofia básica para se manter um sistema interligado. Você tira vantagens da interligação e paga para ter uma distribuição dos prejuízos de sistema.

Nessa época a Cemig não dependia tanto do sistema de Furnas, não é?

Não, não dependia. Se a linha Furnas-Barreiro fosse desligada, a Cemig conseguiria se manter.

A energia de Furnas ia prioritariamente para São Paulo e para o Rio?

A história de Furnas é bem interessante. Ela foi construída basicamente pela Cemig. Na época, foi constituída uma empresa para a construção da usina de Furnas para suprir São Paulo e Rio de Janeiro, com participação financeira desses dois estados. Embora desvinculada da Cemig, a usina foi tocada por seu pessoal. Toda a primeira diretoria de Furnas foi oriunda da Cemig e, durante muitos anos, manteve-se a tradição de seu presidente ter essa mesma origem. Isso faz com que a Cemig tenha certo parentesco com Furnas, não é?

Talvez um parentesco específico, algo como paternidade.

Depois Furnas cresceu, virou uma potência. Esse ponto é interessante. Outro dia, numa conversa com meu filho, que se formou em Ciências Sociais e está estudando a viabilidade socioeconômica de empreendimentos elétricos, de geração e transmissão, eu dizia que fui de uma geração privilegiada em vários aspectos. Fomos da época da bossa nova, da jovem guarda, e ainda participamos do desenvolvimento do país. O final de 60, e a década de 70, era a época das grandes construções. Lembro que fiz, em 72, uma dessas viagens de treinamento pela empresa, e estive na Europa. Quando a gente apresentava a Cemig às empresas, eles se assustavam com o seu índice de crescimento. Ela crescia 17% ao ano; era algo assustador e fora de imaginação. O que acontecia nesse período? Quando entrei, trabalhei muito na ligação, no comissionamento e recepção de obras novas. Na área de operação, e trabalhando com proteção, eu coordenava o comissionamento de subestações e linhas de transmissão. Acontecia de ligarmos as instalações em cidades muito pobres; e aí, a cada ligação, acontecia uma festa porque a eletricidade estava chegando à cidade. Com nosso trabalho, estávamos promovendo o desenvolvimento. Naquela época, conheci muito do esta-

do de Minas Gerais viajando em estradas de terra. Havia lugar a que você só podia chegar com carro de tração nas quatro rodas. Pouco tempo antes de me aposentar na Cemig, por volta de 1995, fiz uma viagem ao norte de Minas, corri aquelas barragens de regularização, e fiquei abismado com o desenvolvimento. Naquele norte de Minas, uma das regiões mais pobres, encontrava-se o progresso: todas as estradas asfaltadas, hotéis confortáveis, com restaurantes em muitos deles. Havia uma enorme diferença de 20, 30 anos atrás. Aliás, hoje, você pode usar um celular em qualquer lugar do estado, ou do Nordeste. O salto na comunicação foi muito grande. Na década de 60, para falar ao telefone, você tinha de ir a um posto telefônico em outra cidade, e somente lá poderia ser feito um interurbano. Atualmente, temos vários provedores de telecomunicação com cobertura nacional. O progresso do país foi imenso nessa época. Muitas instalações, muitas usinas entraram em funcionamento e houve uma grande transformação.

Como havia mais recursos, o pessoal da manutenção devia ter menos trabalho.

Eu diria que o pessoal da manutenção tem sempre muito trabalho, e vai continuar tendo em qualquer época. O que se faz necessário é mudar sua filosofia. De início, a manutenção se desenvolveu como corretiva: você só consertava algo quando ele quebrava. É o que normalmente fazemos com os nossos carros. Você tem o seu carro, não gasta dinheiro com manutenção, só no dia em que ele quebra, leva ao mecânico. Mais tarde é que a manutenção passou a ser preventiva, quer dizer, feita antes de o carro quebrar.

É o caso da revisão do carro, não é?

É o que estamos fazendo agora: mandar o carro para a revisão antes de ele quebrar. Se vou fazer uma viagem, faço uma revisão preventiva. Esta é a segunda fase da manutenção, quando você intervém no equipamento com uma certa periodicidade e, dependendo do equipamento, segue um histórico, ou aquilo que o fabricante preconiza. Mais tarde, entrou-se na terceira fase que é a preditiva. Medições começam a ser feitas e, pela tendência demonstrada, programa-se uma intervenção. Veja-se, por exemplo, o caso de um transformador. Na manutenção preventiva, após um determinado período, desligava-se o transformador, fazia-se tudo que tinha de ser feito, todos os ensaios, às vezes ele era aberto, tratava-se o óleo, independentemente de ser ou não necessário. Já na manutenção preditiva, o óleo é testado, e determinadas características dele vão sendo analisadas. Pela taxa de evolução de algumas características, sabe-se a época em que se deve intervir no equipamento. Quer dizer, a intervenção é programada.

A preditiva, de alguma maneira, está comandando a preventiva.

Exatamente. Ao invés de paradas periódicas, você só pára conforme informações do seu equipamento. É uma tecnologia mais econômica, mais avançada que exige uma série de equipamentos sofisticados para se poder fazer uma análise. Isso no caso do transformador. Já no caso do gerador, ao analisar a operação, a vibração da máquina vai sendo medida e, pelo tipo de vibração, localiza-se o problema. Só então, programa-se a intervenção.

Dr. Heitor, que tipo de suporte o Subcomitê de Manutenção do GCOI dava para a operação? Como era essa interface da manutenção com a operação no GCOI?

Praticamente não tínhamos interface com o Subcomitê de Estudos Elétricos (SCEL) nem com o Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN). Nossa interface se dava com o Subcomitê de Operação (SCO), e especialmente quanto à definição dos critérios de manutenção. Tínhamos algumas normas que definiam quando se devia intervir, e se a intervenção era ou não de emergência. Vou dar um exemplo simples e válido para qualquer tipo de equipamento. As redes de transmissão têm um determinado número de isoladores em função de sua tensão, uma quantidade mínima para que possam operar. Os isoladores podem se quebrar, e acima de um determinado número de isoladores quebrados, corre-se o risco de um *flash over*, desligamento da linha por uma descarga. Para a operação, era muito importante saber qual era o número mínimo de isoladores com que a linha podia operar. E aí, por solicitação do SCO, fizemos uma norma que se baseava no número dos isoladores quebrados, e que estabelecia os critérios que definiam quando uma intervenção era de emergência. Isso balizava a operação na liberação da linha porque, dependendo da hora, um desligamento provoca restrição no sistema. Com a definição dos critérios, quando uma empresa solicitava um desligamento de emergência para troca de isoladores, a operação sabia, pelos que foram quebrados, se a intervenção era de fato uma emergência ou se aquele pedido podia esperar passar a hora de ponta, se podia ser programado para um fim de semana. E esses estudos eram sempre feitos com base na experiência das concessionárias.

Na programação de manutenção também havia a questão do despacho das usinas?

A pedido do SCO, também fazíamos as programações de desligamento de máquinas. Analisávamos as solicitações de parada para manutenção com o objetivo de distribuí-las de maneira a atender os requisitos da operação. Isso era feito todo mês, junto com as empresas, e reprogramado para os próximos três meses. Assim, não haveria superposição de parada.

No início, o senhor havia mencionado que algumas atividades do GCOI não são mais exercidas atualmente pelo ONS. A manutenção é uma dessas atividades?

A manutenção não é atribuição do ONS. O que o ONS faz é uma programação de desligamentos; não é uma análise de intervenção como no critério de manutenção. E o ONS também não faz a parte de telecomunicações do Subcomitê de Comunicações. Essas duas áreas do GCOI não ficaram cobertas com a criação do ONS. Hoje talvez não seja tanto, mas a área de telecomunicações tinha uma tarefa muito importante na época, pois definia as faixas de frequência junto ao Departamento de Aviação Civil (DAC) e ao Ministério de Telecomunicação. Essa definição das faixas de frequência é necessária porque a comunicação no setor elétrico era feita por rede privada. As concessionárias tinham redes de telecomunicação interligadas, e assim era feita toda a sua comunicação operativa. Tudo isso ainda está em funcionamento, mas somente como *backup*, porque o ONS contratou uma rede operativa nova através da Embratel (Empresa Brasileira de Telecomunicações). Trata-se de um provedor que tem base externa, de tecnologia moderna, com muito mais recursos que as antigas redes de microondas. A comunicação agora é digital, está em outro nível de operação. A telecomunicação se desenvolveu de tal forma que as empresas privadas de telecomunicação têm condição de fornecer o serviço que era feito pelas empresas concessionárias. Há muito mais confiabilidade, maior disponibilidade, redundância, e outras características que a rede antiga não permitia. Aquela nossa rede foi muito importante até sua substituição pelo ONS.

E a parte da manutenção?

É interessante frisar que o GCOI funcionava de maneira cooperativa, e que também tinha a função de trocar experiências. Essa troca cooperativa impulsionava o desenvolvimento, já que as grandes empresas, que investiam muito em treinamento, passavam sua experiência para as empresas menores. Isso era visível no âmbito do Subcomitê de Manutenção (SCM). Existiam também o Comitê de Distribuição (Codi) e o Comitê de Gestão (Coge). Esses comitês promoviam o desenvolvimento das empresas, transferindo tecnologia, conhecimento e experiência. No âmbito do GCOI, havia muitos encontros técnicos, muitos seminários, nos quais se discutiam os problemas comuns. No Subcomitê de Manutenção, tínhamos vários grupos de trabalho: o de usinas, o de linhas, o de subestações. Às vezes, esses grupos de trabalho promoviam três, quatro encontros técnicos por ano, e para eles afluíam as empresas para discutir seus problemas comuns. Escolhiam-se os temas que mais estavam incomodando as empresas, e assim a discussão servia para treinamento e desenvolvimento. Também se discutiam as normas de procedimento para a manutenção de transformador, de linha, ou de gerador. Não eram normas obrigatórias; eram sugestões geralmente acolhidas pelas empresas. Temos uma quantidade imensa de trabalhos desse tipo. Essa atividade muito importante do GCOI ficou descoberta a partir de 1998, quando ele acabou, e começou o ONS. Fez-se uma tentativa de transformar o Subcomitê de Comunicações numa associação, a Associ-

ação de Empresas Proprietárias de Infra-estrutura e Sistemas Privados de Telecomunicações (Aptel). Uma de suas funções seria substituir o SCC nessas atividades, congregando provedores de telecomunicação para prestar serviços. Mas a Aptel acabou seguindo outro caminho. Algumas associações foram criadas para defender interesses de categorias, como foi o caso da Associação Brasileira de Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage), da Associação Brasileira de Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate) e Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abradee), ou seja, associações dos grandes geradores, dos transmissores e das distribuidoras. Agora já existe a Associação Brasileira de Geradoras Térmicas (Abraget), não só das térmicas e mas também das térmicas emergenciais. Algumas dessas associações, criadas para defender os interesses de uma certa categoria, passaram a promover a troca de experiências entre seus associados. Recentemente, eu soube que houve na área da Abrate um grande encontro técnico, com mais de 100 participantes, sobre manutenção de transmissão. Soube que a Abrage também já promoveu encontros técnicos. Aos poucos, essas associações estão assumindo a troca de experiências e a promoção do desenvolvimento das empresas, que eram funções do SCM.

Naquele período de escassez de recursos, a Manutenção deve ter estado sobrecarregada para terminar as obras, a manutenção das linhas, das usinas. Como foi a repercussão disso no SCM?

Vou fazer um contraponto a isso. Posso estar errado em minha visão, porque atualmente estou fora das empresas detentoras de ativos, mas acredito que naquela época tínhamos mais recursos nas empresas de energia elétrica do que hoje. Agora mesmo, na década de 90, houve uma grande perda com a privatização. Dois fatores resultaram em perda de pessoal. Um deles decorre da Constituição Federal de 88 e também das constituições estaduais que passaram a exigir concurso público para admissão de pessoal. E, de 88 para cá, tivemos pouquíssimos concursos. Concurso público é demorado, difícil de organizar, você tem que preparar uma prova complicada para uma quantidade imensa de candidatos. Recentemente até tenho visto anúncios de concursos públicos, mas ficamos uma década sem admitir ninguém. Além disso, temos o outro fator: as empresas, promoveram, na década de 90, um enxugamento geral com os programas de incentivo ao desligamento. Tudo dentro de uma linha de redução de custos, que visava melhorar seu valor para fins de privatização. Muitas fizeram esse enxugamento antes da privatização, outras depois. Algumas foram compradas por empresas estrangeiras, e todos presenciamos um grande índice de demissões. Dois fatores então: o esvaziamento natural por falta de reposição e o esvaziamento forçado pelo incentivo ao desligamento. As empresas atuais têm menor quantidade de recursos humanos do que na década de 70. A Cemig, por exemplo, chegou a ter 18 mil funcionários. Em 97, quando saí de lá, já tinha descido para 12 mil. Por aí você vê o grau de enxugamento a que

tinha chegado a Cemig, e a sua tendência para uma redução ainda maior. Esse despovoamento no setor elétrico causou problemas. Além da falta de recursos humanos, há o distanciamento em termos de competência. Há um núcleo de pessoas mais velhas e experientes, que está se aposentando, e um núcleo de pessoas novas, entrando agora, com enorme distanciamento dos anteriores quanto à experiência. O ideal é que a reposição fosse contínua. A empresa iria formando e repondo seu pessoal como num reservatório. Em vez disso, houve um esvaziamento geral no setor elétrico.

O senhor participou do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)?

Não tive participação no RE-SEB, nem no trabalho que foi conduzido pelo Lindolfo Paixão. Na época eu era superintendente da Cemig. O Flávio Antonio Neiva, que era o nosso diretor na época, indicou o Roberto Drummond Furst para participar do trabalho no RE-SEB. Depois de se encontrar com eles, o Roberto sentava conosco, trazia o que fora discutido, nós então comentávamos, e fazíamos recomendações. E ele fazia o retorno de tudo para o pessoal de lá. Acompanhei todo o trabalho desenvolvido, mas sempre indiretamente.

E houve algum tema pelo qual o senhor tenha se interessado nos trabalhos do RE-SEB?

Não, a discussão era geral. Alguns dos pontos mais discutidos tinham relação com a desverticalização: segmentos separados de geração, transmissão e distribuição. Entendia-se na época que a Cemig era eficiente por ser verticalizada. É uma tese que vem sendo defendida até hoje. Não a estou defendendo, mas até hoje essa discussão existe.

Dr. Heitor, que circunstâncias contribuíram para o seu ingresso no ONS como diretor de Assuntos Corporativos? Como foi sua chegada?

Veja bem, não entrei no ONS como diretor de Assuntos Corporativos. Quando entrei, nem existiam diretorias pré-definidas. Ninguém chegou aqui para ser diretor de nada. Logo no início, o Mario Santos até pretendeu que a gente trabalhasse com o modelo da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) cuja diretoria é colegiada. Um grupamento de superintendentes, e os seus diretores, são os relatores de determinado assunto; quando um assunto é designado para um diretor, ele é tratado com o superintendente, e depois levado à diretoria. Um dia o diretor pode estar levando assunto de uma superintendência de fiscalização financeira, noutro dia da fiscalização de geração. Por motivos vários, até pelas características de alguns dos diretores, e mais ainda pela força dos acontecimentos, a estrutura foi ficando muito parecida com as gerências de operação ou as superintendências de operação das

empresas de energia elétrica. A estrutura que a Cemig tinha antes de 97, 98 é idêntica à estrutura do ONS. Aqui nós temos uma Diretoria de Planejamento Eletroenergético, lá tínhamos o Departamento Energético e o Elétrico. Temos uma Diretoria de Operação do Sistema, lá tínhamos o Departamento de Operação do Sistema. Temos a área de Ampliações e Reforços, administração da transmissão, lá tínhamos uma estrutura que fazia essa análise da necessidade de ampliações e reforços. Aplicou-se a experiência cultural. Você pergunta que circunstâncias contribuíram para o meu ingresso no ONS como diretor de Assuntos Corporativos. Fui convidado para vir para cá por Flávio Neiva, na época diretor da Cemig. Já estava aposentado, mas a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) havia me contratado para escrever uma parte do livro do GCOI. Assegurei imediatamente ao Flávio Neiva que podia contar comigo. Ele não me justificou o convite. Mas, essa indicação só pode ser atribuída à minha vida profissional. O ONS foi criado no dia 26 de agosto de 98, e tomei posse nesse mesmo dia. A posse dos demais foi em 26 de outubro. Do dia 26 de agosto a 26 de outubro, cada um deles continuou vinculado à empresa em que trabalhava. O Roberto estava na Companhia Hidrelétrica do São Francisco (Chesf), o Carlos Ribeiro na Companhia Energética de São Paulo (Cesp) e o Mario Santos era diretor da Eletrobrás. No dia 2 de setembro, me mudei para o Rio de Janeiro. O Mario me arrumou uma sala no décimo terceiro andar deste prédio aqui, onde funcionava a Diretoria de Operação da Eletrobrás, a DO.

Metade desse prédio, até o décimo terceiro, era da Operação, e a outra metade, do décimo quarto pra cima, era do Planejamento e Engenharia...

Vim para cá, e a empresa só existia no papel. O Mario, e também os demais diretores, disseram que só iriam pedir desligamento de seus empregos, quando tivessem uma empresa para administrar. Então só havia eu. Aí o Mario me emprestou sua assessoria da DO, chefiada pelo Dilo Pereira Valim, que era de planejamento, e fazia também a parte relativa ao orçamento. O Dilo deslocou uma de suas funcionárias para me secretariar. Não tínhamos dinheiro, nem conta em banco, e nem pertencíamos ao Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ). Quer dizer, não tínhamos como fazer nada porque a empresa não era registrada. Mesmo assim, negociamos com a Eletrobrás um empréstimo para pagamento de despesas. Trouxemos, às pressas, um funcionário da área financeira da Cesp, que montou um orçamento para apresentarmos à Eletrobrás. E, depois disso, ainda faltava registrar a empresa.

A empresa precisava existir do ponto de vista contábil e fiscal.

E eu não sabia como fazê-lo. Mas aí surgiu o Carlos Alberto Costa Lopes, que ainda trabalha comigo aqui. O Carlos Alberto estava aposentado de Furnas. Na época em que fui do Subcomitê de Manutenção, ele também era de lá. Trabalhamos juntos desde aquela época, e ficamos

amigos. O Carlos Alberto estava como presidente da Cooperativa de Profissionais Especializados em Serviços Técnicos e Consultoria (Coopfurnas), a cooperativa dos ex-funcionários de Furnas, e me aparece naquele momento oferecendo mão-de-obra. Foi um achado. Quando eu disse que precisava de um advogado, ele me trouxe a Heliane Raimundo Stilben, que tinha sido advogada de Furnas por 17 anos. Ela ainda hoje é nossa advogada, e seu primeiro trabalho foi registrar a empresa. Depois passou a cuidar da nossa parte jurídica. Logo, começamos a tratar com o Carlos Alberto os serviços de um contador. A próxima etapa era organizar a empresa. Então, fui atrás do Ademir Teodoro da Silva, um conhecido meu, aposentado, que havia trabalhado na organização interna da Cemig, e lhe propus me ajudar na implantação da empresa. E ele veio.

Esse foi o núcleo inicial do primeiro mês?

Exato, mas o começo foi no dia 2 de setembro. O Ademir esteve conosco na organização da empresa até maio ou junho do ano seguinte. Feito isso, faltava um lugar para o ONS trabalhar. Saí atrás de uma área para alugar, e acabamos conseguindo dois andares vazios no bloco B de Furnas. Alugamos esses dois andares por tempo provisório, um a dois anos, enquanto a gente dimensionava a empresa. Fizemos uma estimativa de área baseados num quadro mínimo que estaríamos trazendo da Eletrobrás. Enquanto isso, Hermes Chipp, Carlos Ribeiro e Roberto Gomes estavam trabalhando na seleção do pessoal da Eletrobrás que viria trabalhar na parte operacional do ONS.

Então o senhor conseguiu uma sede para o ONS.

Sim, mas tivemos que reformar o prédio de Furnas, montar a sala da diretoria, ajeitar uns móveis e tal. Tudo isso foi feito em pouco menos de dois meses. Ficou tudo pronto no dia 16 de outubro. Só então, o Mario Santos e os outros puderam se desligar das empresas em que trabalhavam. E, quando eles chegaram, já estava tudo funcionando: secretária no lugar, telefone, comunicação... Só não tínhamos o CNPJ, mas o conseguimos no mês seguinte, em novembro. Agora, já tínhamos de trazer o pessoal das empresas, especialmente o pessoal da Eletrobrás, da Chesf e da Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil). Para isso, nós, junto com a Heliane e o Ervin Roth de Mattos, criamos a figura da cessão. Fizemos um acordo de cessão, assinado por todas as empresas, e elas cederam esse pessoal, embora não tivéssemos ainda nem quadro aprovado pelo Conselho e nem receita. Com todo o pessoal cedido pelas empresas federais, e por algumas estaduais, passamos a organizar o ONS. Fizemos uma concorrência para contratação de uma consultoria externa. Concorreram as empresas americanas Andersen Consulting e Scott Maden. Elas fizeram uma proposta de organização, e a Andersen foi contratada em dezembro de 98. A Andersen começou a trabalhar na primeira

semana de janeiro, e terminou no final de março, princípio de abril. Esse projeto foi apresentado, e aprovado, na reunião do Conselho de Administração que, se não me engano, foi em 7 de julho de 99. Só então, tivemos a empresa caracterizada como estrutura, com as diretorias definidas, com todas as pessoas nos seus respectivos lugares.

Porque o senhor ocupou a Assuntos Corporativos desde o primeiro momento?

Não foi porque eu quisesse, nem porque já estivesse definido. Ter ficado na Assuntos Corporativos pode ser atribuído ao fato de eu estar cuidando disso desde o início. Também pode ter contribuído o perfil de cada diretor. Automaticamente, cada diretor foi procurando seu nicho em função de sua origem.

Da experiência anterior.

Isso mesmo. Veja bem: o Carlos Ribeiro era superintendente de Operação na Cesp, por sua origem então ele acabou ficando na Operação. O Hermes foi da área elétrica na Eletrobrás, mais propriamente dos estudos elétricos, até coordenou o SCEL no GCOI antigo, era natural que ele ficasse com a área de Planejamento Eletroenergético. O Roberto Gomes foi da área de planejamento da Chesf, tornou-se natural também ele cuidar de Ampliações e Reforços, que é um planejamento de curto prazo. É claro que a Administração de Contratos não precisava obrigatoriamente ficar junto com Ampliações e Reforços, poderia ter ficado com a Diretoria de Assuntos Corporativos sem problemas, mas foi se ajustando lá na Diretoria de Administração dos Serviços de Transmissão (DAT). E eu, além de ter passado pelos estudos elétricos, ter passado pela área de manutenção, fui também superintendente e chefe de departamento de áreas muito grandes. Minha superintendência na Cemig tinha 1.100 pessoas. Na experiência como gestor de pessoas, convivi com problemas variados e semelhantes aos daqui: problemas de telecomunicação, de informática, de infra-estrutura, de ação social, de meio ambiente. Problemas de empresa, enfim. Minha experiência administrativa de gerir contratos, contratar pessoal de limpeza, conservação, estudo de instalações é muito maior que a do pessoal que sempre teve sua carreira numa área técnica especializada. Foi, portanto, uma distribuição natural e decorrente dos fatos. Se eu tivesse vindo *a posteriori*, provavelmente outra pessoa teria cuidado dessa área corporativa, e a distribuição acabaria sendo outra.

O senhor na época estava mais disponível do que os outros para a montagem da empresa com essa tendência administrativa. Agora, dr. Heitor, outra pergunta. Quais são as atribuições específicas da Diretoria de Assuntos Corporativos?

Veja bem, nossa gerência de recursos humanos cuida de toda a política de administração de pessoal, da folha de pagamento e seu processamento, do desenvolvimento de pessoal, dos programas de treinamento. Está conosco a parte de benefícios, o relacionamento com a Fundação e com o Bradesco Saúde, o nosso plano de saúde, toda a parte de ação social. Também está conosco a segurança, que integra a medicina do trabalho, embora tenhamos pouca atividade de risco aqui, o trabalho se desenvolve mais em escritório.

E hoje quantas pessoas colaboram? Como é o quadro de pessoal do ONS?

No ONS, somos hoje 512 empregados efetivos. Além desses, temos aqui muitos prestadores de serviço e consultores terceirizados. Nossa força de trabalho é de cerca de 650 pessoas. São 512 do quadro próprio mais 25 *trainees*, também considerados empregados, isso dá um subtotal de 537. Com mais os estagiários, os prestadores de serviço, consultores etc chegamos próximo a 650.

O senhor está contando também com os empregados fora do Rio de Janeiro?

Sim, estou falando do ONS no geral. Coincidentemente, tenho esse número para a minha diretoria. O que eu chamo de força de trabalho da Diretoria de Assuntos Corporativos (DAC) são 82 pessoas, sendo que 62 são empregados efetivos e 20 terceirizados. Voltando ao assunto das atribuições específicas, está conosco ainda toda a movimentação financeira da empresa. Toda a receita é faturada e cobrada por nós. Os pagamentos, o controle e o planejamento orçamentário, toda a contabilidade da empresa é feita aqui. Temos uma gerência que administra os serviços gerais do prédio: a sua manutenção, os contratos de conservação, de limpeza, de vigilância, o elevador, o condomínio. Administramos uma biblioteca central, e temos aqui uma copiadora, terceirizada, mas também administrada por nós.

O Cedoc, o Centro de Documentação?

Isso mesmo. Temos o Centro de Documentação, com uma copiadora aqui dentro, e administramos tudo, desde as cópias xerox. E temos um setor de compras para toda a administração. Se uma pessoa precisa de determinado papel, livro etc, é só especificar que o compramos. Quando o ONS foi criado, existia um consultor jurídico com o presidente, e uma área jurídica dentro da DAC que cuidava da parte trabalhista e cível. Tínhamos dois advogados e um consultor. O que aconteceu? O consultor tratava da parte jurídica institucional, e a parte operacional era comigo. Perdemos um dos advogados, e o Mário Henrique da Silva Pinho não estava dando conta sozinho. Fizemos, então, uma análise da carga de trabalho, e chegamos à conclusão de que, se juntássemos todos os advogados numa assessoria jurídica, podia resultar

em algo razoável, suficiente. Hoje, toda a Assessoria Jurídica está centralizada lá na Presidência. Temos aqui uma infra-estrutura de tecnologia da informação, a Gerência de Informática e Telecomunicações, que cuida dessa parte em toda a empresa, não apenas aqui no prédio. São duas redes administradas por aqui: o contrato de telecomunicação da rede operativa, e o contrato de telecomunicação da rede corporativa. São contratos terceirizados, duas redes independentes, com duas empresas diferentes. Há o apoio externo, claro, mas administrado por nós. Então, toda essa parte de comunicação e transmissão de dados, essa rede intranet, com todos os computadores e sua manutenção, o desenvolvimento de *software*, tudo é administrado por nós. O Maurício Moszkowicz administra um núcleo de pessoas que pertence à Diretoria de Operação de Sistemas (DOS), mas também trabalha junto com nossa Gerência de Informática, cuidando da supervisão, do controle, e do desenvolvimento dos novos Centros. Apesar de ser uma atividade de outra diretoria, a equipe que cuida disso tudo é administrada por um gerente nosso. É uma carga grande, e de muita responsabilidade.

No início, comparando com 20 anos atrás, o senhor falou sobre o desenvolvimento extraordinário das telecomunicações. Poderia falar mais um pouco sobre isso? Uma outra questão: o senhor disse que o ONS mantém contratos com muitas instituições. Poderia destacar alguns desses convênios? Qual a importância do relacionamento com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)? E com outras consultorias?

Quanto à parte de telecomunicação, pode ser feito um paralelo com aquela propaganda da Oi. Não estou dizendo que a propaganda da Oi está correta. Mas, essa propaganda se baseou na obsolescência do sistema de telefonia celular. Está vindo agora um sistema que parece ser apenas um celular, mas não é. É um aparelho com maior quantidade de recursos que esse com que você está acostumado. A comparação de hoje com o passado daria em algo desse tipo. Veja o seguinte: tínhamos um sistema de concessionárias montadas sobre um sistema *carrier*, transmitido através de linha e de microondas, de ponto a ponto. Você tinha um canal que transmitia aqui, para um ponto ali, certo? Hoje, temos o que é chamado de nuvem de comunicação. Você conecta de um determinado ponto da nuvem, e recebe a comunicação do outro lado. Há agora vários caminhos para a comunicação. A confiabilidade do atendimento é muito grande. O sistema *carrier* acabou; perdeu-se a comunicação ponto a ponto. O mesmo acontece com o sistema de microondas: se você perdia uma estação, cortava o link, não havia comunicação, porque este também era um sistema unidirecional. Agora não. Agora você entra num sistema que tem várias portas e muito maior confiabilidade. Há porta via satélite, via *link* ótico, via fibra ótica, via microondas, quer dizer, há uma composição de rotas para fazer a ligação ponto a ponto. E ainda existe a redundância nas interligações, ou seja, para entrar na rede, o nosso centro de operação usa duas, três – houve época de até quatro – entradas independentes. Se você perder um

link, tem os demais; a comunicação não se perde. Nosso índice de disponibilidade para a comunicação atual é de 99,97%.

O elo, não é? Um salto tecnológico.

Um salto muito grande. A capacidade e a rapidez de transmissão de dados é infinitamente maior do que tínhamos. Você consegue transmitir um bloco de dados muito maior, num sistema altamente confiável, um sistema de nível 1 em tecnologia. Não pode haver comparação com o sistema anterior. Os sistemas anteriores existem agora como *backup*.

Fale agora sobre a questão dos convênios, da concentração.

Temos convênios com as universidades. Temos contratos muito grandes com a Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia (Coppe) da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UJRF). E, como o ONS é associado ao Cepel, tenho uma cadeira no seu Conselho de Administração.

O ONS tem um vínculo institucional com o Cepel?

O vínculo não é institucional. O Cepel tem como instituidoras as empresas federais, Eletrobrás e outras. O ONS é um sócio especial, e essa categoria de sócio paga. Por exemplo: no nosso caso, pagamos uma quantia anual que é abatida dos contratos que temos com o Cepel. Na realidade, foi pelos contratos que viramos sócios. Talvez sejamos o maior dos sócios especiais deles, já que temos a maior quantidade de contratos, o que representa um volume muito grande em dinheiro. Nossos vínculos com o Cepel são difíceis de serem desfeitos. Durante o período todo de existência do GCOI, o sistema elétrico nacional, os modelos matemáticos, os sistemas de supervisão e controle, tudo isso foi desenvolvido pelo Cepel. Esses modelos de programação – *Decomp*, *Newave* – também foram desenvolvidos pelo Cepel. Até o próprio *up grade* – a melhoria desses sistemas – tem de obrigatoriamente ser feito junto com o Cepel. Nosso vínculo com o Cepel é muito grande. Temos outra grande parceria com o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento (CPqD). Um centro de pesquisa na área de telecomunicação que tem nos dado suporte nas especificações e nos projetos de rede que fizemos. Depois de amanhã, vou a Campinas fazer uma visita aos laboratórios do CPqD, que é uma autoridade em termos de telecomunicação nacional. Temos contratos de várias espécies com tudo quanto é consultoria na área de engenharia. No ano passado, tínhamos 270 contratos, e hoje devemos ter mais que isso. É um volume muito grande. Mas, claro, se você comparar com Furnas, Cemig, Eletrobrás, tudo isso vai parecer uma mixaria, não é?

Eu não sei. Estamos impressionados.

Para o porte desta empresa é muita coisa. Mas, veja bem, nosso recurso é pequeno, e por isso existe uma grande necessidade de contratação de engenharia nacional, de nos apoiarmos na engenharia nacional. Nosso desenvolvimento de *software* é praticamente todo terceirizado. E somos uma empresa de tecnologia de informação, com um índice altíssimo de emprego de computador. Acredito que temos 1,6 computador por empregado aqui, e nossos computadores são de última geração. Poucos prédios no Rio têm igual capacidade de transmissão de dados. A reforma que fizemos, colocou-nos com uma tecnologia que poucos têm em termos de rede de computação e telecomunicação. Este é um ponto interessante para se destacar: o trabalho de infra-estrutura que foi feito aqui. E agora estou voltando ao início porque essa história é interessante e o pessoal não percebe a dificuldade por que passamos. Estávamos procurando um prédio para alugar porque Furnas já não comportava o tamanho para o qual a empresa estava sendo dimensionada. Chegamos praticamente a alugar um prédio novo na Glória, mas surgiu a oportunidade deste prédio onde funcionava a Eletrobrás. A Eletrobrás estava reduzindo seu quadro, ia esvaziar o prédio, e nos repassou o contrato com a Fundação Eletros. O contrato nos foi passado numa condição muito favorável de custo. Era uma redução de quase 60% em relação ao aluguel que iríamos pagar por aquele prédio novo. Então, viemos para cá, e fizemos uma reforma no prédio inteiro em quatro meses. Reconstruímos tudo. Iamos desmanchando um andar, e o pessoal da Eletrobrás ia saindo para que ele fosse ocupado. Sempre assim, e sucessivamente. Desmanchamos e trocamos tudo por aqui. E não foi só o *layout*, como móveis, divisórias, piso, mas também toda a rede de computação e de telefonia. Tudo em quatro meses.

E quando, exatamente, a mudança para cá foi concluída?

A mudança começou em fevereiro e terminou em março de 2000. Veja bem: o ONS foi criado do zero em agosto; começamos a trabalhar no dia 2 de setembro de 1998; no dia 26 de outubro, estávamos em Furnas já funcionando; e no dia 1º de março, assumimos a Operação.

Aí, no dia 11, houve o blecaute...

O dia do blecaute foi um transtorno. Mas o que quero ressaltar é que em julho de 99, tivemos a aprovação da nossa estrutura. Em outubro alugamos este prédio aqui. O aluguel foi fechado em novembro e, no mesmo mês, começamos a obra. Fizemos a primeira mudança em fevereiro. Então foi algo assim muito rápido, uma obra espetacular. Vai fazer três anos que estamos aqui.

Vamos ver as fontes de receita agora?

O estatuto do ONS diz que são nossas fontes de receita aquelas provenientes dos encargos de uso do sistema de transmissão e das contribuições dos associados. Então, o que é significativo como fonte de receita? Os encargos de uso de transmissão, ou seja, uma parte dos encargos que a distribuidora inicialmente paga à transmissora pelo uso do sistema de transmissão. No futuro o encargo do uso vai ser pago pelas distribuidoras e pelas geradoras. Mas, no início, é pago apenas pelas distribuidoras. Esta é, então, a fonte principal da nossa receita. A segunda fonte vem da contribuição dos associados. O associado paga uma contribuição como se fosse uma associação qualquer, uma taxa de condomínio de clube, por exemplo. Paga uma contribuição que inicialmente teve o valor de 7 milhões e meio de reais e que, no orçamento de 2003, foi para 8 milhões e pouquinho.

Dr. Heitor, qual é a proporção dos encargos? Eles chegam a produzir 80% das fontes totais?

Os encargos significam cerca de 95% de nossas fontes. Hoje, o nosso orçamento de 2002 está em torno de 152 milhões de reais, e desse valor, 7 milhões e meio são contribuições dos associados. Há uma parcela tirada daí que é, vamos dizer, receita financeira. Você recebe a contribuição dos associados – o encargo pelo uso da transmissão – e a deposita no banco. Isso resulta numa aplicação que produz uma renda pequena. Nosso orçamento é aprovado pelo Conselho de Administração e pela Aneel. Temos a parcela do encargo aprovada e faturamos em função da projeção de gasto, do nosso fluxo de caixa. Com o faturamento do que precisaremos gastar no próximo mês, tentamos manter a receita o mais próximo possível da despesa. Esta é uma parte da receita. A outra parte é proveniente de financiamentos. Quando você tem muita coisa para comprar, vai ao mercado, e pega dinheiro. Nós, por exemplo, compramos muito equipamento com *leasing*: computadores, carros etc. Usamos o *leasing* até o limite além do qual ele deixa de ser interessante. Todos os nossos centros, os novos investimentos, foram feitos com financiamento externo.

Com financiamento internacional?

Internacional. Os novos centros foram comprados da Alstom, uma empresa francesa que trouxe junto com ela um financiamento do banco francês Société Générale.

Esses novos centros seriam os Centros de Operação regionais?E foram comprados da Alstom?

Esses mesmos. Mas, em primeiro lugar, é preciso entender o que são os Centros. A lei que criou o ONS determinou que os Centros de Operação das federais, e também o da Eletrobrás, fossem transferidos para o ONS. Inicialmente, isso foi feito por meio de um acordo de cooperação técnica, uma espécie de comodato. Os Centros estão sendo definitivamente transferidos a partir de agora. Já assinamos um contrato de compra, cuja forma de pagamento é determinada pelo MME (Ministério de Minas e Energia). Todo o patrimônio do Centro do ONS de Brasília – o imóvel, com prédio, terreno, e toda a sua infra-estrutura, até o próprio sistema de supervisão e controle que se traduz num sistema computacional – está sendo transferido hoje.

Até o próprio Centro do ONS?

O próprio. Tudo está sendo transferido. O que fez o ONS? Os sistemas que existiam precisavam ser modernizados, e procedemos a modernização de três desses centros: o da Eletrosul, o da Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) e o da Chesf. Compraram-se novos equipamentos de supervisão e controle, consoles de computador, novo software. Tudo novo. Foram três Centros fornecidos pela Alstom. O Centro de Furnas no Sudeste já vinha num processo de modernização conduzido pela própria Furnas, que continuou e terminou esse processo de melhorias no sistema e em seu *software*. E existia ainda uma previsão de modernização do Centro Nacional.

Dr. Heitor, estamos terminando. O senhor gostaria de fazer algum acréscimo importante? Algo porventura escapou da nossa entrevista? E por último: quais são as perspectivas que o senhor antevê para o ONS e para o sistema interligado brasileiro?

Essa pergunta dá uma dissertação. Talvez, por estar afastado das demandas técnicas, vejo isso com a tranquilidade de um observador. Distingo nitidamente duas coisas no modelo proposto. Uma delas é o mercado, e a outra é a operação do sistema. Quando o RE-SEB fez a mudança no setor elétrico, foi muito feliz ao separar o mercado da operação. Há um certo inter-relacionamento, mas é bom que sejam tratados de forma separada. O que se está questionando é o mercado. Até o governo questiona. É no mercado que corre o dinheiro, nele se dá a disputa de interesses, e é no mercado que as geradoras querem faturar mais. Lá se contrapõem os interesses da distribuidora com os interesses da geradora. E é lá que está a discussão. O futuro, para mim, está turvo. O mercado, pela colocação do PT (Partido dos Trabalhadores), deve sofrer, perder fogo. Já a operação é outra coisa, ela é técnica e física. Tenho um sistema de tamanho continental, e só posso operá-lo do jeito que ele é. Não há como operar uma linha diferente. Se eu mudar a configuração do meu sistema de operação, posso ter problema de estabilidade. Passando para a parte de geração, a operação do siste-

ma hidráulico tem que ser otimizada. Se não houver operação otimizada, vai haver prejuízo para o país. Pense no caso de uma geradora que só gera quando a energia é cara, ou seja: tenho um reservatório, e vou mantê-lo cheio. Só quando essa energia encarecer é que eu vou soltar a água que reservei. Ora, se prendo ou solto a água, afeto todas as usinas que estão abaixo. A cascata tem que ser operada com otimização. Não pode ser afetada pelo mercado, nem pelo interesse desse ou daquele proprietário. Não interessa se quem opera se chama Operador Nacional, Operador Independente, Eletrobrás, ou se chama João, Maria, José... O importante é que qualquer João opere, obrigatoriamente, com o mesmo sistema, e com as mesmas ferramentas com as quais ele tem que ser operado. Qual o futuro da operação? Seu futuro é a otimização, centralizada, do jeito que é, com segurança. E para haver segurança, o que deve ser feito nesse sistema? Temos que melhorar as condições de observação e controle. Melhorar as condições de diagnose das ocorrências. Se não houver melhora, vamos ter blecaute, e demora de restabelecimento. Então, até pelo seu passado, o sistema tende para uma operação centralizada, otimizada, com controle, supervisão, e maior grau de observação. Visão de ótimo, e de independente. Não é importante ser ou não ser estatal, ser ou não ser privado. Nem interessa a forma jurídica da empresa que está operando. A garantia do futuro da Operação está na procura do ótimo sistêmico. Você pode discutir a ferramenta que estou usando, dizer que o *Newave* não está bom. E, se não está bom, faço uma modificação no sistema, acrescento este ou aquele condicionante. Mas, basicamente, o futuro não tem retorno e não interessa se o sistema é verticalizado ou não. Só quando se discute o mercado, a verticalização ganha importância. No mercado, o relacionamento comercial muda se sua estrutura é mais privada, ou mais estatal. Mas esta é outra discussão, e nem é atribuição do operador. A atribuição do operador é operar o sistema, indicar onde estão suas deficiências, e melhorá-las. Melhorar as condições de controle, os tempos de restabelecimento. É isso que se tem que fazer: otimizar. A função da operação continuará a ser feita da melhor forma para a sociedade, e não para os agentes. E a melhor forma é a centralizada, sempre procurando otimizar o sistema.

Hermes Jorge Chipp

Secretário Executivo do GCOI (1997-1998)
e Diretor de Planejamento e Programação da Operação do ONS (1998...)
03 de janeiro de 2003 e 12 de maio de 2003

O senhor ingressou na Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) em 1971 como engenheiro eletricista recém-formado e lá permaneceu durante quase 30 anos, sempre na área de operação dos sistemas elétricos. Numa avaliação abrangente do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada) e da evolução da operação dos sistemas elétricos interligados no Brasil nas décadas de 1970, 1980 e 1990, que pontos merecem destaque, na sua opinião?

Comecei atuando estritamente na parte elétrica, na área do Subcomitê de Estudos Elétricos. Fui chefe de divisão do departamento chefiado por Xisto Vieira Filho, primeiro na diretoria do Dr. Leo Penna, de 71 a 74, depois, a partir de maio de 74, na do Dr. Brito de Carvalho. Com a criação do GCOI, passei a vice-coordenador do Grupo de Trabalho de Análise do Sistema (GTAS), coordenado por Mauro Arce. Em 1976 ou 1977, assumi a coordenação do Grupo, onde fiquei até substituir o Xisto na coordenação do Subcomitê. Esse período foi marcado pelo início de um processo operativo coordenado com as empresas, e até a extinção do GCOI, a função da Eletrobrás como coordenadora nunca deixou de ser questionada. Ela era proprietária de quase a totalidade das ações das empresas regionais de transmissão, e os estados mais fortes como São Paulo, Minas, Rio Grande do Sul, Paraná principalmente, questionavam muito esse conflito de atribuição. Mas o que mais me marcou nesse período foi a organização de critérios e metodologias; e um ponto muito importante no qual acho que tive uma participação efetiva foi a aproximação da operação com o planejamento na área elétrica. Usamos praticamente o mesmo modelo de simulação há muito tempo, o Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), e os critérios não são os mesmos, mas são sintonizados. Na época, o planejamento fazia o Plano Decenal a cada ano e nós tínhamos um trianual, no qual fazíamos também os três primeiros anos. Havia uma divergência muito grande com relação ao processo conduzido pelo planejamento e pela operação, às vezes chegando a resultados distintos. Criamos, então, grupos mistos de trabalho na área de transmissão, o que raramente se via na área de geração energética. Foi o início de um trabalho conjunto numa zona de fronteira. A operação fazia com que o trabalho do planejamento não terminasse no papel; estabelecíamos um processo de cobrança do que era indicado pelo planejamento da transmissão, na operação. Isso foi muito positivo do ponto de vista de integração de mentalidade, planejamento e operação. Quando da criação do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), na seleção de pessoas para trabalhar em seus quadros, fiz questão de

trazer pessoas da operação e do planejamento. Hoje tenho aqui Marcelo Prais e o Fernando Andréa Cordeiro, da transmissão, Humberto de Campos Ribeiro, enfim, gente para congregar diferentes culturas no planejamento da operação. Esse processo continuou e o eu trouxe também o José Carlos Sili Salomão.

O senhor mencionou o questionamento do papel da Eletrobrás como coordenadora da operação e depois se referiu à integração entre as equipes de planejamento e de operação. Isso era integração dentro da Eletrobrás?

Dentro da Eletrobrás, mas se refletia externamente. As empresas questionavam o papel da Eletrobrás como coordenadora do planejamento e da operação, mas isso não impediu que nós, na área técnica, fizéssemos a integração das equipes.

E essa integração, planejamento e operação, começa antes mesmo da constituição formal do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos)?

Não, depois. O pessoal do planejamento era institucionalmente mais frágil, o GCOI foi criado por uma lei e o GCPS por uma portaria, e havia muita preocupação com relação à validade legal da função. Demorei em torno de quatro meses para estabelecer um diálogo, porque era como se pensassem: "Olha, lá vem esse cara da operação tomar o planejamento." E ao contrário, eu queria oferecer a eles muito mais força do que tinham, juntando com a operação. Eu achava que num planejamento trianual não havia condição de recomendar nada estanque, tinha que ver para frente, então tinha que haver uma integração nos dois sentidos, o que ele recomendava para eu fazer, e o que eu indicava ser importante para uma operação, para ele fazer constar no planejamento.

Em termos de evolução do sistema, temos alguns fatos muito importantes na evolução da interligação. Temos a interligação Norte-Nordeste em 81, a Sul-Sudeste em 82, a antecipação do tronco de 750 kV de Itaipu. Em que medida essa tendência de crescimento da interligação foi tornando mais importante a integração da operação?

Foi importante não só em termos de benefícios elétricos e energéticos, melhor aproveitamento de recursos, mas também em termos de processo. A própria expansão física do sistema. Não vou citar usinas, mas Itaipu foi um grande marco em termos de geração, e junto com ela veio o processo para administrá-la, do ponto de vista técnico, operacional, comercial, financeiro, e para isso foi criado um outro organismo, o Cadop-CMO. A CMO (Comissão Mista de Operação e Coordenação dos Sistemas da Ande, Itaipu e Eletrobrás) tratava da parte técnica e o Cadop (Comitê de Administração e Operação dos Contratos de Compra e Venda dos Serviços de

Eletricidade de Itaipu), da parte comercial. O GCOI participava desse grupo, assim como a Ande (Administración Nacional de Electricidad), paraguaia, Itaipu, brasileira, Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil) e Furnas. Eram as partes contratantes de Itaipu. Os interesses do sistema brasileiro tinham que ser congregados aos do paraguaio, e a operação de otimização de benefícios para as duas redes através do sistema de corrente contínua e de 750 kV, e uma série de grupos de trabalho por nós e eles coordenados proporcionou um crescimento enorme no processo de coordenação e agregação de benefícios ao sistema. Além disso, essas interligações aproveitam uma característica fundamental do sistema brasileiro, a sazonalidade, a complementaridade entre as regiões. Há quatro regiões do ponto de vista energético, região Sul, com caracterizações de complementaridade e complementações; Sudeste-Centro-Oeste; Norte e Nordeste. A operação desses quatro subsistemas é complexa quando otimiza para o consumidor. É como se você aproveitasse da melhor forma o megawatt gerado em qualquer lugar, independente de qual seja a usina, se privada ou estatal. Quer dizer, o operador, tanto o GCOI como o seu substituto, é obrigado a fazer acontecer prioritariamente a produção de menor custo. Ou seja, quanto maior a capacidade dessas interligações melhor o aproveitamento e o ganho sinérgico entre esses subsistemas. Primeiro a água, se estiver mais barata, respeitando as restrições energéticas, ambientais e de uso múltiplo, depois as térmicas. Ou as térmicas na frente, em função do valor da água. Uma das funções fundamentais tanto do GCOI quanto do operador é alocar à carga a produção de menor custo, dentro desse processo de simulação, respeitando as restrições de transmissão. No Sudeste-Centro-Oeste houve racionamento, enquanto no Sul havia energia vertida tributável, porque não havia capacidade de transmissão suficiente para transferir esta energia para o Sudeste.

O vertimento era em Itaipu, não é?

Itaipu e nas usinas da região Sul, em período simultâneo e às vezes em períodos intercalados. Mas foi um período hidrológico favorável na região Sul durante todo o ano de 2001, tanto que o Sul não entrou em racionamento. Verteu em determinadas ocasiões. Mandou o máximo para o Sudeste e verteu o que sobrou. Isso em função do atraso em obras de transmissão. O Plano Decenal não era implementado como recomendado no papel, porque havia restrição de recurso do governo, e o primeiro segmento a sofrer consequências era o de infra-estrutura.

Nos primeiros anos da década de 1990, a escassez de investimentos em geração e transmissão só não resultou em graves problemas de suprimento porque as taxas de crescimento do mercado energético foram mais baixas. O suprimento de energia tornou-se vulnerável em várias áreas dos sistemas interligados. O GCOI tomou uma série de medidas para aumentar a confiabilidade da operação elétrica, como a revisão de

esquemas de controle de emergência e a instalação de compensação de potência reativa nos sistemas nas concessionárias. O senhor poderia comentar essas medidas?

Em linhas gerais, acho que os esquemas de controle de emergência foram concebidos no início em pequena escala e depois configurados equivocadamente como a salvação da falta de recursos. Era necessário dimensionar o sistema, planejá-lo, de forma a suportar contingências simples em linhas de transmissão, fazer com que a perda de um elemento de transmissão não provocasse corte de carga. Com a escassez de recursos acumulada nas décadas de 1980 e 1990, o sistema ficou com o seu desempenho degenerado. Na hora de cortar o recurso, cortava-se a transmissão em grande escala, pois a geração era o sinal econômico da tarifa. Nos contratos não havia sequer obrigações de confiabilidade e segurança, seguia-se o critério estabelecido pela Eletrobrás, através do GCPS e do GCOI, junto com os agentes. A segurança operacional foi se deteriorando, e o GCOI começou a suprir essa deficiência através de esquemas de controle de emergência. Mas esses esquemas são uma solução temporária, enquanto não há a definitiva. Dimensionam-se esquemas de controle de emergência para contingências múltiplas. Ai há contingências simultâneas, a perda de uma linha que leva à perda da outra, e identificam-se as mais prováveis, em função da proteção, de características dos equipamentos, e dimensiona-se o esquema de emergência para contingências fora do critério, e põe-se um esquema para evitar o corte total da carga. É como se fosse uma salvaguarda para evitar o que você não deseja: o blecaute, seja regional ou global. O passivo de transmissão ainda não foi recuperado, o grande reforço está se configurando agora, numa primeira etapa, em 2003 e 2004, com uma grande escala de interligações: o terceiro circuito entre Tucuruí e Imperatriz; a duplicação do circuito do Ceará, Presidente Dutra-Teresina; Sudeste-Nordeste; a segunda Norte-Sul; Samambaia-Emborcação; Ibiúna-Bateias. Grandes interligações regionais, algumas já recomendadas nos planos decenais da Eletrobrás há muito tempo.

Os esquemas regionais de alívio de carga fazem parte da família dos esquemas de controle de emergência?

Sim, mas com outra finalidade. Há dois tipos de esquema de emergência: o esquema de emergência para evitar corte de carga com o colapso por deterioração da tensão, da voltagem da rede e por queda de frequência. São dois fenômenos completamente diferentes. Queda de tensão é um fenômeno rápido, um fenômeno transitório eletro-mecânico. É necessário um esquema muito rápido antes que afunde tudo. Já a frequência é um fenômeno de deterioração mais lento, quando você perde geração, a frequência do sistema sai do padrão de 60 Hz e a frequência começa a cair, mas muito lentamente, e há muito mais tempo para cortar carga. O esquema regional para alívio de carga é para queda de frequência, não para colapso de tensão.

Um dos esquemas de controle de emergência mais citado é o das usinas do Paranaíba. Esse esquema continua em vigor?

Sim.

Isso por conta de uma precariedade do sistema de transmissão.

Na época, se a memória não me falha, houve uma divergência de opinião no âmbito do planejamento em relação a uma linha, se não me engano era São Simão-Itumbiara.

Houve um famoso acordo do Paranaíba, Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), Furnas e Cesp (Companhia Energética de São Paulo) se comprometeram a certas obras. E Furnas não fez uma linha.

Foi essa linha, São Simão-Itumbiara. E sua falta obrigou a um esquema para suprir algumas contingências simples. Agora entrou uma conexão, Samambaia-Itumbiara e Samambaia-Emborcação. De lá para cá não vi reforços no Paranaíba, só suprimento de Jaguará para dentro, para a região central da Cemig. Emborcação-Neves, Jaguará-Ouro Preto, tudo para suprimento à carga; para a malha não se fez mais nada. Um transformador em Água Vermelha e aquele triângulo ali do Paranaíba, faltando as linhas que interligam usinas. Essa linha de 500 kV interligando o Paraná ao Paranaíba e o Paranaíba ao Grande, que eram sistemas de 440 kV, 345 kV, alguma coisa ficou faltando, então: esquema de controle de emergência. Até hoje. É claro que à medida que a expansão vai acontecendo eles vão ficando menos importantes. Devem existir hoje 12 esquemas de sistema de controle de emergência de 750 kV, com controladores lógicos programáveis, de corte de geração a Itaipu, quando há perda de circuitos entre Foz do Iguaçu e Ivaiporã, Itaberá, Tijuco Preto, ou perda de transformadores. Atualmente, esses esquemas de emergência já não são em grande escala para contingências simples, são mais para múltiplas, porque o sistema está completo em 750 kV. Os esquemas de controle de emergência com controladores lógicos programáveis foram implantados após o blecaute de 99, para suprir as deficiências de arranjo de subestações mais antigas, como Bauru, o 440 kV principalmente, e o 345, e algumas subestações de 500, como Jaguará e Neves, subestações muito antigas com arranjos em barra dupla, com barramento em disjuntor em meia. Começa-se, então, a fazer seções de barramentos, melhorar a engenharia da subestação e instalar esquema de controle de emergência para, em contingências mais severas, não haver colapso. O sistema está concebido através de suprimentos em grandes troncos de transmissão.

E a instalação de compensação de potência reativa?

Acho que o grande marco foi um aperto que o GCOI começou a dar nas empresas. Com os grupos mistos conseguimos fazer um trabalho integrado planejamento/operação, através do GCPS e do GCOI, obrigando as empresas a cumprirem o fator de potência mínimo da carga. Saiu uma portaria em 1992, na época do Armando Araújo, de fator de potência para o consumidor. Depois estendemos isso para a malha de transmissão. A distribuidora devia ter um fator de potência mínimo e eram feitas avaliações do planejamento do GCPS e do GCOI que dimensionavam a compensação reativa que a distribuidora tinha que instalar. Como a distribuidora não tinha nenhum ônus com relação ao seu erro de mercado, ela era energeticamente – atendendo a tarifa de otimização e geração térmica coberta pela CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) para suprir deficiência de compensação reativa, capacitores etc – um investimento barato. Criamos, então, uma comissão chamada Caeget que avaliava desde o planejamento até o que a empresa implantava. Na operação, se fosse preciso gerar térmica para controlar a tensão nas barras de interligação com a distribuição por deficiência de capacitor não instalado pela empresa, embora recomendado, o prejuízo cabia à distribuidora. Começamos a colocar algum senso de penalização. Tivemos problemas porque algumas empresas alegavam estar em condições ruins etc. Foi um processo lento, quase um ano de reuniões e negociações.

Esse aspecto de compensação foi um grande marco. Hoje, por exemplo, mesmo com esse mercado mais moderno, a regra de encargo de serviço do sistema está num ponto, sob o aspecto de compensação reativa, mais frágil do que antigamente, porque é por submercado. Quer dizer, qualquer geração térmica que houver por rescisão de transmissão, os consumidores das áreas que pertencem ao submercado pagam. Se eu gerar, por deficiência de compensação reativa, em Mato Grosso, o consumidor do Espírito Santo vai pagar. No tempo da Caerget a parte de transmissão era socializada, a parte de distribuição, não. Pagava a distribuidora.

O êxito do Plano Real elevou a demanda de energia elétrica para o Brasil. A operação dos sistemas elétricos tornou-se mais complexa devido ao crescimento de requisitos de carga própria à energia, concomitantemente com os atrasos sucessivos dos programas de obras. Em 95 o GCOI aprovou a elaboração de um programa emergencial de obras e no ano seguinte o Conselho Deliberativo aprovou um plano de ações do GCOI para reduzir os riscos de déficit de energia. O senhor poderia comentar esse quadro?

Com o atraso de instalações, devido à escassez de recursos, o desempenho do sistema foi se deteriorando e chegou a um ponto em que se resolveu fazer esse Plano de Emergência, do lado da oferta e do lado da demanda, através do Procel (Programa de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica). Foi um plano muito polêmico, muito questionado, mas chegou-

se a um ponto tal que não havia investimentos na oferta e era necessário começar a trabalhar do lado da demanda. O plano foi concebido para evitar um mal maior que pudesse acontecer a curto prazo. Na época, praticamente nenhuma área operava no critério de contingência simples, somente São Paulo e assim mesmo por um fator indireto: a chegada dos troncos de Itaipu na década de 1980. Quer dizer, nunca houve um plano. Chegou-se a um ponto em que qualquer contingência seria um colapso regional. Era necessário mostrar que se precisava investir em transmissão e geração, que a operação estava fazendo correções, remendos. O esquema de emergência substituindo transmissão é remendo.

E existe um limite. A operação não podia substituir os investimentos também.

A partir desse movimento, demos um avanço enorme na comercialização de energia. Havia um processo depois da Lei 8.631 e do Decreto 774, que fez aquele ajuste no setor mas continuou não direcionando a tarifa, nem parte dela, para a transmissão, continuou direcionando para a geração. Mas pelo menos fez-se um casamento, o GCPS com o GCOI. Os contratos eram editados em função do crescimento de mercado. Só que o pessoal previa o mercado por baixo, não contratava e tinha rateio de sobras. Na hora da operação o mercado não era o previsto, era um mercado mais alto, deplecionavam-se os reservatórios. E sabe quanto se pagava por isso? A tarifa de otimização era R\$ 4,00 por MWh. Era magnífico para a distribuidora. Ela previa o mercado por baixo e para tudo que consumisse acima do contrato pagava R\$ 4,00 por MWh. Começou-se a desenvolver um processo de comercialização mais moderno e a criar modalidades de energia. Criamos primeiro a chamada Etai (Energia Térmica Altamente Interruptível), criamos outras energias e começamos a comercializar sem decreto do Dnaee (Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica). O sistema, vamos supor, estava numa hidrologia favorável, despachava-se até a térmica, por exemplo, de Igarapé, não despachava a térmica mais cara. Então, ofertava-se aos consumidores industriais a térmica que não era despachada para o sistema para, no caso de quererem aumentar sua produção para competir no mercado internacional, principalmente os consumidores sazonais, os industriais de grande porte, comprarem essa energia. Pagava-se a quem gerava uma taxa de administração de R\$ 6,00 por MWh, pagava-se o mesmo à distribuidora a qual ele estava conectado, mais o custo da térmica que oferecia para ele. Todos ganhavam. Depois criamos Etai a termo, com a energia que sobrava nos reservatórios. Havendo condição muito favorável, cedíamos aquela energia para ele aumentar o seu consumo fora de contrato, e se nossa expectativa de vertimento não se configurasse, ele repunha essa energia. Quer dizer, começamos a modernizar esse processo de modalidade de energia, quase criando um mercado. Com esse trabalho começamos a rever o conceito e perceber qual era o grande equívoco. A empresa não tinha nenhuma penalização por desvio de mercado. Incentivada a prever por baixo, rateava a sobra e

depois pagava R\$ 4,00 por MWh. Em 1997 mudamos esse processo de comercialização em vários aspectos, inclusive nesse. Quem consumisse acima do valor de contrato, pagava o maior dos valores entre o valor médio de contrato e o custo marginal. Quando o custo marginal estava acima da tarifa de contrato, quem tivesse desvio de mercado com relação ao contrato pagava o custo marginal. Se tivesse, como agora, o custo lá embaixo, pagava valor de contrato. Quer dizer, era penalizado porque não contratou. Antes, se errassem era até bom, porque pagavam apenas R\$ 4,00, depois que começamos a cobrar o maior de dois a coisa começou a entrar no lugar, todo mundo começou a errar menos e a consequência foi menor rateio de sobra.

Observamos nos relatórios do GCOI que, a partir de 1994, 95, a operação começa a ter dificuldade no atendimento à ponta. Nos anos anteriores, de recessão, víamos problemas de áreas críticas, Rio de Janeiro, Espírito Santo, e agora estamos vendo problemas de atendimento à ponta.

Chegamos a estabelecer critérios de corte de ponta. Cheguei a administrar corte de carga nas empresas, porque o sistema não tinha capacidade de ponta, de potência, para atender à demanda no horário de pico. Exatamente pela falta de investimento. A carga começou a crescer, e isso não foi acompanhado em termos de implementação de expansão de oferta. Não faltou energia porque com a hidrologia favorável conseguia-se atender a carga de energia. Mas a ponta, não, a demanda, não. E aí começou-se a criar uma série de procedimentos para poder deslocar a carga da ponta. Criamos também, no período desse Plano de Emergência e do processo de comercialização mais moderna – fruto de corrigir esse erro de desvio de mercado, de incentivo a não contratação –, uma série de mecanismos compensatórios, como deslocar carga de ponta para fora de ponta, porque não tinha problema de energia e tinha problema de capacidade.

Essas coisas eram formalizadas? O Dr. Mario Santos diz, em sua entrevista, que no GCOI alguns processos eram muito informais.

Alguns, no âmbito do próprio Comitê, mas não esses que envolviam consumidor. Precisava-se chamar o consumidor e negociar ou ir à distribuidora criar uma regra para negociar com o consumidor. Envolvíamos o Dnaee, obrigatoriamente, para termos algum respaldo, porque saía do âmbito dos comitês, envolvia o consumidor direto.

Queríamos que o senhor abordasse sua participação nos estudos e processos de tomada de decisão sobre a reestruturação do setor de energia elétrica, o RE-SEB, particularmente os estudos e decisões referentes à definição dos princípios básicos de criação e funcionamento do ONS.

Coordenei os núcleos de regras de mercado, o grupo de regras e tarifas de transmissão, tarifação de transmissão, dimensionamento de transmissão e serviços ancilares. O conflito entre os interesses da Eletrobrás e os do projeto foi uma grande dificuldade, mas não me atrapalhou. O Dr. Firmino Sampaio criou um grupo coordenado pelo Mario Santos, onde sentavam as pessoas que participavam do RE-SEB. Do planejamento e da operação. As coisas começaram a andar independente da vontade da Eletrobrás, pelo contrário, para tirar poder da Eletrobrás, só que sem controle. Chegou um momento que o negócio andou de uma forma tão atropelada que a própria Eletrobrás contratou a consultora inglesa Coopers & Lybrand. E o nosso trabalho maior foi convencer os ingleses que o modelo deles não servia para nós. Convencê-los que o nosso sistema é hidrelétrico, que temos hoje gerador hidráulico em benefício da otimização. A minha participação foi mais de cunho técnico, sem nenhuma orientação de grande porte, tanto que o modelo que está aí não é o que está na minha cabeça, tão livre, o mercado tão aberto. A evolução deveria ser gradativa. Sobre isso, acho que o grande equívoco foi não se ter a percepção do problema cultural. Esqueceu-se do principal: a mentalidade do brasileiro não é igual a do inglês, a do norueguês, a do americano. Um processo não é simplesmente implantado, depende das pessoas. O operador não teve jeito, porque ele já funcionava, era o GCOI, e ficou mais forte, mais independente. E melhor estruturado, porque deixou de ter ingerências políticas e ganhou um cunho mais técnico.

O Dr. Mario Santos fala da tropicalização do modelo. O senhor concorda com a avaliação de que a versão original do relatório apresentado pelos consultores estrangeiros foi excessivamente calcada no modelo de competição baseado na geração termoeletrica dominante nos países desenvolvidos?

Acho que conseguimos convencer os ingleses de que era diferente. Prova disso é o mecanismo de realocação de energia. Conseguimos fazer uma analogia com o que chamávamos de tarifa de otimização. O nosso sistema, enquanto for predominantemente hidrelétrico, não pode funcionar com geradores hidráulicos, porque a água tem um valor só, e você não vai dar incentivo à otimização se não der o benefício ao gerador hidráulico. Se você fizer a comparação dele por diferença individual, ele não vai seguir o comando do operador. Ele vai tender a deplecionar o reservatório dele segundo a sua própria expectativa, e isso não vai dar certo. Porque cada um vai tentar salvar o seu caixa. Conclusão: isso vai afundar os reservatórios. Existe um risco enorme e temos que dar incentivo à otimização, ou seja, eu dou a você um certificado de energia assegurada, dou a ele outro e mando você gerar quanto eu acho que nós juntos vamos ganhar mais. Quer dizer, não é um você individual, é o sistema como um todo. Que é o tal ganho sinérgico, com o sistema. Com bacias hidrográficas, com complementaridade, levando em conta a sazonalidade dessas bacias, a diversidade hidrológica. Para chegar a ser um sistema térmico vai demorar muito. Foi difícil convencer

os ingleses disso, porque era uma novidade. O argumento deles era que a Noruega já tinha um sistema quase 100% hidrelétrico e não tinha esse mecanismo de realocação de energia. Mas seus reservatórios não são de acumulação plurianual. Seis meses de água, seis meses de gelo, então é como se fosse uma térmica, não é? Acho que quando se fala em cópia é uma forma de trabalhar contra o que foi feito. A peculiaridade do sistema, predominantemente hidrelétrico, está conservada, que é o *hedge* que há entre os geradores hidráulicos para incentivá-los a gerar e aceitar o comando do operador em benefício da otimização, para que haja esse ganho sinérgico de 20%.

Quando o Dr. Mario fala de tropicalização é exatamente criar esse mecanismo de adequação para a nossa realidade.

O modelo não é ruim. Quer dizer, eu não faria, se voltasse no tempo, outras coisas que fizeram, o mercado calculando preço; eu achava que custo tinha que ser igual a preço porque nosso sistema era o custo marginal. Hoje está ridículo, você pega o que a gente faz e manda para lá e eles tiram as usinas em testes e as usinas inflexíveis e calculam o preço, quer dizer, é a mesma coisa, quase nada, contanto que não tenha que inflar para fazer isso. Mas acho que o grande mal foi essa competição no *retail*, no fim da cadeia, o consumidor livre. Com essa energia velha a esse preço, não vai ter consumidor livre.

Os mercadológicos acreditam em mercado puro, eu não. Não acredito e acho que o governo tem responsabilidade, porque energia elétrica é um serviço público e vital para o desenvolvimento de qualquer país. O governo deve tomar a iniciativa de expansão da oferta para garantir o abastecimento. E tinha que haver um critério de segurança. O que chamo de um estoque de regulação de segurança. Não é possível, como aconteceu, tentarem botar a culpa no operador quando, no fundo, foi falta de investimento. Isso não seria necessário se tivessem feito o que estou falando. Primeiro, o governo tinha que ter um mecanismo de comprador de primeira instância. Quer dizer, fez-se uma avaliação segundo o critério de segurança de longo prazo, faltou oferta, o mercado não entrou, o governo entra. Como entrou agora em térmica emergencial, só que se entrasse com mais calma e não na crise podia ser uma energia de custo mais barato.

Quais as atribuições específicas da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação?

As oriundas da própria definição da Lei 9.648: o planejamento da operação eletro-energética, com horizonte, no plano energético, de cinco anos à frente, feito anualmente com revisões trimestrais e depois com programa mensal de operação, acoplado ao planejamento de

curto prazo. O planejamento elétrico utiliza horizonte de um ano e meio: o ano seguinte mais o verão do ano subsequente, que é a primeira avaliação elétrica. Depois há revisões trimestrais, também dessa avaliação, chamada de anual, depois o planejamento mensal, semanal e a programação eletro-energética, diária. Somado a isso há os estudos pré-operacionais, relacionados com a entrada em operação de obras relevantes dos agentes que vão se conectar ao sistema, incluindo necessidades do equipamento com relação ao sistema e do sistema com relação ao equipamento com base em critérios e requisitos mínimos de procedimentos de rede.

Ainda no planejamento elétrico-energético, há dois *inputs* fundamentais: a carga e a hidrologia. Previsão de aflúências de médio e curto prazo; e a carga, previsão e acompanhamento. A área de desenvolvimento de metodologias alimenta essa simulação, trabalhando nos *softwares* principais na cadeia de modelos desenvolvidos pelo Cepel, oriundos do estágio anterior, com a Eletrobrás. A Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) regulamentou-os e eles continuam prevalecendo, claro que com adaptações feitas em função da evolução da tecnologia ou do próprio processo, de tempo de implantação etc. Então, para esse trabalho, temos quatro áreas: a gerência de planejamento da operação, que trata dos estudos anuais, trimestrais e os estudos especiais de avaliação de novas instalações. Ela trata da parte elétrica e energética de médio prazo, pegando o ano à frente e o verão do subsequente, porque as temperaturas mais elevadas nessa época fazem com que se tenha de avaliá-la especificamente.

As gerências, agora, trabalham por horizonte e não por assunto. A gerência de programação e desligamentos trata da programação diária eletro-energética. A partir do programa mensal de operação e suas revisões semanais, ela realiza uma programação diária, que vai para os centros de operação para ser aplicada. Diferente dos estudos de médio prazo, ela não trabalha mais com a rede completa, e contempla tudo que vai acontecer no dia seguinte. Esta gerência é coordenada pelo Dr. Istvan Gardos e a de planejamento da operação, pelo Dr. Sili Salomão. As grandes cabeças do modelo anterior estão aqui no ONS, porque têm uma experiência rara no mercado. A gerência de estudos se dedica a estudos de proteção, não só coordenação da proteção e dimensionamento e modernização da proteção, como também análise de perturbação. São feitos relatórios sistemáticos, em função dos procedimentos de rede, com base nos quais a Aneel toma a decisão de multar uma empresa porque não agiu corretamente ou o próprio ONS.

Isso já aconteceu?

Já. A gerência de estudos especiais faz a proteção sistêmica e análise de ocorrências e também estudos mais sofisticados, que são os pré-operacionais, que levam em conta estudos de sobre-tensões transitórias, ajuste de controladores de máquina. Por exemplo: pega-se

uma determinada época do ano e faz-se uma avaliação de todos os controladores das máquinas e do sistema para poder ajustá-lo de forma a que ele se comporte melhor inclusive sob perturbação.

A quarta gerência é de metodologias e carga. A carga está locada aí porque é um *input* para todo o ONS. Uma área só de carga, pequena, que faz a consolidação com os agentes, desde a consolidação da previsão de carga junto com o CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos), até a consolidação da programação de área. E a metodologia é a interface de desenvolvimento com o Cepel e a PSR - Power Systems Research para desenvolver e manter os *softwares* com os quais simulamos esse sistema, tanto do ponto de vista elétrico como energético, para manter a tecnologia de ponta. Mas não fazemos desenvolvimento. Fazemos coordenação e gerenciamento desse desenvolvimento, que é terceirizado, senão a equipe teria que ser enorme, teria que ter um mini Cepel.

Você citou PSR.

Sim. É do Mário Veiga, um consultor. Citei a PSR porque ela trabalha em maior escala para o governo nessas medidas de emergência. Estamos fazendo convênio com as universidades para integrá-las nesse processo *on-line* de desenvolvimento em conjunto. Colocar a universidade não só em pesquisa, mas também em desenvolvimento tecnológico e chegar a um denominador comum.

Você destacaria alguma universidade, algum centro que esteja aprimorando...

Temos alguns projetos, inclusive coordenados pelo MCT (Ministério da Ciência e Tecnologia) e estamos tentando obter financiamento. Temos projetos também com consultoras, como o que estamos fazendo, por solicitação da Aneel, para rever as séries de vazões naturais, levando em conta o uso múltiplo da água, junto com a ANA (Agência Nacional de Águas). O ONS está coordenando esse projeto com financiamento específico, verba determinada pela Aneel, através de um ofício, porque é um projeto prioritário. Estamos desenvolvendo um projeto, dentro desse bojo, com a Unicamp (Universidade de Campinas), porque ela sempre questionou o nosso processo de programação dinâmica estocástica dual, nosso *software* de modelo de otimização. O professor Secundino acha que devemos trabalhar numa linha mais determinística. Vamos agora começar a agregar essa inteligência, atendendo uma solicitação antiga das universidades, que nos acusam de só usarmos a tecnologia do Cepel.

Você destacou um sonho que tinha no tempo do GCOI de integração das áreas de planejamento energético e elétrico. Aqui a divisão é por horizonte, então você tem as equipes...

Por exemplo, a gerência de planejamento da operação, que trabalha no médio prazo, tem uma gerência de planejamento elétrico e uma de planejamento energético, sob a mesma gerência. Lá na Eletrobrás trabalhávamos por departamento. O diretor congregava essas duas áreas. Eram subcomitês separados e tudo. Agora, não. Porque não existe o trabalho energético ou elétrico só, o trabalho final é elétrico e energético.

Não é possível escoar uma potência, uma disponibilidade que tenha uma hidrologia favorável numa usina se não houver transmissão e se não for algo muito bem calculado. Um deve estar muito junto do outro para conduzir. Sempre considerei, e considero, fundamental a integração dessas culturas nas empresas.

Por que o ONS foi concebido como uma entidade privada?

O ONS foi concebido com um enfoque de independência, ele era operador independente do sistema, como eram os ISOs (*Independent System Operations*) em nível internacional. Esse operador, pela importância de sua função, não pode depender de entidade privada ou estatal. Ele foi concebido, então, imaginando-se que você ia obter um mercado de competição plena em que as empresas seriam desverticalizadas em sua totalidade, com aquele processo de privatização que começou e foi interrompido. Então o modelo parou no meio. Mas ele foi concebido como: o operador vai resolver todos os problemas que dizem respeito às suas atribuições por lei, de maneira independente. Ele é um autoritário do regulador, que é o autorizador. E ele trabalha com base em leis, decretos e resoluções da Aneel, não é mais necessário hierarquizar os documentos regulatórios, eles não são do MME (Ministério das Minas e Energia). Enfim, governo e Estado, vendo governo como ministério e Estado como Aneel. Estado é permanente, governo é transitório. Trabalhamos com regulamentos técnico-econômicos feitos pela Aneel, de cunho mais econômico, que é a parte de tarifa em atividades reguladas como transmissão e distribuição. Não atuamos diretamente na distribuição, mas sim na transmissão. Por exemplo, tarifa regulada de transmissão: uma obra de transmissão é licitada e é dada uma receita; ganha quem pedir a menor receita. Aí a transmissão entra, se ela é privada ou estatal, não faz a menor diferença, ou não deveria fazer. É uma instalação de transmissão cuja operação, basicamente, de acordo com os procedimentos e com os regulamentos, cabe ao agente proprietário da instalação, e sua coordenação, sua operação sistêmica, cabe ao operador. Somos obrigados a ver se esse suprimento está, primeiro, priorizando o ótimo sistêmico, o benefício sistêmico, respeitando as restrições locais, dos agentes ou da instalação. O ONS foi criado como uma entidade privada para ter essa independência, para não haver ingerência de governo em função de interesses políticos ou governamentais ou algo conjuntural que pudesse prejudicar suas atribuições.

Num horizonte em que a maior parte dos agentes seria privada.

Correto. Na minha concepção, isto é irrelevante do ponto de vista técnico. O operador deveria ter condições de executar as funções que estão lá, atribuídas por lei, independente dos agentes serem privados ou estatais. Quer dizer, a sua atividade, o seu conselho deveria ser tal que lhe desse a liberdade, de acordo com os ditames técnicos legais, de poder exercer sua função com neutralidade e independência. Independência para poder cumprir os procedimentos de rede; e o regulamento seria uma ingerência política, uma conjectura de grupos ou de agentes, sejam eles privados, estatais ou até mistos. Em função de interesse de distribuidores ou transmissores ou até geradores, independente da sua natureza legal.

É correto considerar que a nova legislação determinou que o ONS realizasse a operação do sistema interligado nacional da mesma forma que o GCOI, isto é, de forma centralizada e com o objetivo de minimizar os custos operativos totais?

Sim. Quer dizer, de “forma centralizada” dá margem a uma série de discussões e com relação a cada atividade, não é? A redução de custos operativos é obrigada por lei. Além do custo, sou obrigado a perseguir permanentemente a segurança do suprimento, o atendimento. O custo está muito ligado à parte energética, otimização de energia. Preservar isso com segurança, dentro de um critério, de forma que ocorrências no sistema não provoquem desligamento em cascata, isso é garantir a segurança. É suprimento. Desligar o menor número de carga possível, mas de preferência não desligar. Você dimensionar o sistema, em termos de investimento, para que uma contingência simples, que é o critério padrão, não interrompa a carga.

O GCOI atuava também nessa área?

Sim. Em função do ONS não ser proprietário dos ativos, tudo é feito em conjunto com os agentes, principalmente os de transmissão. Nos modelos mundiais a empresa de transmissão é dona dos ativos, ou tem equipe própria de manutenção, ou contrata o serviço de terceiros, mas é responsável, sabe tudo o que está acontecendo. Temos de operar esse sistema com base em procedimentos separando o que é responsabilidade do agente, com relação àquela instalação, e o que é responsabilidade do ONS para, quando acontecer alguma coisa, o regulador poder notificar, verificar, fiscalizar. Volta e meia recebemos uma notificação da Aneel a respeito de algum trabalho em que não foi cumprido um regulamento específico da Aneel, uma lei ou um decreto. É preciso estar *up-to-date* com tudo isso. Quer dizer, trabalhamos com base no que está regulado, ou através de procedimentos ou através de regulamento da Aneel. Qualquer outra iniciativa deve ser comunicada à Aneel, porque se algo acontece, ela notifica.

É preciso estar o tempo todo atento ao que se está fazendo. Por eu não ser proprietário do ativo, repito, o melhor processo é desenvolver em conjunto. A responsabilidade, contudo, está determinada no procedimento de rede: o que é da instalação é do agente e o que é sistêmico é do operador. Como ela se integra, qual sua influência e como tem que operar de maneira a que eu possa obter o ótimo sistêmico preservando as restrições locais, dos agentes ou do equipamento, de forma a que ele possa fazer a operação da instalação, atender os preceitos de responsabilidade civil, quando é com relação a usinas, tudo isso, a gente preserva.

Não estamos falando só de linhas, mas de usinas também.

Exato. Há a responsabilidade civil, os procedimentos de situações excepcionais de cheias, por exemplo. Está previsto em nosso módulo de procedimento de rede. A barragem, a usina, não é do operador. Enquanto a operação é caracterizada como normal, eu coordeno a operação integrada. A partir do momento que se torna uma situação excepcional, que caracterizamos como emergência, passa a ser coordenada pelo agente do local, por causa da responsabilidade civil.

Esse diálogo que o senhor tenta implementar com os agentes, é feito com quem? Com o Conselho de Administração?

Se a ação for simplesmente operacional, é diretamente com os agentes. O Conselho se reúne apenas uma vez por mês, e às vezes a decisão tem de ser imediata, então é enviado um comunicado de forma que o Conselho possa sempre estar acompanhando e não estranhe nenhuma decisão que ele julgue depois que tivesse que ser envolvido. Até agora não tivemos grandes problemas. Não posso abrir mão é da agregação do saber, e o saber não precisa ser só do ONS, o saber se obtém através de um processo integrado e conduzido com participação. Identificada a melhor ação, a melhor solução para chegar a um melhor resultado, o processo de agente – ONS torna-se indiferente, porque a responsabilidade por lei é minha e eu posso convocar quem quiser para agregar saber e inteligência àquele processo. É assim que tenho feito, respeitando os princípios de responsabilidade que estão na lei.

O GCOI era um fórum em que se resolviam as coisas por votação. Agora é diferente, não é um processo de votação. O Conselho é de administração, com uma outra conotação, outra natureza. Várias coisas, no entanto, são compartilhadas com eles, ora por ser assunto estratégico, ora por às vezes precisarmos de uma orientação antes de irmos à Aneel, encaminhando uma coisa que tenha rebatimento em segurança, risco. As ações não são só técnicas, há ações políticas também, e consequências políticas, como o blecaute e o racionamento.

Por que investiram o ONS de novas funções, em particular a administração do serviço de transmissão de energia, incluindo as regras de integração de novas instalações da rede básica de transmissão, a contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços auxiliares?

Os serviços auxiliares estão integrados ou nos serviços de transmissão ou no serviço de geração, como por exemplo reserva de potência, *black start* das usinas, isso está no custo da energia, normalmente, ou no custo da transmissão. Um sistema de proteção mais sofisticado que uma transmissora instale para poder ter desligamento seletivo de carga e não descontrolado, para evitar propagação do desligamento está sendo remunerado de forma específica, às vezes dentro da tarifa de transmissão e às vezes de forma específica. O operador concebe o esquema, manda implantar com os agentes e informa à Aneel para que ela remunere esse serviço. No futuro, um benefício desse, uma reserva de potência, tende a ser precificada à parte do custo da energia. A meu ver, isso não é uma prioridade absoluta. O governo está concentrando esforços em coisas bastante relevantes, como sobra de energia e planejamento, investimento em geração, expansão da transmissão, enfim, coisas que ele quer ajustar nesse novo modelo que até agora não funcionou como deveria.

Em relação à administração do serviço de transmissão de energia e integrações de novas instalações de rede básica, é a parte de isenção, essa tal independência que ele tem que ter. O ONS não é um agente, nem de distribuição, nem de transmissão, nem de geração. O acesso ao sistema tem que ser livre e para isso se dar é necessário um contrato de conexão muito bem feito, porque a linha é de um agente e os dois terminais de conexão, de outro agente e às vezes até de dois agentes diferentes. A linha às vezes se conecta numa subestação de uma empresa e outra de outra e a linha é de um terceiro. O processo deve ser muito bem codificado com relação a obrigações e responsabilidades, de forma a não impedir a viabilização dessa conexão.

Eu estava pensando na linha Samambaia-Emborcação, inaugurada no final do ano passado. Samambaia é Furnas, Emborcação é Cemig e a linha foi construída por uma empresa privada.

Isso mesmo. O operador é um elemento indutor de neutralidade, para facilitar esse processo através do procedimento. Se for conexão na transmissão inclusive, o operador é interveniente. Para garantir o livre acesso e para que não prevaleça conflito de interesses. Esse é o motivo principal. O operador é isento, sua preocupação é em relação ao procedimento, de forma que a coisa aconteça de acordo com o regulamento econômico feito pela Aneel e com os procedimentos de rede.

Em 1º de março de 1999 o ONS assumiu a operação do sistema interligado nacional e logo depois, 11 de março, enfrentou uma espécie de batismo de fogo em virtude do blecaute que atingiu as regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. Gostaríamos que o senhor comentasse as causas do blecaute e as lições extraídas do episódio.

O primeiro blecaute, de 99, se deu pela perda de Bauru. Sua origem foi um defeito, provocado por uma descarga atmosférica. As subestações de extra alta-tensão hoje, as mais modernas, são do tipo disjuntor, de forma que você desliga só a linha ou o barramento ou a seção de barramento que deu defeito. No caso de Bauru, o arranjo era tal que o defeito desligou toda a subestação, ocorrendo a propagação do fenômeno. Se há um curto, e há demora para desligar, o curto modifica todo o comportamento do sistema, dá oscilação, a tensão tende a ir lá para baixo. Instantaneamente Itaipu tentou responder, principalmente Itaipu, e as demais usinas. Para uma oscilação envolvendo 7.000 MW, é preciso um sistema de controle altamente sofisticado – por isso estamos dimensionando esses esquemas de segurança através de controladores lógicos programáveis – em função do fenômeno elétrico que ocorre, sem saber onde ocorreu, só pelas variações de tensão, de potência e de corrente, ele detecta o porte do fenômeno e começa a colocar o sistema novamente, antes que haja um desligamento de grandes proporções. É como se segregasse um desligamento em determinados locais, seja através de corte de carga, seja através de corte de geração, para aliviar os troncos de transmissão e fazer com que o sistema de 750 kV e nenhum elo de corrente contínua apaguem. O elo de corrente contínua e o sistema de 750 kV, que é a transmissão de Itaipu, que hoje envolve entre 10 e 12.000 MW quase que freqüentemente, são 30% da carga do sistema interligado do Sudeste, Centro-Oeste e Sul. Então você tem que preservar esse sistema de escoamento de Itaipu seja qual for a perda de geração no seu sistema. É claro que se pode fazer melhorias com esquema de controle de emergência, segregação de barramento, como foi feito. Quando isso acontece agora, corta-se geração no próprio Paraná, e o impacto, conseqüentemente, é menor. A meu ver, a causa fundamental dos dois blecautes foi falta de investimento em transmissão. Várias modificações foram feitas de lá para cá, vários esquemas foram implantados, esquemas exatamente para você economizar um pouco em transmissão.

Substituíram investimento.

É, e não se pode substituir investimento. Porque essas ocorrências são de probabilidade muito baixa, você substitui com o esquema, mas não podem ser contingências simples ou duplas, de linha de circuito duplo. Isso levou também a mudar o critério de transmissão, não é só mais contingência simples, você tem que dimensionar o sistema para contingências duplas em linhas de torre de circuito duplo. Agora, em 2003, está se concretizando uma série de investimentos de porte em transmissão, que a Aneel licitou. Depois de quatro, cinco anos

esses investimentos se concretizam. Entrou o terceiro circuito entre Tucuruí e Presidente Dutra; entrou o circuito Presidente Dutra-Teresina; uma parte da duplicação do sistema de 500 kV de suprimento ao Ceará; a interligação Sudeste-Nordeste já entrou radialmente, suprimindo uma parte da carga da Bahia e, no início de junho, ela se interliga com o sistema Nordeste; Ibiúna-Bateias já entrou, de circuito duplo, interligando o Sul ao Sudeste; vai entrar a segunda Norte-Sul, já concretizada, no início de 2004. Ibiúna-Bateias é o fortalecimento da interligação entre os subsistemas Sul e Sudeste de escoamento de Itaipu, que hoje é o 750 kV, através de um outro elo, ou seja, não passa pelo 750 kV. É como se você dividisse a potência, de forma que o impacto num ou noutro é muito mais suave.

Sintetizando as causas dos blecautes: a falta de investimentos em transmissão, para modernizar as subestações e suas proteções, mas principalmente a falta de sinal econômico no modelo anterior para investimentos em transmissão. Todo sinal econômico da tarifa era voltado para a geração. Não havia um sinal econômico para investimento em transmissão porque não havia um sinal econômico tarifário que contemplasse segurança operacional.

A interligação Norte-Sul entrou em operação comercial em fevereiro de 99. Qual a importância dessa interligação e de outras obras de transmissão e geração que também resultaram em modificações sensíveis na configuração dos sistemas interligados na década de 1990?

A interligação Norte-Sul ligou os subsistemas Sudeste, Centro-Oeste e Sul aos subsistemas Norte e Nordeste. Veja a importância disso, levando em conta as características do nosso sistema. Temos um subsistema Norte que é, em pouco mais da metade do ano, exportador, quando tinha só a usina de Tucuruí I. Na segunda metade do ano, vem o período seco, e ele, em função do nível do reservatório, chegava até a importar energia do Nordeste, veja a dependência desses dois subsistemas. O Nordeste dependendo dele, quase que exclusivamente, da complementação das sobras do Norte, que tem essa característica, e o Norte dependendo de uma boa situação do Nordeste para não faltar capacidade de ponta. Com a entrada de Tucuruí II, essa capacidade de ponta fica diminuída, de forma que com a segunda casa de força não vai haver mais, já em 2003, a necessidade do Norte importar energia para atender ponta. É um sistema que verte no primeiro semestre e no segundo semestre não verte, período seco, depois de dezembro volta a verter. Todo ano é assim. Setenta anos de histórico com esse comportamento. Nordeste, um sistema com uma bacia; um grande reservatório, Sobradinho, Três Marias, dependendo dessa afluência de Três Marias para se armazenar ou desarmazenar em Sobradinho. Sistema Sul, um sistema pequeno e volátil, bastante volátil com relação à hidrologia. É um sistema em que a afluência varia de uma semana para outra de 200% da média de longo termo para 60. E uma capacidade de

armazenamento muito pequena, da ordem de 14.000 MW médios. O Nordeste com uma capacidade de armazenamento de 50.000 MW médios – arredondando – e o Sudeste-Centro-Oeste, com uma capacidade de armazenamento de 170.000 MW médios. A grande inércia está no sistema Sudeste-Centro-Oeste, com grandes bacias, grandes reservatórios, de capacidade de regularização plurianual, é um sistema significativamente importador; com uma carga enorme.

Em situação de hidrologias de período seco, que é sazonal, ou de hidrologias críticas, a situação extrema é o racionamento, situação de déficit. Em situação favorável, ele consegue ajudar todos os outros porque a capacidade de acumulação é pequena. A interligação Norte-Sul veio a ligar esse sistema de maior inércia, quer dizer, o maior tanque, ao tanque que ora está cheio, ora está vazio e ao tanque que não enche, que é o Nordeste. Se o Nordeste passa por um período crítico, para ele voltar a encher precisa de uma hidrologia muito favorável, tanto que todo mês tenho que fazer uma nota técnica para a Aneel para, independente de resultado de modelo, manter o intercâmbio máximo do Sudeste com o Nordeste. Esse intercâmbio hoje está limitado em 1.000, por exemplo, 1.100, e vai passar, com a entrada da interligação da Sudeste-Nordeste, para 1.800. Um sistema que tem 6.000 MW de carga quase vai dobrar. As interligações entre subsistemas, entre Sul e Sudeste, incluindo aí Itaipu; entre Norte e Nordeste; entre Norte e Sudeste, que com Tucuruí II vai aumentar a capacidade de geração..., o Nordeste não teria carga para assumir esse excedente sempre, então eu transfiro para o Sudeste. Isso é fundamental.

Essas transmissões são verdadeiras usinas virtuais, porque complementam de forma melhor os subsistemas, assegurando energia, quer dizer, em vez de jogar fora eu transfiro, aumento.

Atualmente, corresponderia a quanto? A uns 20%?

O último cálculo que se fez parece que deu 22, perto de 23%, o benefício sinérgico dessas interligações. Isso está sendo atualizado, porque com essas entradas a coisa vai melhorar.

Lajeado está no sistema interligado Norte-Nordeste ou no Sul-Sudeste?

Ele foi considerado no Sul-Sudeste por uma questão de mercado. Com Tucuruí II, Lajeado, vai sempre quase gerar a sua totalidade para o Sudeste. Se bem que esse consumo não tem pátria. Vou tentar transferir essa energia sem carimbar de onde é, de maneira que esses subsistemas recebam de forma otimizada. Minimizando vertimento no futuro, gerando menos térmica, para reduzir custo.

No início, a atuação do ONS foi condicionada pelo quadro de grave desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica que culminaria com o racionamento em quase todo o sistema interligado nacional, em junho-agosto de 2001. Quais os problemas da área de planejamento e programação da operação do sistema nos dois anos que antecederam o racionamento.

Desde o GCOI, a lógica de operação do sistema se baseia em minimizar o custo de operação. Ou seja, faz-se uma avaliação da sua estratégia de operação ótima, olhando cinco anos à frente e volta, como se fosse um valor presente; comparado com a economia, é o valor presente do custo futuro da energia. Considerando o cronograma de obras, o crescimento de consumo, com base em séries hidrológicas, defino o que chamamos função de custo futuro. Por exemplo: ao fazer o programa mensal de operação de maio, acoplo a função de custo futuro ao final de julho. Então, de início de julho, final de junho para a frente, estamos olhando 58 meses, em termos de sistema equivalente, com o *Newave*. Então não tem usina individualizada, não se capta vertimento individualizado, o reservatório equivalente está vertendo, todos têm que estar vertendo. Há uma simulação, como usina individualizada, simplificada. Com os dados do presente de armazenamento e custo em geração e afliência, consulto a função de custo futuro para definir minha estratégia de operação. Em função de como esse futuro está sendo visto nessa função e o que vai acontecer no curto prazo, defino a estratégia de operação de menor custo. Não tem segurança operacional envolvida. Explico: O que é menor custo? Eu olho menor custo de geração térmica, procuro minimizar déficits, procuro minimizar vertimento, transferindo de um sistema para o outro, respeitando os limites de transmissão. Então eu procuro essa estratégia olhando custo. Existem esses modelos, baseados numa estratégia de programação dinâmica estocástica dual. Esse programa de otimização, evoluído pelo Cepel, economiza custo. Não tem, agregado a esse modelo, sinal de segurança. Vejamos: o Nordeste vai entrar no período seco e o Sudeste também. A probabilidade do Sudeste apresentar um comportamento mais favorável, hoje, é muito maior do que o Nordeste, porque o Nordeste só tem uma bacia. Se você está com 50% em Sobradinho e vai entrar um período seco, sua probabilidade de vertimento é zero. Não se revertem as condições hidrológicas dessa maneira no Nordeste. No Sudeste é muito mais diluído, pode chover mais no Grande do que no Paraíba, pode chover no Paraná, no Tietê, no Paranapanema; no Sul, no Iguaçu, ou seja, situações bem mais variadas. Os modelos ainda não incorporam essas funções de segurança, de risco futuro de abastecimento, mas sim cunho energético de custo. Estamos agregando agora alguns sinais que chamamos de sinais de alerta, de curto e médio prazo, para garantir a segurança do abastecimento. Então, ao olhar para frente, em vez de olhar só custo, eu olho risco. Também estamos tentando incorporar a esses modelos a curva de aversão ao risco. Ou nível mínimo de armazenamento. A partir desse armazenamento eu tenho que gerar todos os meus recursos. Tenho, então, que definir uma estratégia com intercâmbio, ou uma outra política que me dê

um custo menor, sem perder a visão de segurança, porque essa curva é traçada para a hidrologia crítica, não só com probabilidade, que é a programação dinâmica estocástica dual. Ainda não há um código ou um procedimento regulamentar que me diga que se o armazenamento no subsistema tal atingir esse valor na época tal e você estiver na entrada de um período seco, gere térmica com antecedência. Nunca houve. Sempre se viu o sinal de custo do modelo. Imagine se no final de 99, na entrada de um período úmido, gerássemos térmica sem uma regulamentação, por intuição, e viesse o período chuvoso que veio. Se há um regulamento definido ninguém pode questionar depois se gerei térmica por segurança e veio uma hidrologia boa.

Isso exemplifica o jargão: foi despacho em falso, não é?

É. É uma coisa antes, outra depois. Você gasta térmica antes e depois verte, vão culpá-lo. Se você não gera térmica antes e vem o racionamento, também vão tentar culpá-lo. Tem que haver um regulamento que defina a política de operação, independente de análises subjetivas.

Em 2000 as condições hidroenergéticas favoreceram a recuperação dos reservatórios e em dezembro o ONS apontou a possibilidade de uma situação mais favorável de suprimento em 2001. Em março, entretanto, um novo relatório indicou uma mudança de perspectivas, e o órgão solicitou o contingenciamento de 20% da carga. Houve de fato uma mudança radical de perspectiva entre o final de 2000 e março de 2001?

Sim. Terminamos 99 com 7% no Nordeste e 18% no Sudeste. Fomos criticados por não fazermos racionamento. Eu disse: "Não podemos fazer racionamento porque não tem nenhum instrumento que me mande racionar." Se houvesse um instrumento definido, se essa situação se enquadrasse num procedimento em que, por exemplo, no mínimo já se pudesse gerar térmica na base, seria uma decisão acertada se eu estivesse olhando depois do racionamento, antes de 2001, já em 99... Mas podia vir um período úmido em 2000, como veio, e também em 2001, que me levasse ao vertimento. Se a decisão é subjetiva, vai haver cobrança, ou porque você tomou a decisão e jogou água fora ou porque você não tomou a decisão e teve o racionamento.

Como foi o envolvimento do ONS, da sua diretoria, no processo decisório de gestão do racionamento e quais as perspectivas antevistas para o ONS e para o sistema interligado brasileiro?

O envolvimento do ONS foi total. Na minha diretoria, de planejamento e programação da operação, é feita toda a concepção dos instrumentos, sejam eles de segurança, sejam de

cálculo de risco. Plantão, madrugada, não tinha hora, principalmente a área de programação e planejamento energético, com assessoria do elétrico, para poder esgotar os limites de transmissão, abrindo mão de critérios tradicionais de contingência simples. No Norte-Nordeste, ao invés de 1.000, transferimos 1.300. Sul-Sudeste também, mantendo o máximo de intercâmbio do Sul para o Sudeste porque o Sul não entrou no racionamento. Identificamos quando o Norte precisava entrar, pelo princípio da equidade, quer dizer, cada subsistema, ele não compartilhava o racionamento desde que fosse auto-suficiente para se atender e conseguisse transferir para o outro o máximo que o intercâmbio permitia por limitação de transmissão. A partir do momento que não conseguisse mais atender esses dois princípios, compartilhava o racionamento. Foi o que aconteceu com o Norte, enquanto estava numa situação favorável no primeiro semestre, quando Tucuruí verteu, conseguiu atender a carga do Norte e mandar o máximo para o Nordeste e para o Sudeste. Quando deixou de conseguir isso, entrou no racionamento.

Todos os cálculos de avaliação, tanto da entrada da implantação do volume quanto da saída, foram feitos nessa minha diretoria. Então o envolvimento foi o máximo, o suporte de material para Aneel, MME, Câmara de Gestão da Crise foi todo feito aqui, com a participação do presidente do ONS na Câmara em seus dois níveis, o nível executivo e uma reunião plenária mensal com o próprio presidente da República, além de reuniões periódicas, normalmente de dois em dois meses, com o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). O ONS foi um instrumento técnico para todas as decisões da Câmara que diziam respeito à operação e definição de montante de racionamento, período de saída. Isso durou o ano inteiro. No meio do processo, o ONS foi aventado como o possível culpado pela crise, afinal, ele é o operador. Começamos então a mostrar como essas coisas influem na decisão da hidrologia, que instrumentos você tem para poder decidir de forma quantificada e regulada.

Se o GCOI existisse estaria fazendo 30 anos.

E estaria fazendo o seu papel, junto às coordenações, no sistema colegiado da mesma maneira. Acho que o ONS representa um processo de evolução com grandes vantagens e algumas desvantagens. O conflito de poder já existia no outro processo, mas só com relação à Eletrobrás, e em maior escala das grandes associadas estaduais e das federais. As próprias federais questionavam mando, queriam autonomia. Agora querem autonomia com relação ao órgão que não é dono dela, o trabalho é codificado. Você até pode delegar a função, mas não a responsabilidade; está em lei. Uma coisa que, acho, temos compartilhado bem.

Perspectivas que antevejo para o ONS e para o sistema interligado? Acho que a crise foi um sinal de alerta para várias coisas que o latino tem que rever. Ter uma visão mais fria das

coisas, das possibilidades, não contar sempre com a coisa boa. Quando falo latino é o latino de forma geral e o brasileiro em maior escala. Seu time está com aquela escalação que você sabe que não vai vencer, você leva a família toda para o Maracanã e toma de 4 X 0. Enfim, temos que olhar essas coisas com mais profissionalismo e calma, principalmente com relação ao futuro, deixar de sermos imediatistas. Trabalhar para que haja critérios e procedimentos em conjunto com o ministério, a Aneel e agentes. O operador tem que ter independência para atuar tecnicamente. Vendo sempre o melhor para o todo, respeitando as restrições individuais de cada agente, de cada local, mas vendo sempre o melhor para o que eu chamo de sociedade mas, no fundo, essa sociedade é o governo, a Aneel, agentes, enfim, as entidades que a representam. Acho que o operador, e os sistemas mundiais estão mostrando, é fundamental. Se o modelo é estatal cria-se um operador dono da transmissão estatal, mas desde que tenha independência. Ele pode ser estatal mas deve agir com base em procedimentos, como é na Inglaterra. Ele pode ser estatal como é na Noruega, mas tem procedimentos. Ele é dono dos ativos mas não tem conflito com a transmissão. O fato de ser dono dos ativos lhe dá independência, e o regulamento e a lei também lhe dão independência para tomar a melhor decisão. E ele é responsável, tem que responder perante a Justiça, perante a Aneel, perante o governo.

Roberto José Ribeiro Gomes da Silva

Diretor de Administração dos Serviços da Transmissão do ONS (1998...)

3de dezembro de 2002

Dr. Roberto, o senhor trabalhou durante cerca de 25 anos na Chesf (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) e deixou a empresa federal em 1998 para assumir o cargo de diretor de administração do serviço de transmissão do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Para começar a entrevista, gostaríamos que o senhor comentasse a sua experiência na Chesf e avaliasse em linhas gerais a atuação do GCOI (Grupo Coordenador para Operação Interligada).

Comecei na Chesf em 1970, como estagiário, ainda cursando o quarto ano de engenharia. Naquela época, o curso era seriado, feito em cinco anos, não era semestre nem crédito. Como a Chesf tinha poucas pessoas em Recife e o estagiário era praticamente um engenheiro, eu fazia trabalho como outro qualquer. Quando me formei, fui logo enquadrado na empresa, lá ficando até vir para o ONS em 1998. Nesses 28 anos de Chesf, ocupei vários cargos, desde a parte de operação, projeto, planejamento até a secretaria geral e a assistência da presidência. Na época do governo Fernando Collor de Mello, passei dois anos fora, cedido ao CCON (Comitê Coordenador de Operação Norte/Nordeste), trabalhando na Secretaria Executiva junto com o Japhet Diniz Júnior. Vou falar um pouco sobre a Chesf, o GCOI e o CCON, porque vivi os três.

A Chesf atuava como uma empresa do Nordeste, uma empresa regional, que levava a energia aos rincões da região. Antigamente lá no Nordeste, em muitas cidades, às dez horas apagava-se a luz porque o motor desligava. Pela Chesf, ajudei a implementar linhas que desativaram geradores que supriam cidades, fazendo com que o suprimento fosse permanente e não apenas até as 22 horas. A energia de Paulo Afonso chegou como uma redenção para o Nordeste, por isso a Chesf tem um carisma muito grande. Hoje é vista quase como uma agência de desenvolvimento regional. Quando se fala em privatizá-la, ocorre grande repercussão porque representa, para o Nordeste, algo mais do que uma simples empresa de energia, pois levou luz, energia, progresso para aqueles rincões. A Chesf tem essa conotação e, durante muito tempo, continuou com essa mística, que naturalmente irá se perdendo porque as pessoas que viveram essa época vão morrendo e as novas gerações não terão acompanhado este processo, a memória vai se perdendo.

A Chesf também se caracteriza pelo próprio rio São Francisco, que é o único rio do Nordeste em que estão todas as usinas da região, com exceção do rio Parnaíba, que supre a usina de

ONS

História da operação do sistema interligado nacional

Boa Esperança. O rio São Francisco, além de gerar energia, garante o abastecimento de água, a irrigação, o transporte, faz parte, portanto, da vida do povo que vive ali. Ocupi, durante esses 28 anos, cargos técnicos e gerenciais, e vejo também a Chesf como uma empresa formadora. As empresas estatais todas tiveram papel importante em formação, investiram muito em treinamento, em capacitação de pessoal. A Chesf estava envelhecendo porque não admitia funcionários há muito, mas recentemente foi feito um concurso público e foram trazidas novas pessoas, assim como em Furnas (Furnas Centrais Elétricas) e em outras empresas. Estava faltando essa injeção de sangue novo para as empresas não envelhecerem. Quando o ONS e o novo modelo do setor foram criados, a Chesf perdeu um pouco desse papel de coordenação regional da operação. Criou-se, assim, uma espécie de vazio, como se fosse tirado o rim de uma pessoa, ela continuasse vivendo, mas sentindo falta, pois teria sido extirpado um pedaço do seu organismo. Pelo novo modelo, cabem à Chesf a exploração das instalações, a geração e a transmissão de energia, do seu sistema. A coordenação da operação, envolvendo as distribuidoras, fazendo a interligação com outras regiões, passou a ser feita no ONS. Com as interligações, hoje temos uma linha Norte-Sul e está sendo ligada uma linha Nordeste-Sudeste, da usina de Serra da Mesa até Salvador. Haverá também uma segunda interligação Norte-Sul. Uma empresa regional não poderia fazer mais essa coordenação, há necessidade de uma visão geral, de todo o Sistema Interligado Nacional (SIN), porque estão envolvidas informações que não se tem regionalmente.

Estes novos papéis foram absorvidos totalmente?

Ainda não. Por isso se tem hoje algumas dificuldades de entendimento dos papéis e responsabilidades com a Chesf. Não é só com a Chesf, é também com Furnas, Eletronorte (Centrais Elétricas do Norte do Brasil) e Eletrosul (Centrais Elétricas do Sul do Brasil).

Furnas perdeu também?

Todas elas mudaram seus papéis, principalmente Chesf, Furnas e Eletronorte. Eletrosul menos, porque a sua área de atuação era restrita e a região Sul tinha grandes empresas estaduais que, de certo modo, dividiam a preponderância.

A Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel) e a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), do Rio Grande do Sul, eram tradicionais.

No Norte a Eletronorte dominava, no Sudeste, Furnas. No Sul, você tinha a Copel e a CEEE, e a preponderância da Eletrosul não era absoluta. No caso do Nordeste, antigamente a Chesf fazia também a distribuição nas subestações 69/13.8 kV, depois esta tarefa foi transferida

para as empresas estaduais e a Chesf passou a não fazer mais a distribuição. Depois, todo esse sistema foi transferido para as distribuidoras.

O papel da Chesf no Nordeste mudou?

A Chesf é uma empresa regional, identificada com a região toda, singular, e que, com essa mudança do modelo, passou a coordenação da operação sistêmica, que veio a ser feita pelo ONS, o que gera, ainda hoje, uma certa dificuldade de entendimento por parte dos técnicos.

A Chesf, como praticamente a única empresa geradora do Nordeste, tinha realmente essa vocação para coordenar a operação e o relacionamento das distribuidoras, mas por conta da interligação hidráulica com a região Sudeste, uma parte da operação teve indiscutivelmente um elo com o Sudeste, em comum acordo com o GCOI. Com Furnas, com Cemig (Companhia Energética de Minas Gerais), isso se tornou importante. Quer dizer, a Chesf estava presente, a partir de um determinado momento, tanto no CCON quanto no GCOI, onde compartilhava funções e responsabilidades com as outras empresas.

Quando ainda não existia a ligação elétrica, ela era puramente energética. Havia a questão de operação do reservatório de Três Marias – porque o São Francisco nasce em Minas. A Chesf participava do GCOI só na parte energética, através dessa interligação hidráulica, com o Sudeste ou Três Marias. Quando houve a interligação elétrica, a Chesf começou a participar mais na parte elétrica do sistema.

A Eletronorte, com Tucuruí primeiro?

Com Tucuruí e depois com o Sudeste, que foi quando as coisas ficaram mais compartilhadas, distribuídas entre a Chesf e as outras empresas. Havia, portanto, dois comitês: o CCON, que tratava só do relacionamento elétrico da Chesf e da Eletronorte com as empresas distribuidoras do Norte e Nordeste e o GCOI, no qual as questões energéticas eram tratadas e do qual a Chesf participava por causa da interligação hidráulica com o sudeste e da interligação elétrica, que depois veio a acontecer. A Chesf participava, portanto, dos dois e no CCON era praticamente a empresa maior, ao lado da Eletronorte.

A grande liderança.

Tanto que, no início, buscou-se não colocar muitas pessoas da Chesf à frente dos comitês técnicos para tentar balancear. A secretaria executiva não ficou na Chesf e sim com a

Celpe (Companhia de Eletricidade de Pernambuco), em Recife. E até o final do CCON, a Celpe dava suporte e se encarregava da parte financeira. O CCON nunca foi uma pessoa jurídica, sempre foi um comitê, com subcomissões técnicas em várias áreas, mas as empresas de distribuição tinham estrutura reduzida, não dispunham de pessoas treinadas em número suficiente. A Chesf teve, então, um papel importante de treinamento, capacitando-as para poderem participar dos comitês, fora da área de distribuição, porque eles só tinham experiência na parte de baixa tensão. Assim, o começo do CCON foi quase que um treinamento das equipes das distribuidoras. No CCON havia as áreas de operação, estudos elétricos, manutenção, distribuição e procedimentos comerciais. As duas últimas eram as áreas nas quais as distribuidoras tinham maior experiência, mas nas demais isso não acontecia, principalmente no nível de 69 kV, quando foi feita a transferência das subestações.

Atualmente, como a Chesf perdeu essa função de coordenar a operação, o ONS tem feito esse papel e como não existe mais o CCON para manter o controle, como operam hoje as empresas estaduais?

Como o ONS cuida só da rede básica, uma articulação mais permanente entre as distribuidoras deixou de ser feita. Na época do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – Projeto RE-SEB, pensou-se até em criar um foro entre as distribuidoras do Norte/Nordeste, mas isso não teve continuidade. No entanto, no meu entendimento, no caso do Norte/ Nordeste há ainda falta de um foro onde as distribuidoras pudessem se reunir, trocar experiências. O CCON deixou uma lacuna, porque as empresas do Nordeste, pelo tamanho e pela própria constituição, não podem ser comparadas a empresas como a Light (Light Serviços de Eletricidade) e a Eletropaulo (Eletricidade de São Paulo), que são de dimensão maior. Algumas empresas ainda carecem de maior estruturação. Em alguns aspectos, o ONS é visto como um sucessor do CCON e quando foi criado havia até um pouco de duplicação de funções. A Chesf tem que ter seu relacionamento com as distribuidoras, porque existem a relação comercial e a relação de conexão elétrica da rede. Mas aquele papel de articular, de tratar problemas comuns era feito pelo CCON. Realmente não se podia continuar com o foro do CCON tratando de todos esses aspectos com o novo modelo do sistema, com outro nível de decisão. O que poderia ser feito é criar algum foro para continuar trabalhando em algumas áreas de interesse comum. O ONS cuidou da rede básica, então hoje já há determinadas jurisprudências criadas sobre esse assunto, mas sobre a distribuição há um grande trabalho a ser feito. Existe hoje uma lacuna regulatória na área da distribuição, que é a inexistência dos procedimentos de rede da distribuição.

Mas isto está previsto no foro do ONS?

Não, é na Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica), que já declarou que vai começar esse trabalho, mas até o presente não foi demarcado. Daqui a pouco já estamos com quatro anos do novo modelo.

Até porque, com a interligação Norte-Sul, a interligação com o Norte, e depois a interligação com Salvador, o sistema fica único com problemas comuns. Hoje o senhor vê o sistema como um todo?

Exatamente.

Isso é fundamental. O que as empresas estão sentindo, como o senhor disse, é que, como ficam lá na ponta, não participam ativamente da discussão sobre a expansão e a operação do sistema. Outra coisa é receber a energia e distribuir, elas sentem necessidade, até para crescer, de absorver o ponto de vista técnico. Não há nada definido sobre essa área da rede, chamada distribuição, no que se refere aos procedimentos de distribuição.

As empresas perderam muitas pessoas, não só as transmissoras mas as distribuidoras também, com o enxugamento e as privatizações. Hoje há poucas pessoas nas distribuidoras, não há quadro que possa participar ativamente de tudo que o ONS coordena. Mesmo uma Light, uma Eletropaulo hoje têm um quadro mais reduzido do que tinham na época.

O CCON foi, portanto, criado nessa época em que foi feita a transferência dos ativos das subestações 69/13.8 kV para as distribuidoras e teve papel importante de formar as pessoas, de aglutinar as empresas, mas, depois de certo ponto, determinados assuntos começam a também saturar. Chegou-se a pensar numa reestruturação do CCON, mas ela nunca foi para a frente. No CCON havia um presidente, eleito entre as empresas, com mandato de um ano, e uma secretaria executiva apoiada na Celpe, que fazia toda a parte de documentação, atas e controle financeiro. Na minha época, trabalhavam na secretaria umas dez pessoas no máximo, pouca gente, dando suporte ao CCON. O Japhet foi o secretário que durou mais tempo lá, permaneceu cerca de dezesseis anos.

O GCOI tinha recolhimento das empresas?

Não, não. A Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras) financiava tudo.

É que no CCON havia esse recolhimento; além disso, os técnicos eram cedidos pelas empresas, que pagavam os custos destes profissionais.

O CCON tinha uma estrutura diferente do GCOI. Todo ano havia eleição, mas algumas empresas participavam mais que outras. O CCON teve um papel muito importante naquele momento em que as empresas estavam começando a se estruturar e a assumir as subestações 69/13.8 kV.

O senhor destacaria algum fato ou assunto interessante no período em que trabalhou na Secretaria Executiva?

Trabalhei diretamente na Secretaria Executiva do CCON aproximadamente de 1990 a 1992, época do governo Collor. Na Secretaria Executiva havia um secretário, que era o Japhet Diniz, e dois assistentes: um de transmissão e um de distribuição. Fui ser o assistente de transmissão. Eu tinha sido coordenador de grupos de trabalho e do Subcomitê de Estudos Elétricos e conhecia bem o CCON.

O senhor conheceu mais o CCON que o GCOI?

Eu era representante da Chesf no GCOI, no Subcomitê de Estudos Elétricos, mas vivia mais o CCON. A nossa relação no GCOI era menor, porque a Chesf ficava um pouco à margem do GCOI, com uma participação bem menor que outras empresas, tendo em vista que, na época, não havia uma interligação física com o sistema Sudeste. Quando participei do CCON nessa assessoria de transmissão, tentei fazer uma articulação maior, atuando nos subcomitês. Na Secretaria trabalhei muito na documentação, que estava carecendo de maior organização. Naquela época, o arquivo era em papel, estava sendo microfilmado e os recursos computacionais eram reduzidos.

Pensou-se na possibilidade de extinção do CCON nessa época, como diz o Horácio Mário Fittipaldi em seu livro sobre o Comitê?

É, chegou-se a pensar, mas preferiu-se manter o foro de discussão. Lutei muito para dar ânimo ao pessoal que participava dos subcomitês. Passei dois anos lá, com muito trabalho, ajudando na organização. Por onde passei, sempre dei o máximo de mim para contribuir na melhoria dos processos.

Quais os estudos elaborados no GCOI?

Naquela época não havia interligação elétrica com o Sudeste, participávamos na parte energética que tinha a interligação através do rio, e na parte elétrica participávamos dos trabalhos, dos estudos mais gerais como, por exemplo, estabelecimento de critérios. Esses,

feitos com a Chesf, a Eletronorte, eram estudos da malha principal e depois, de critérios mais gerais, envolvendo o que se pudesse aplicar no Nordeste. Nos estudos que envolviam as empresas do Sudeste, de normas de operação, a Chesf não tinha envolvimento maior.

No Nordeste, a Chesf tinha liderança. Quando um diretor da Chesf falava no CCON, o que dizia tinha grande peso. No Sudeste não, como o nível das empresas era equivalente, havia um balanceamento de poder. Da Eletrobrás eram a Secretaria Executiva, o presidente do comitê diretor e a coordenação da maior parte dos comitês técnicos. Quando foi feita a interligação da Norte-Sul, eu já estava em outra posição na Chesf – assistente da presidência, e não participava mais do GCOI.

Ai já é o final do GCOI?

É o final do GCOI, quando foi criado o ONS. O GCOI estava muito grande, havia reuniões com grande número de pessoas, um processo decisório difícil. São duas conotações bastante diferentes, do GCOI para o CCON. O papel do CCON foi de articulação, de fomento, de tecnologia, o papel do GCOI já foi um papel mais de tentar ser um foro onde as empresas pudessem resolver seus problemas. Não havia mais necessidade de transferência de tecnologia, as empresas eram de mesmo nível, de tal modo que elas tinham capacidade de se suprir.

O objetivo era mais imediato mesmo.

O objetivo era mais imediato. O GCOI foi criado porque se precisava de um foro para se discutir os problemas técnicos e se resolver as questões de relacionamento operacional e comercial entre as empresas de energia. Foram dois foros que tiveram suas características importantes e seu papel. O GCOI tinha que ser extinto mesmo, o CCON talvez pudesse ter continuado mais algum tempo, nessa parte que envolve as distribuidoras. A Tereza Maria Dantas Vilar foi a presidente que fez a transição do CCON para o ONS. Só que a transição GCOI-ONS foi diferente da transição CCON-ONS. Na primeira, praticamente todas as funções continuaram a ser feitas pelo ONS, e alguma nova função que o ONS agregou, como, por exemplo, a área de administração dos serviços de transmissão, que praticamente não existia antes.

Gostaríamos que o senhor abordasse sua participação nos estudos e processos de tomada de decisão sobre a reestruturação do setor de energia elétrica brasileiro, particularmente os referentes à definição dos princípios básicos de criação e funcionamento do ONS.

Eu participei do RE-SEB. Inicialmente, o Roberto Manoel Guedes Alcoforado, que hoje é vice-presidente da Celpe, coordenava a participação da Chesf no RE-SEB; depois, com sua saída da Chesf, comecei a fazer esta função. Naquela época, tínhamos a preocupação com a manutenção da empresa Chesf, estávamos ali para defendê-la em duas questões: a divisão da Chesf em várias empresas e a privatização. No RE-SEB, o problema foi misturar-se privatização com regulamentação. Pode-se reestruturar um setor sem entrar no mérito da propriedade das empresas. Cria-se um modelo, depois é que se vai decidir se naquele modelo haverá um controle estatal ou privado. No RE-SEB partiu-se da premissa de que ia haver a privatização e algumas empresas foram privatizadas sem a regulamentação pronta. Eu defendia que a Chesf ficasse íntegra, que não se dividisse em várias empresas, que houvesse simplesmente uma separação contábil das empresas em geração e transmissão.

Houve uma discussão se deveria haver um operador nacional ou dois operadores regionais e a Chesf lançou a tese de que deveria haver dois operadores regionais.

Dois operadores regionais, naquela época defendi, mas com uma visão mais corporativista. Hoje estou convencido de que não há possibilidade de se repartir esta responsabilidade.

Por quê? Pela diferença dos mercados?

Pela diferença dos mercados e pelo sentimento regional, você ficava ligado naquela região. Outros também defendiam, o Carlos Ribeiro mesmo defendia um operador regional para São Paulo. Cada um tentava defender seu ponto de vista. Eram posições muito corporativas. Hoje, depois de alguns anos, vê-se que não tem sentido trabalhar com operadores regionais. Necessita-se de alguém que tenha uma visão geral, sistêmica e que possa tratar os interesses regionais sem, no entanto, manter uma visão puramente regional. No RE-SEB, cada um de nós defendia sua empresa. O ONS foi criado, graças a Deus, e funcionou, mas as empresas não foram separadas, a não ser a Eletrosul, as empresas de São Paulo e do Rio Grande do Sul.

É o caso de Chesf e de Furnas, por exemplo.

De acordo com orientação do novo governo não se deverá partir para a separação dessas empresas. Hoje há uma mistura de interesses de geração e transmissão que dificulta um pouco o modelo. Naquela época, existia uma pressão muito grande do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), que pilotava a privatização do setor elétrico. Puxava muito para questões de mercado, para a necessidade de reestruturar o sistema para privatizar, e as empresas tentando se manter verticalizadas.

Competição?

Competição. Criaram o ONS mas mudou o ministro, que era o grande articulador do processo e ele parou, ficou incompleto. Oportunamente o ONS foi criado, cuidou da operação do sistema, se estabeleceu, ocupou seu espaço. O MAE (Mercado Atacadista de Energia) não teve a mesma sorte e o Agente Planejador sequer foi criado. Mas como as empresas não foram separadas, ficamos com um modelo incompleto, que foi implantado parcialmente. Aquilo que cabia ao ONS funcionou, o restante não funcionou a contento. Foi uma saga do setor elétrico... Agora o novo governo vai implantar um novo modelo. Vamos ver se ele consegue completá-lo, porque até hoje não se conseguiu terminar o atual.

O senhor concorda com a avaliação de que a versão original do relatório apresentado pelos consultores estrangeiros foi excessivamente calcada no modelo de competição baseado na geração termelétrica criado nos países desenvolvidos?

Exatamente. Os ingleses não conheciam nosso modelo hidrelétrico, aprenderam aqui, e tivemos que tropicalizar um pouco o que foi trazido pela Coopers & Lybrand. O pessoal que trabalhou era muito competente, tiveram a capacidade de se adaptar e de criar mecanismos capazes de conviver com o modelo hidrelétrico. A concepção original era puramente baseada no modelo termelétrico, de competição e de oferta de preços. Nós conseguimos mostrar esses inconvenientes e eles deram soluções. Não podemos dizer se essas soluções eram boas, porque não chegaram a ser implementadas em sua totalidade, o modelo ficou incompleto. O MAE foi muito prejudicado, primeiro porque a regulamentação não estava pronta e segundo porque se acreditou na auto-regulação do mercado. Deixou-se o MAE tentar se regular sozinho, mas ele não conseguiu. Agora a Aneel interveio. O modelo foi realmente baseado na competição, nós o tropicalizamos, mas não chegou a ser implementado na sua totalidade.

Em que consistiu essa tropicalização?

Quando se segue um modelo apoiado em uma base termelétrica, não se leva em conta a necessidade de otimização do sistema. Se há demanda, você liga a térmica, se não, você desliga. No modelo hidrelétrico, não, você tem que se preocupar com a próxima estação, com equilíbrio de reservatório, enchimento dos reservatórios, período úmido, período seco, à parte das questões comerciais, quem compra e quem vende. É preciso propiciar aos agentes um espaço em que possam exercer suas atividades mercantis, sem comprometer a otimização do sistema, ou seja, não desperdiçar água, não verter água dos reservatórios. É necessário intercambiar essa energia entre as regiões de tal modo que se tenha que

otimizar o uso da água, que é um bem público. No modelo puramente termelétrico, não existe essa preocupação, é só ligar e desligar as usinas a depender dos requisitos de mercado.

É só queimar o combustível.

Guardar combustível em um canto porque pode faltar em um outro, não existe essa preocupação. Quando eles vieram para cá, tivemos que explicar tudo a eles e tentar estabelecer um modelo que, mesmo baseado em predominância térmica, pudesse incorporar todas essas variáveis de otimização, de uso da água, de navegação, de irrigação, de abastecimento de água. Tudo isso tem que ser levado em conta quando você despacha um sistema hidráulico. Nada disso existe no sistema térmico, é muito diferente. Demos soluções criativas, com certeza. A parte de otimização que cabia ao ONS foi feita, quer dizer, continuamos praticando otimização, guardando água da melhor maneira; e mesmo assim tivemos um racionamento, não foi possível controlar. Mas o MAE não teve esse suporte de um modelo consolidado para poder ter sucesso.

Por que o ONS foi concebido como uma entidade privada?

Três fatores levaram a se criar um operador privado: primeiro, a necessidade de dar credibilidade para um mercado, em que a maioria dos agentes seria privada e crescentemente privada; segundo, o fato de o governo, seguindo uma filosofia própria e do BNDES, querer se retirar das atividades executivas de suporte do setor e, terceiro, a tentativa de se obter mais flexibilidade administrativa, para implantar e gerir a empresa. Criou-se, assim, uma entidade privada, uma sociedade civil sem fim lucrativo, sobre a qual o Estado tem controle através da Aneel. Digo o Estado porque a Agência é Estado, não é governo, os seus diretores são eleitos pelo Congresso. O governo tem controle sobre o ONS através do ministério, que tem poder de veto no Conselho de Administração. Recentemente foi criado o Decreto 4.621, que dá a responsabilidade ao ministério de zelar pelo equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Isto significa que o ministério tem que definir, através do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), as políticas para que esse equilíbrio entre a oferta e a demanda seja atendido e o ONS tem que considerá-las. Há um controle duplo através do ministério, com o poder de veto e também com esse poder dado por lei de fazer o equilíbrio da oferta e da demanda. Todos os Procedimentos de Rede do ONS são aprovados pela Aneel. Então o ONS está sempre sob o controle da Aneel. O ONS foi criado, portanto, com esta estrutura de direito privado e por esses três motivos: na época, o governo queria se afastar das atividades executivas do setor; o BNDES estava forte, puxando a privatização; queria-se também dar a esse organismo uma determinada agilidade para ele se implantar, para ele se estabelecer e

terceiro, porque existia uma expectativa, que realmente se concretizou – hoje nós temos mais de cem agentes, entre geradores, transmissores, distribuidores e consumidores livres, incluindo as térmicas emergenciais, a maioria privada. Foi uma decisão bastante acertada, tendo em vista os resultados obtidos pelo ONS nestes quase quatro anos de funcionamento.

Será correto considerar que a nova legislação determinou que o ONS realizasse a operação do sistema interligado nacional da mesma forma que o GCOI, isto é, de forma centralizada e com o objetivo de minimizar os custos totais da operação?

Perfeito. O objetivo é o mesmo, a forma é diferente. O objetivo era, com a visão sistêmica, buscando ganho sinérgico total, minimizar os custos operativos e otimizar o uso da água e dos recursos, através de uma empresa e não de um comitê, ou seja, as decisões são mais rápidas hoje.

Talvez uma visão mais profissional.

Mais profissional porque hoje o ONS tem uma visão neutra, imparcial. Naqueles foros, por detrás da contribuição de cada empresa, havia um corporativismo que também pesava, a decisão era muito mais complicada.

Por que o ONS foi investido de novas funções, em particular a administração de serviços de transmissão de energia, incluindo as regras de integração de novas instalações da rede básica de transmissão, contabilização e cobrança dos encargos de transmissão e serviços auxiliares?

No modelo anterior, a geração e a transmissão eram um pacote só. Na outra ponta ficavam distribuição e consumo. A supridora captava a energia, gerava, transportava e entregava para a distribuidora operar. A energia era um produto fechado, envolvendo a geração, o transporte, a conexão. Quando se fez o novo modelo, separou-se geração, ou seja, produção, transporte e consumo. A produção é um produto, o consumo, outro e o transporte, um serviço. Foram estabelecidos contratos para que o produtor entregasse a energia numa rede, essa rede transportasse aquela energia, levando-a para os diversos pontos onde algum agente a estivesse demandando da rede. Foi necessária toda uma legislação, que não existia antes, para regulamentar essas funções. Foi atribuído ao operador esse papel para, além de exercer as funções do GCOI, de coordenar a operação, de despachar a água, assumir as funções de administração da transmissão. As transmissoras da rede básica hoje são disponibilizadoras de ativos, são como se fossem alugadoras: os seus ativos, as linhas, as subestações são colocadas à disposição do operador, mas elas têm a responsabilidade de manter aquele ativo

disponível, ligado. Elas podem vir a ter desconto na sua receita se o elemento não estiver disponível para o ONS poder despachar toda a energia.

Assim foi criada a filosofia do prestador de serviço de transmissão e do usuário da rede, quer dizer, alguém que paga pelo transporte da energia nessa rede, paga um pedágio. Foi também criada a figura do acesso à rede, ou seja, quais os requisitos que se exige de um novo acessante para que ele se conecte à rede. Há ainda a questão da expansão da rede, como fazê-lo, as ampliações e reforços da rede e a contabilização desses serviços.

Da movimentação?

Da movimentação. A receita da transmissão hoje é de um bilhão de dólares.

É calculado por ano?

É anual, de julho de 2002 a junho de 2003 vai ser movimentado, na transmissão, cerca de um bilhão de dólares, ou seja, vai ser pago pelos usuários da rede às transmissoras um bilhão de dólares no total. Hoje, o mecanismo é simples: de um lado as transmissoras, o ONS; do outro lado, os usuários da rede. Os transmissores disponibilizam suas instalações, sendo remunerados através de uma receita anual, e para remunerar esse serviço os usuários pagam uma tarifa, que depende do ponto da rede onde se conectam. O uso da rede não se faz ponto a ponto, normalmente quando se fala em pedágio, trata-se de pagar para tirar energia daqui e levar para ali. O conceito é diferente, paga-se pelo ponto onde se fez a conexão, não interessa de onde vem a energia, porque o ONS direciona o uso da energia, ou seja, a melhor maneira de você ser atendido dependendo da otimização do sistema. Há várias tarifas. Dependendo do ponto que estiver precisando de geração ou de carga, a tarifa altera seu valor.

Quer dizer que a localização desse usuário influi no custo dele?

Perfeitamente. Se um gerador entrar num lugar que está precisando de geração, ele paga menos, se entrar num lugar que tem muita geração ele paga mais. Os locatários são os transmissores, e de outro lado você tem os usuários que são as distribuidoras, os consumidores livres, que se conectam na alta tensão e os geradores, todos são usuários da rede.

Os geradores estão naquela ponta?

São usuários. Tanto aquele que injeta quanto aquele que usa a rede é considerado usuário. São feitos contratos entre o ONS e as transmissoras, entre o ONS e os usuários e assim se arrecada

dos usuários. O ideal seria arrecadar dos usuários e pagar às transmissoras, mas para evitar bi-tributação e questões de garantias contratuais, porque todo mundo ia depender do ONS para poder pagar, fazemos diferente, hoje nós somente fazemos a contabilização, ou seja, quanto cada um deve receber, quanto cada um deve pagar e eles fazem o faturamento direto. Todo mês o ONS emite um relatório de apuração e eles fazem as faturas direto entre eles, seguindo uma série de regras emanadas do ONS – não pode atrasar o pagamento, se não puder pagar a todas as empresas transmissoras, paga proporcional, não pode pagar a uma e não pagar a outra etc.

Como um condomínio?

É exatamente como se fosse um condomínio, onde você tivesse pessoas que prestam serviços a outras e o síndico administrasse tudo isso. A integração de novas instalações da rede básica e a administração da transmissão compreende contratos, contabilização, apuração, acesso à rede, expansão da rede e serviços ancilares, que são serviços adicionais, prestados pelos agentes. Não estamos praticando esses serviços ancilares ainda. É como se, em um táxi, além da bandeirada, o passageiro pagasse a mais por serviços como ar condicionado, som, poltrona reclinável etc. As atividades de administração de transmissão são novas, não existiam no GCOI. Hoje estamos com quase quinhentos contratos, administrando um bilhão de dólares por ano, e o mais importante, com total adimplência, todos em dia.

Não pode haver inadimplência.

Não pode, esse sistema funciona como uma orquestra, não pode desequilibrar, nós estamos todo mês monitorando os pagamentos para verificar se há alguma distorção. O modelo da transmissão no Brasil foi sucesso. Os contratos estão funcionando na rede básica, isto é, na transmissão. As linhas estão sendo implantadas, os leilões estão acontecendo com sucesso, nós estamos eliminando o passivo que existia no modelo anterior, em que não havia incentivo para se fazer mais uma linha se não se aumentava esse produto. No novo modelo, cria-se um prestador de serviço novo e ele recebe por aquilo, não tem relação com a energia; sua receita é puramente baseada em disponibilidade das instalações.

Quando os tais serviços ancilares entrarem em funcionamento, vai fazer mais diferença ainda?

Não. O prestador de serviço ancilar pode ser um distribuidor, um gerador ou um consumidor livre. Então vai ser uma relação talvez direta. A forma do pagamento ainda não foi estabelecida, mas já existe esboçado o instrumento contratual que vai ser usado para a prestação do serviço ancilar, não vai complicar muito, não.

Quero dizer diferencial de agentes, que oferecem um pouco mais, um serviço um pouco diferente.

Não adianta você oferecer se o sistema não precisa. O mercado é que estabelece a necessidade. O ONS é que vai dizer se precisa que um distribuidor instale um equipamento lá para melhorar a regulação elétrica de uma determinada área, se um gerador precisa instalar um *black start*. *Black start* é o seguinte: quando há um blecaute com desligamento de grandes proporções, é interessante que se dê partida em determinadas usinas para acelerar o processo de recomposição ao máximo. Uma usina pequena parte sozinha, então se consegue restabelecer pequenas ilhas. Através do *black start* ou partida fria, parte-se sem o sistema, parte a usina isolada. Então, para ter esse equipamento, ele precisa ter uma remuneração, porque esse equipamento não interessa para o gerador, só para o sistema interligado. Isso é serviço ancilar.

Os serviços ancilares dizem respeito a equipamentos que são considerados ancilares. Esses equipamentos sempre existiram?

Sempre existiram, só que antes não havia nenhum incentivo para a empresa ter um equipamento desses, porque não significava aumento em termos de energia vendida.

E que equipamentos ou serviços ancilares são esses que estão sendo considerados à parte dos serviços de transmissão propriamente ditos?

Hoje o que está no sistema está embutido. Temos o gerador, a rede básica e a rede da distribuição. Na rede básica você tem equipamentos de compensação reativa, que melhoram a confiabilidade e que hoje estão sendo remunerados exatamente como se fossem equipamentos de transporte. A prestação de serviço ancilar para transmissores vai ser remunerada dentro do próprio mecanismo de disponibilização das instalações já existente. Se o ONS estabelecer que precisa de um equipamento aqui, será feita uma autorização para algum transmissor fazer ou um leilão – hoje a expansão da rede básica é prioritariamente através de leilões – e esse equipamento vai ter uma receita à que, se ele estiver ligado, terá direito normalmente. Será tratado como uma linha, uma subestação, como é hoje. No gerador, os equipamentos podem ser um *black start* ou uma maior capacidade de absorção de reativos ou, na distribuição, a alocação de um banco de capacitores. Isso hoje não está coberto na legislação. O que está sendo praticado é que, nos requisitos, os geradores antigos que já prestavam serviço continuam, porque já estavam embutidos antes. Para os novos geradores estão sendo exigidos como se fossem requisitos de conexão à rede. Quanto à distribuidora, estamos tentando resolver as questões, enquanto não há legislação de serviço ancilar, na rede básica, na geração ou na distribuição. Não temos ainda como remunerar.

Mas essa é a área de vocês?

A decisão é função da Aneel, que está trabalhando na regulamentação deste tema; atualmente, não tenho como remunerar, não tenho nenhum contrato

Qual a atribuição específica da diretoria de administração do serviço de transmissão? O senhor tem algo a acrescentar sobre este assunto?

Gostaria de falar ainda sobre os padrões de qualidade da energia, ou seja, uma energia que não dê flutuações de tensão. Há dois conceitos: continuidade, ou seja, energia o tempo todo, sem interrupções; e qualidade, isto é, a forma de onda da energia bem simétrica, sem variações que possam dar surtos de tensão que venham a danificar produtos, aparelhos elétricos. Assim, trabalha-se na continuidade, despachando as usinas e mantendo os sistemas numa confiabilidade tal que, mesmo em caso de defeito, desligando-se um elemento, o restante do sistema continue funcionando sem afetar o atendimento à carga. E na qualidade, evitando fontes perturbadoras aos equipamentos, porque essa distorção, vindo de uma perturbação no sistema, como um curto-circuito ou uma carga perturbadora, um forno de uma grande indústria, por exemplo, pode causar problemas para os equipamentos. Portanto, além das questões de acesso, de contrato, da expansão da rede, a administração da transmissão trabalha também com o monitoramento da qualidade. Nesse novo modelo, a filosofia é que todos têm o direito de chegar a essa rede e acessá-la como usuário, obviamente obedecendo os requisitos, pois não se pode perturbar a rede.

O ONS enfrentou algumas dificuldades para fazer esses contratos, porque essa cultura de contrato não existia. A Aneel, em junho de 1999, havia determinado que se separassem as tarifas de geração, de encargo de uso da rede (transporte) e de consumo. Começamos com os contratos no segundo semestre de 1999, e levamos seis meses discutindo com as empresas, com a participação da Aneel. Hoje nós temos já quase quinhentos contratos sendo assinados. Esqueci de tratar do contrato de conexão. Falei do contrato de prestação de serviço, entre a transmissora e o ONS, do contrato de uso da rede, entre o ONS e os usuários. Há ainda o contrato de conexão, direto entre o usuário e a transmissora porque, na realidade, a instalação é da transmissora, então a conexão física, seja do gerador, seja do distribuidor, é direta na instalação da transmissão. Nos dois primeiros contratos o ONS é titular, neste de conexão ele é o interveniente, para preservar-se a questão da rede, pois o ONS não entra nas questões comerciais ou técnicas entre o transmissor e o distribuidor, o gerador, nesse ponto de conexão. Interfere naquilo que pode impactar a rede, ou vice-versa. O faturamento é direto, e o ONS não se envolve com faturamento nem com contabilização desses contratos, somente com a preservação da integridade da rede.

Existe a possibilidade de um usuário fazer uma conexão com um transmissor em algum ponto que interfira de alguma maneira na rede básica?

Se o usuário estiver na rede básica, necessariamente terá que passar pelo ONS. Se estiver na rede de subtransmissão, rede de distribuição, o ONS não se envolve diretamente, apenas busca verificar se há impacto na rede básica. Aí falta a legislação na distribuição, não há procedimentos da rede, falta esse suporte aí.

No passado houve importante controvérsia no processo de planejamento da expansão do sistema de transmissão devido à tendência das empresas de privilegiarem a construção de linhas e subestações sob a ótica do seu próprio sistema. Essa questão se coloca atualmente?

Vamos falar em três estágios. Antigamente, nos primórdios, cada empresa planejava sua expansão; depois foi criado o GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos), que tentou uma visão geral de todo o sistema. Um exemplo disso é que existem alguns planejamentos feitos em termos conjunturais, analisando somente determinados aspectos. Na rede de São Paulo, por exemplo, há um sistema todo de 440 kV dissociado de um sistema de 500 kV. Esses sistemas são desacoplados.

Em seguimento do GCPS, foi criado o CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos).

Agora os sistemas de 500 kV e 440 kV da área de São Paulo irão ser conectados, através de uma nova linha Londrina-Assis-Araraquara 500 kV. Quando o GCPS foi criado, na década de 1980, tentou corrigir esta situação e fazer um planejamento com visão sistêmica. Só que, como foi dito, não existia incentivo para as empresas fazerem as linhas porque, na maioria dos casos, aquilo não lhes acrescentava nenhuma receita adicional, não aumentava a venda de energia. Por isso ficou um passivo enorme no sistema de transmissão. Quando foi feita a separação do modelo e criado o sistema de transmissão, rede básica e o serviço de transmissão, passou a haver a remuneração específica para novas instalações. Mas, com a inércia natural, em 1998 e 1999 a Aneel fez poucas licitações – começou como licitação, depois é que se transformou em leilão – e acumulamos um passivo. A partir do final de 1999, começo de 2000, houve uma aceleração do processo, aconteceram as licitações, depois vieram os leilões e essas linhas estão sendo implantadas. Agora, em 2003 e 2004, teremos a interligação Sul-Sudeste, que é Ibiúna-Bateias, a interligação Nordeste-Sudeste, a Norte-Sul II e a expansão da Norte-Nordeste.

Com base em protocolo assinado em maio de 2000 com o MME (Ministério de Minas e Energia), o ONS foi incumbido de elaborar anualmente a proposta de ampliações e reforços das instalações da rede básica de transmissão, com horizonte de três anos. O ministério, por sua vez, deveria compatibilizar a proposta do ONS com o Plano Determinativo de Transmissão de CCPE (Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos). O senhor poderia explicar como vem funcionando essa sistemática?

Quando foi discutido o RE-SEB, tratou-se da questão do planejamento. A discussão era se o planejamento da transmissão devia ficar no Agente Planejador, que se imaginava existir, ou se devia ficar no Operador Nacional. Porque, na realidade, o controle da expansão da geração, num modelo desses, é restrito à geração hidráulica, pode-se descobrir onde são os sítios, fazer o inventário e determinar que ali haverá uma usina de tantos megawatts; faz-se, então, a licitação e um edital para leilão dessas usinas hidráulicas. A geração térmica não pode ser feita onde se desejar, depende do mercado. Por isso o planejamento da geração é determinativo para geração hidráulica, mas indicativo para geração térmica, que é assim incerta do ponto de vista das usinas, não se tem controle sobre o ponto onde a usina vai ser inserida. Hoje não se pode fazer um planejamento como o GCPS fazia no passado, o que se pode fazer é listar os empreendimentos hidráulicos, fazer um cronograma de licitação desses empreendimentos e buscar integrar os empreendimentos térmicos que venham a se estabelecer.

Antigamente havia o problema da concessão, a usina era daquele rio.

Era daquele rio. Hoje, não, a concessão é por empreendimento.

A concessão é licitada?

Na geração hidráulica temos controle porque se faz a licitação na época em que se precisa e dá-se o prazo para a implementação. Geração térmica é totalmente do mercado. Geração eólica, que está começando agora, também. Por isso, o planejamento da geração como um todo é indicativo, enquanto que transmissão tem que ser determinativa. Seja a usina hidráulica, seja uma térmica, necessitam de linhas para poderem escoar essa potência, a transmissão tem que ser determinativa.

O ONS trabalha com um horizonte de três anos, o ano em curso e mais três. Fazemos o PAR (Plano de Ampliações e Reforços), para o ano vamos emitir o PAR 2004-2006. Mas o CCPE trabalha com dez anos, um ano à frente mais nove anos. É preciso compatibilizar. Houve

muita discussão no começo do RE-SEB porque o ONS foi criado e o Agente Planejador não, ficou ainda o GCPS que foi transformado em CCPE, o que criou um descompasso. Quando o ONS foi criado, o secretário de energia era o Peter Greiner, que fez o RE-SEB e que queria tentar implementar um Agente Planejador, mas isso não aconteceu. Com a mudança de ministério, o ministro Tourinho e o secretário de energia Benedito Aparecido Carraro reabriram a discussão desta questão. Houve grandes discussões e criamos um protocolo que foi assinado em maio de 2000, que disciplina o seguinte: os estudos do CCPE e do ONS têm que ser compatibilizados, de tal modo que, quando um documento for para a Aneel, vai com as obras compatibilizadas, evitando-se duplicação. Anualmente, quando emitimos o PAR, fazemos uma compatibilização com o CCPE e vai um documento para a Aneel já com as obras compatibilizadas. Isso está funcionando bem, mas é um equilíbrio instável, que depende muito das pessoas envolvidas no processo.

O senhor poderia comentar em que medida o atraso de obras de transmissão agravou o quadro de desequilíbrio entre a oferta e a demanda de energia elétrica, que culminou com a adoção do racionamento nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte, em 2001?

Houve a conjugação desastrosa de três fatores que contribuíram para o desequilíbrio da oferta e demanda. O primeiro foi o atraso de obras de geração, o segundo foi o atraso de obras de transmissão, o terceiro foi a questão da sequência de anos com hidrologia desfavorável. Porque, como eu disse, houve um passivo aí. Essas obras que estão entrando em 2003, principalmente essas interligações, estavam previstas no plano decenal do GCPS, para entrar em operação desde 1999/2000. Se as interligações Nordeste-Sudeste, Norte-Sul II, o reforço da Norte-Nordeste estivessem presentes na época, teriam minimizado em muito o racionamento. A Sul-Sudeste foi o ponto mais crítico, você tinha energia no Sul e não conseguia transmitir para o Sudeste. Se a interligação Ibiúna-Bateias, que está entrando agora em março, estivesse presente nós teríamos minimizado muito o racionamento.

O primeiro trecho do terceiro circuito do sistema de transmissão de Itaipu, o trecho Foz-Ivaiporã, também atrasou bastante?

Atrasou. Esse foi também, dentro dos equipamentos de transmissão, outro fator importante que não estava presente no racionamento, além de Ibiúna-Bateias e que teria permitido aumentar o intercâmbio e a injeção da energia de Itaipu na região Sudeste.

Que vem crescendo?

Em produtividade, porque estão otimizando mais a questão de manutenção, estão conseguindo fazer a usina gerar mais em média, ao longo do ano.

O senhor poderia fazer um relato do envolvimento da diretoria de administração do serviço de transmissão no processo de gestão do racionamento, das medidas para superar os problemas?

A gestão do racionamento ficou mais afeta às diretorias de planejamento de programação da operação e de operação em tempo real, com os diretores Hermes Jorge Chipp e Carlos Ribeiro, respectivamente. Nós pessoalmente trabalhamos no programa emergencial de obras de transmissão, que foi recomendado pela Câmara de Gestão da Crise para antecipar linhas de transmissão e essas linhas, em vez de serem licitadas, foram autorizadas às empresas existentes. Então existe uma sequência de obras em andamento. Infelizmente, as empresas transmissoras estatais não têm conseguido cumprir os prazos como as empresas privadas.

O Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, no seu relatório de progresso de 2002, período de 2002, sugeriu a transferência de algumas competências do Conselho de Administração do ONS para a Diretoria Executiva do ONS, recomendando, por exemplo, que as propostas de expansão da rede se tornassem uma atribuição exclusiva da diretoria. Segundo o Comitê, a concentração de poder decisório dos geradores no Conselho de Administração do ONS representaria um potencial para decisões não isentas, mesmo ressaltando não ter havido indicação do Conselho nas decisões do ONS. O senhor poderia comentar a recomendação proposta pelo Comitê?

O Conselho é composto hoje por sete membros da produção, sete membros do consumo e quatro do transporte, mais um do MME, com poder de veto. Teoricamente há um equilíbrio entre as categorias de produção e consumo, que são as categorias competitivas, e uma participação minoritária dos transmissores, que são prestadores de serviço, não entrando na competição. As empresas sendo verticalizadas, há uma determinada interferência entre essas categorias, há empresas como a Cemig e a CEEE que são produção, transporte e consumo.

A Copel também?

A Copel também. Furnas e Chesf são produção e transporte. Você pode imaginar então que no Conselho de Administração poderia haver influência, porque, numa empresa que é

transmissora e geradora, o gerador pesa mais. Com a participação dividida entre as diversas categorias não há como haver uma predominância de uma determinada área. Até agora isso não se verificou, nenhuma decisão que visivelmente pudesse beneficiar um segmento em detrimento de outro. Um exemplo disto foram as grandes discussões sobre a linha Londrina-Assis-Araquara. Além de Ibiúna-Bateias, esta é a próxima expansão da interligação Sul-Sudeste.

Esta linha é importante porque, além de acoplar o sistema de 500 kV e 440 kV de São Paulo, por questão elétrica, ela também aumenta a transferência de energia entre o Sul e o Sudeste. É uma linha muito importante. Quando fizemos a discussão dessa linha no Conselho notamos que algumas empresas podem ter dado a impressão de que essa linha eventualmente poderia trazer alguma desvantagem, pois, ao aproximar as duas regiões, afetaria as vantagens competitivas de se ter geração num ponto ou noutro. Mas isso foi uma coisa muito particular e conjuntural, não se pode dizer que foi uma postura tendencial, para todos os momentos. Não é problema do Conselho, mas das empresas estarem ainda verticalizadas. Então não tem jeito de você separar. Enquanto você não tiver as empresas desverticalizadas e o nível de interesses de transmissão, de produção de consumo forem específicos e as empresas participarem de decisões olhando aqueles segmentos separadamente – você pode eventualmente ter uma determinada interferência cruzada, mas a decisão do colegiado é preponderante. Colocar na diretoria a decisão total tem a desvantagem de você assumir todo o ônus da decisão. Além do mais, quem vai pagar essas obras são esses usuários. Quando se coloca uma obra nova numa rede, todo mundo paga, isso reflete no aumento da tarifa. Porque a rede básica é um grande condomínio, é socializado. Você bota uma obra no Rio Grande do Sul e a distribuidora lá do Pará vai pagar essa obra. Então a diretoria assumir isso sozinha, sem ter o respaldo dos agentes responsáveis por pagar, os usuários da rede... É como se você fosse fazer uma modificação numa rodovia e afetasse determinado fluxo de transporte ali sem motivo. Se as empresas fossem desverticalizadas, esta questão seria mais facilmente tratada.

Qual foi o desdobramento da recomendação de que quem teria o poder de definir isso seria a Aneel?

Até agora não caminhou nada nesse sentido. Nesse novo relatório, o nº 4, colocaram uma questão muito aberta, que precisaria sofrer uma modificação no estatuto, mas sobre proposta do Conselho.

O senhor considera que a abertura da rede de transmissão já está contribuindo para uma maior competição entre as geradoras no Brasil, em termos de geração?

Ainda não, porque o Mercado ainda não se estabeleceu. Com o estabelecimento do livre acesso à rede, hoje nós estamos com 117 agentes. Nós temos mais de 70 de geração. A maioria deles na rede básica. Tem um detalhe aí que eu esqueci de falar: existe a rede básica e a rede de distribuição; quando um gerador entra na distribuição provavelmente toda a questão se rebate mais nesta rede. O ONS verifica se tem algum rebatimento indireto na rede básica. Mas se ele for de maior porte, um gerador acima de 30 megawatts, o ONS o despacha centralizadamente, e é preciso fazer um contrato com ele, que vira associado do ONS. Entre esses 117 há alguns geradores que são conectados na distribuição, mas que também são associados do ONS, mesmo sem estarem conectados na rede básica, porque são despachados de forma centralizada. O ONS é quem comanda seu despacho. Esses 117 agentes não estão todos na rede básica. Mas de todo o jeito, o acesso, tanto à rede básica como à rede de distribuição, é livre.

A Lei 9.648 diz que todo gerador com uma capacidade acima de 30 ou 50, não me lembro bem, tinha que participar de um acordo de mercado e do ONS?

Não é bem na lei, não, foi no documento do RE-SEB. Mas não fala em faixa não. Então pode-se dizer que o livre acesso contribuiu para aumentar o número de agentes. Isso ainda não se refletiu em benefício, porque as regras do mercado não foram praticadas, o Mercado não se estabeleceu, de tal modo que hoje você não tem ainda competição no Brasil a ponto de afetar ou de acarretar uma melhoria nos níveis tarifários. Há também a questão da liberação da energia dos contratos iniciais. Quando se estabeleceu uma mudança no modelo da energia antiga, chamada velha – foi congelado o valor da energia – e a tarifa dessa energia é regulada pela Aneel. As novas usinas praticam sua própria tarifa, vendem sua energia pelo preço que elas mesmas determinam. E essa energia foi congelada nesse preço, sendo que agora, a partir de 1º de janeiro de 2003, está sendo liberada para o mercado, 25% ao ano. Assim sendo, em quatro anos você estaria com toda a energia liberada no mercado. Mas a Medida Provisória 64 que saiu agora já diz que as geradoras federais e estaduais poderão aditar os seus contratos. Ficou a critério deles prorrogar ou não esse período de congelamento. Não se sabe realmente o que vai acontecer. Mas isso afeta também essa questão da competição.

Que avaliação o senhor faz do regime tarifário adotado para o transporte no Brasil?

Há uma metodologia que calcula, que dá o sinal para você entrar na rede, onde precisa de geração, onde precisa de carga, só que esse sinal tem uma parcela locacional, que depende exatamente do local, e tem uma parcela selo, que é igual para todo mundo. Essa parcela selo ainda é grande, é 70%. Hoje você tem 70, 80% de selo e 20, 30% de locacional. Há uma queixa dos agentes, primeiro de que essa locacional não é plena e sim parcial. Uma segunda

queixa de que você entra na rede e não conseguia projetar como seria sua tarifa porque amanhã pode vir um outro gerador, liga junto de você e varia o valor da sua tarifa. O ministro Francisco Luiz Sibut Gomide lançou agora uma proposta de metodologia em que os novos geradores térmicos vão ter locacional puro, não vai ter selo, ou seja, toda a sua tarifa vai ser função unicamente do ponto. Isso tem a desvantagem de que essa tarifa pode dar umas oscilações de um ano para outro. Quando você bota o selo, você estabiliza e faz com que as variações não sejam muito grandes. Quando você deixa locacional puro, você pode fazer com que essa tarifa tenha uma determinada volatilidade ao longo do tempo. Para fazer isso, foi preciso fazer o seguinte: todo gerador térmico entra com o locacional puro mas fica fixo pelo período da sua concessão. A usina térmica vai ter a mesma tarifa durante trinta anos. O gerador hidráulico e a carga iam pagar selo e ia tentar dar o complemento para poder pagar a expansão da rede. Pelo gerador térmico, ele sabe quanto é que vai pagar, porque não escolhe o lugar e a tarifa não pode variar muito. Já o gerador hidráulico tem o benefício da água, não tem o combustível, não tem o gás, uma coisa contrabalança outra. Foi a filosofia do ministro Gomide, propôs uma alternativa de mudança dessas tarifas que foi inclusive objeto de decreto. Acho que essa proposta é boa, mas tem que ser ainda muito trabalhada.

O professor João Lizardo de Araújo, aqui do Rio de Janeiro, argumenta que a mera separação contábil das atividades de transmissão e geração dá margem a risco de construção de novas linhas para a apropriação de receita de congestão dos proprietários de linhas de transmissão. O senhor poderia comentar esse ponto?

Acho que não dá margem, porque quem determina as novas linhas é o ONS, compatibilizando com o planejamento, que é totalmente separado. Os proprietários das redes não têm autonomia para propor linha, eles contribuem no processo que o ONS faz. As propostas do ONS têm os critérios aprovados nos Procedimentos de Rede e esses critérios são aplicados nos estudos de ampliações e reforços; essa proposta é aprovada no Conselho, compatibilizada com o CCPE e encaminhada à Aneel. Não há assim influência maior deste ou daquele transmissor nesse processo.

Quando o senhor veio assumir a diretoria do ONS, como foi a sua chegada, vindo da Chesf?

Toda mudança é traumática pelo simples fato de você mudar. No meu caso foi duplamente, porque, além de mudar de cidade, mudei de trabalho, vim para cá para fazer uma coisa completamente diferente do que fazia lá. O desafio foi muito grande, vir para uma cidade diferente e começar uma empresa. Principalmente porque o ONS começou a funcionar sem ter ainda uma estrutura, quadro de pessoal ou orçamento. No começo eram só cinco diretores e nós

fomos trazendo as equipes da Eletrobrás, a equipe das empresas. Foi muito difícil o início, a transição da mudança de trabalho. Mas o desafio é muito grande e nos dá uma força...

Estimula, não?

Um estímulo maior para você conseguir forças para enfrentar essas dificuldades. Não vou dizer que tiramos dez, mas aí pelos 7,5, 8 a gente está. Outra coisa que agravou também é que não havia paradigma na área sob nossa responsabilidade, a administração da transmissão. A única coisa que havia era o material do RE-SEB. Nós tínhamos que fazer os contratos, porque a legislação já estabelecia a separação das tarifas. Nós tínhamos que fazer regulamento de acesso, porque os agentes estavam batendo à nossa porta. E tínhamos que expandir a rede, porque havia um passivo. O incentivo antes não existia para que as empresas fizessem as obras de transmissão, então a necessidade era muito grande em termos de obra. Tivemos que fazer todos os contratos, toda a regulamentação de acesso, os estudos de ampliações e reforços e sair formando a empresa, contratando as pessoas e tudo. Foi realmente um desafio grande e só quem viveu pode ter uma idéia do que aconteceu. Tivemos muitas dificuldades: racionamento, blecaute, mudança de ministros – cinco ministros nesse período. Embora o ONS seja uma empresa privada, o governo tem uma ação direta sobre ele. Tivemos interlocutores novos, agentes que queriam entrar na rede, novas transmissoras querendo fazer obras, além dos já existentes, para fechar os contratos. Tivemos que atender a esse público todo. Acredito que a nossa área e a do Heitor Gontijo de Paula foram aquelas que tiveram mais necessidade de construir coisas novas, porque ainda não existia paradigma. Muita coisa foi feita. Sempre que se olha para a frente, vê-se um mundo de coisa ainda para fazer.

Que perspectivas o senhor antevê para o Operador Nacional do Sistema Elétrico?

Para implantar uma empresa em cima do que não existe, qualquer ganho é significativo. Agora, para consolidar um processo, para melhorar, aí sim, você precisa de muita energia para ter o mesmo ganho. Estamos nessa fase de consolidação da empresa, em que as exigências são maiores, no nível de qualidade.

A exigência nossa vai ser agora no sentido de consolidar a estruturação da empresa, de normatizar os nossos processos.

O senhor está olhando para o mapa ali e vendo o futuro?

É, vendo o futuro. Você vai ter grandes usinas se conectando naquele eixo ali do Norte-Sul, Belo Monte, fazendo o lado Norte. Então temos desafios tecnológicos e desafios

organizacionais para cumprir. Porque hoje nós estamos aqui numa empresa multicultural, trouxemos gente de Furnas, da Eletronorte, da Chesf. Temos que criar a cultura própria do ONS, fazer a marca do ONS.

Isso leva tempo.

É, isso leva tempo. Talvez – nosso mandato termina em 2004 – a gente deixe para a próxima gestão complementar esse trabalho. Mas a nossa próxima meta é tornar nossos processos mais transparentes, eliminar as lacunas de trabalho interno, estabelecer nossos indicadores de desempenho e consolidar todo esse processo. Você olha para trás e vê que fez muito, mas olha para frente e vê que tem ainda muito para fazer.

Muito obrigado pela sua participação.

A

AFONSO, Carlos Alberto Carvalho, 151
 AGUIAR, João Paulo Maranhão de, 142
 ALBUQUERQUE, João Carlos Ribeiro de, 151, 166
 ALBUQUERQUE, Leonardo Lins de, 137, 143
 ALCKMIN FILHO, Geraldo José Rodrigues, 34
 ALCOFORADO, Roberto Manoel Guedes, 260
 ALMEIDA, José Rildo Marques de, 104, 105, 120, 135
 ALQUÉRES, José Luiz, 151
 ALTINO, José, 137
 AMARANTE, Carlos Alberto Pádua, 33
 ARAÚJO, Armando Ribeiro de, 32, 43, 52, 77, 79, 94, 132, 149, 152, 235
 ARAÚJO, João Lizardo de, 274
 ARCE, Mauro Guilherme Jardim, 137, 145, 157, 230

B

BARATA, Luiz, 166
 BARRETO, Luís Augusto Lattari, 128, 137, 159
 BARRETO, Luís Carlos, 128
 BAUMGARTEN, Oswaldo, 31
 BERZON, Benjamin, 43, 44
 BEZERRA, Luís, 115
 BHERING, Mario Penna, 32, 111, 138, 147
 BOVERI, Jorge, 159
 BREYER, João Alfredo, 45
 BRITO
 ver CARVALHO, José Marcondes Brito de
 BRITO, Marilza Elizardo, 111
 BRITO, Sérgio, 44
 BRITO DE CARVALHO
 ver CARVALHO, José Marcondes Brito de

C

CALS, César,
 ver OLIVEIRA FILHO, César Cals de
 CALS, Luís
 ver OLIVEIRA, Luís Cals de
 CAMOZZATO, Izaltino, 180
 CARDOSO, Fernando Henrique, 40, 52, 55
 CARNEIRO, Milton, 9, 12
 CARRARO, Benedito Aparecido, 123, 166, 270

CARVALHO, José Marcondes Brito de, 9, 21, 23, 59-61, 63, 64, 73, 80, 94, 120, 123, 128, 129, 132, 133, 136, 138, 143, 144, 152, 156, 158, 159, 191, 230

CATALDO, Victor, 104

CAVALCANTI, José Costa, 68

CHAVES, Aureliano
ver MENDONÇA, Antônio Aureliano Chaves de

CHIPP, Hermes Jorge, 91, 92, 94, 137, 166, 221, 222, 230, 271

CISNEIROS, Saulo José Nascimento, 123, 137, 145

COHEN, Arthur, 65

COLLOR, Fernando
ver MELLO, Fernando Collor de

CORDEIRO, Fernando Andréa, 231

CORREIA, Maurício, 35

COSTA, Ismael Junqueira, 137

COSTA CAVALCANTI, José
ver CAVALCANTI, José Costa

COVAS JÚNIOR, Mário, 34

D

D'ALESSANDRO, Élcio, 213

DANTAS, Murilo, 143

DIAS LEITE
ver LEITE JÚNIOR, Antonio Dias

DINIZ JÚNIOR, Japhet, 119, 258

F

FALCÃO, André,
ver FALCÃO FILHO, André Dias de Arruda

FALCÃO FILHO, André Dias de Arruda, 48, 136

FARIA RIBEIRO, Carlos,
ver RIBEIRO, Carlos Faria,

FARO, Luís Fernando, 143

FERREIRA, Agostinho Pereira, 57

FERREIRA, Celso, 27, 98, 128, 137, 139, 144, 158

FITTIPALDI, Horácio Mário, 122, 258

FLORES, Telmo Thompson, 61

FORTESCUE, Charles L., 111

FORTUNATO, Luiz Alberto, 166

FRANCO, Antonio Carlos Pantoja, 143

FRANCO, Murilo César Monteiro, 213

FREIRE, Geraldo
ver SILVA, Geraldo Freire da

FURST, Roberto Drumond, 219, 220

G

Gardos, Istvan, 240

GOMES, Paulo, 212

GOMES, Roberto,

ver SILVA, Roberto José Ribeiro Gomes da

GOMIDE, Francisco Luiz Sibut, 274

GONTIJO, Heitor

ver PAULA, Heitor Gontijo de

GREINER, Peter, 166, 167, 193

GUERRA, Luís de Moraes, 137

H

HAIG, Roberto, 143

HOLLANDA, Paulo Roberto de, 137, 159

J

JEAN, Paul, 192

JOHNSON, Lyndon Baines, 72

JOHNSON, Samuel, 111

K

KAMEYAMA, Leo, 65, 143, 191

KATZER, Heribert Johann, 43, 57, 105

KUBITSCHKE, Juscelino

ver OLIVEIRA, Juscelino Kubitschek de

L

LABUTO, Álvaro, 192

LANGIER, José David, 44

LATTARI, Luís Augusto

ver BARRETO, Luís Augusto Lattari

LAUBENBACHER, Frederico, 166

LEITE JÚNIOR, Antônio Dias, 9-12, 16, 20, 58, 64, 134

LINS, Leonardo

ver ALBUQUERQUE, Leonardo Lins de

LONDON, Renato Viegas, 143

LOPES, Alcides Lyra, 128

LOPES, Carlos Alberto Costa, 220, 221

LOPES, Marcos José, 136, 143

LULA,

ver SILVA, Luiz Inácio Lula da

M

MACHADO, José, ver MACHADO SOBRINHO, José

MACHADO SOBRINHO, José, 15, 16

MAGALHÃES, José Duarte de, 21

MANDELLI, Milton, 9, 12

MARCONDES BRITO,

ver CARVALHO, José Marcondes Brito de

MARQUES, Marcos José, 146

MATTOS, Ervin Roth de, 221

MEDEIROS, Norberto Franco, 44

MÉDICI, Emilio Garrastazu, 24

MELLO, Fernando Collor de, 73, 157, 253, 258

MENDONÇA, Antônio Aureliano Chaves de, 15, 136, 138, 147

MENEZES, Amaury Alves de, 94, 103, 120, 135

MORAIS, Edson, 143

MORRISSY, Carlos Almir Serrão, 151

MOSZKOWICZ, Maurício, 192, 224

N

NAZARETH FILHO, José, 45, 46

NEIVA, Flávio Antônio, 219, 220

NERY, Eduardo Márcio Teixeira, 81

NEVES, Tadeu, 107

NUNES, Delcídio, 123

O

OLINTO, José, 145

OLIVEIRA, Juscelino Kubitschek de, 32

OLIVEIRA, Luís Cals de, 60

OLIVEIRA FILHO, César Cals de, 15, 60, 119, 127

P

PAES, Denizar Pereira, 213

PAIXÃO, Lindolfo Ernesto, 24, 33, 76, 156, 159, 166, 219

PARENTE, Pedro, 206

PASCHOAL, Guy Maria Villela, 9, 12, 128

PAULA, Heitor Gontijo de, 91, 212, 219, 222, 227, 228, 275

PENNA, João Camilo, 10

PENNA, Leo Amaral, 230

PEREIRA FILHO, Antônio, 128, 142
 PIANTINO, Roque Gioacchino, 75
 PINHEIRO, Carlos, 137
 PINHO, Mário Henrique da Silva, 223
 PINTO, Fausto Barros, 61
 PINTO, Paulo Roberto Ribeiro, 166
 PRAÇA, Júlio César Guimarães, 151
 PRADO JÚNIOR, Humberto Valle do, 94, 137, 166
 PRAIS, Marcelo, 231

R

RABELO, José H., 21
 RAMOS FILHO, Olavo Cabral, 143
 RECENA, Jaime, 23, 144
 RIBEIRO, Carlos, 35, 36, 91, 135, 171, 188, 189, 199, 202, 207, 211, 220, 221, 223, 260, 271
 RIBEIRO, Carlos Faria, 103, 108, 112, 120, 122
 RIBEIRO, Humberto de Campos, 231
 RIVERA, Henrique Elias, 104

S

SALOMÃO, José Carlos Sili, 231, 240
 SAMPAIO, Firmino
 ver SAMPAIO NETTO, Firmino Ferreira
 SAMPAIO, Otávio A. G., 128
 SAMPAIO NETTO, Firmino Ferreira, 92, 238
 SANTOS, Mário Fernando de Melo, 39, 50, 81, 91, 92, 94, 98, 112, 120, 123, 127, 156, 198, 219-221, 237-239
 SARMENTO, Fernando, 128
 SARNEY, Fernando, 136
 SILVA, Ademir Teodoro da, 221
 SILVA, Geraldo Freire da, 16
 SILVA, Golbery do Couto e, 61
 SILVA, Luiz Inácio Lula da, 55, 111
 SILVA, Roberto José Ribeiro Gomes da, 91, 92, 137, 221, 222, 253
 SOARES, Maurício Abreu, 212
 SOARES FILHO, Secundino, 241
 STILBEN, Heliane Raimundo, 221

T

TELMO
 ver FLORES, Telmo Thompson
 TOURINHO, Rodolfo 270

U

UEKI, Shigeaki, 13, 68

V

VALIM, Dilo Pereira, 220

VARGAS, Getúlio Dornelles, 24, 108

VEIGA, Mário, 186, 241

VENTURA FILHO, Altino, 151

VIEIRA FILHO, Xisto, 79, 87, 94, 98, 137, 144, 151, 158, 230

VILAR, Tereza Maria Dantas, 112, 259

VILLELA, Guy,

ver PASCHOAL, Guy Maria Villela

A

Abradee

ver Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica

Abrage

ver Associação Brasileira de Empresas Geradoras de Energia Elétrica

Abraget

ver Associação Brasileira de Geradoras Térmicas

Abrate

ver Associação Brasileira de Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica

Administración Nacional de Electricidad (Ande), 68, 231, 232

Aedenne

ver Associação de Empresas Distribuidoras de Eletricidade do Norte, Nordeste e Centro-Oeste

Agência Nacional de Águas (ANA), 110, 170, 241

Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), 37, 38, 42, 54, 100, 118, 161, 167, 168, 172, 175, 179, 190, 199, 201, 204, 206, 208, 219, 227, 240-246, 248, 251, 252, 257, 261, 262, 267, 268, 270, 272, 273

Albrás

ver Alumínio Brasileiro

Alstom Brasil Ltda., 227, 228

Alumar

ver Consórcio de Alumínio do Maranhão

Alumínio Brasileiro (Albrás), 132, 137, 142

Alumínio do Norte do Brasil (Alunorte), 142

Alunorte

ver Alumínio do Norte do Brasil

ANA

ver Agência Nacional de Águas

Ande

ver Administración Nacional de Electricidad (Ande)

Andersen Consulting, 221

Aneel

ver Agência Nacional de Energia Elétrica

Aptel

ver Associação de Empresas Proprietárias de Infra-estrutura e Sistemas Privados de Telecomunicações

Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica (Abradee), 63, 116, 218

Associação Brasileira de Empresas Geradoras de Energia Elétrica (Abrage), 218

Associação Brasileira de Geradoras Térmicas (Abraget), 218

Associação Brasileira de Grandes Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Abrate), 218

Associação de Empresas Distribuidoras de Eletricidade do Norte, Nordeste e Centro-Oeste (Aedenne), 136

Associação de Empresas Proprietárias de Infra-estrutura e Sistemas Privados de Telecomunicações (Aptel), 218

B

Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), 32, 143

Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (Bird), 55, 56, 58-60, 70

Banco Mundial

ver Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (Bird)

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 34, 40, 260, 262

BID

ver Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID)

Bird

ver Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento (Bird)

BNDES

ver Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

Bradesco Saúde, 223

C

Caeeb

ver Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (Caeeb)

Caeeb-Meco

ver Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras-Montreal Engineering Company

Cacex

ver Carteira de Comércio Exterior do Banco do Brasil (Cacex)

Cadop

ver Comitê de Administração dos Contratos da Operação de Itaipu (Cadop)

Caehidro

ver Comitê de Acompanhamento dos Empreendimentos dos Sistemas Elétricos (Caehidro)

Caet

ver Comitê de Acompanhamento dos Empreendimentos Termoelétricos (Caet)

Caerget , 235

Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), 123, 181, 206, 207, 251, 271

Cammesa

ver Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa)

Carteira de Comércio Exterior do Banco do Brasil (Cacex), 148

Ceam

ver Companhia Energética da Amazônia (Ceam)

CBEE

ver Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) e Companhia Brasileira de Energia Emergencial (CBEE)

CCC

ver Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)

CCOI

ver Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI)

CCOI-Sudeste

ver Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI)

CCOI-Sul

ver Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI)

CCON

ver Comitê Coordenador de Operação do Nordeste(CCON)/Comitê Coordenador de Operação do Norte-Nordeste (CCON)

CCPE

ver Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE)

Ceal

ver Companhia Energética de Alagoas (Ceal)

CEB

ver Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB)

Cedoc

ver Centro de Documentação (Cedoc)

CEEB

ver Companhia de Energia Elétrica da Bahia (CEEB)

CEEE

ver Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE)

Celb

ver Companhia de Eletricidade da Borborema (Celb)

Celesc

ver Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc)

Celf

ver Centrais Elétricas Fluminenses (Celf)

Celg

ver Centrais Elétricas de Goiás (Celg)/Companhia Energética de Goiás (Celg)

Celpe

ver Companhia de Eletricidade de Pernambuco (Celpe)/Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)

Celtins

ver Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Celtins)

Cemar

ver Companhia Energética do Maranhão (Cemar)

Cemig

ver Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig)

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás) 9-14, 18, 19, 21, 24, 25, 27, 28, 30, 31, 33, 37, 43, 45, 46, 48-51, 59, 61-64, 67-70, 73, 74, 76, 77, 79-81, 85, 87, 91-98, 103, 105, 108-110, 112, 118,119, 121-123, 126, 128, 131, 132, 135, 136, 144-146, 151-153, 155, 157, 159, 165-168, 174-177, 179, 191-193, 195, 204, 220-222, 225, 226, 229-231, 233, 238, 240, 242, 257, 259, 275

Centrais Elétricas de Goiás (Celg)

ver Companhia Energética de Goiás (Celg)

Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc), 9, 65, 85

Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp)

ver Companhia Energética de São Paulo (Cesp)

Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Elettronorte), 13-15, 22, 48, 49, 66, 81, 82, 96, 129-131, 137, 138, 145, 147-149, 170-172, 192, 199, 208, 228, 254, 255, 259, 276

- Centrais Elétricas do Piauí (Cepisa)
 - ver Companhia Energética do Piauí (Cepisa)
- Centrais Elétricas do Rio das Contas (Cerc), 127
- Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul) 9, 13, 16, 58-62, 66, 67, 74, 145, 148, 149, 1159, 170, 174, 192, 221, 232, 254
- Centrais Elétricas Fluminenses (Celf), 95
- Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade, 52, 111, 120, 1612, 191, 207
- Centro de Documentação (Cedoc), 223
- Centro de Pesquisa e Desenvolvimento (CPqD), 225
- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), 63, 73, 83, 84, 89, 90, 91, 93, 97, 163, 179, 192, 224, 225, 230, 240, 241
- Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC), 206
- Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS), 70, 71, 73, 74, 83, 84, 87, 98, 99, 137, 142, 144, 145, 169, 188, 191, 192, 198, 227, 228
- Cepel
 - ver Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel)
- Cepisa
 - ver Centrais Elétricas do Piauí (Cepisa)/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)
- Cesp
 - ver Centrais Elétricas de São Paulo (Cesp)/Companhia Energética de São Paulo (Cesp)
- CFLMG
 - ver Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG)
- CFLNB
 - ver Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil (CFLNB)
- Chesf
 - ver Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf)
- Cier
 - ver Comissão de Integração Elétrica Regional (Cier)
- CMO
 - ver Comissão Mista de Estudos de Operação (CMO)
- CND
 - Conselho Nacional de Desestatização (CND)
- CNP
 - ver Conselho Nacional do Petróleo (CNP)
- CNPE
 - ver Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)
- CNPJ
 - ver Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ)

CNOS

ver Centro Nacional de Operação dos Sistemas (CNOS)

Codi

ver Comitê de Distribuição (Codi)

Coelba

ver Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba)

Coelce

ver Companhia de Eletricidade do Ceará (Coelce)/Companhia Energética do Ceará (Coelce)

Cofins

ver Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins)

Coge

ver Comitê de Gestão (Coge)

Cohebe

ver Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe)

Comissão de Abastecimento ao Estado do Rio de Janeiro, 94, 95

Comissão de Estabilidade do Sistema Sul, 79

Comissão de Integração Elétrica Regional (Cier), 184

Comissão Mista de Estudos de Operação (CMO), 68, 231

Comitê Coordenador da Operação Interligada (CCOI) 9, 11, 12, 17, 43-45, 57, 58, 65, 76, 79, 80, 94, 105, 106, 134, 158, 169, 212, 213

Comitê Coordenador de Operação do Nordeste/Comitê Coordenador de Operação Norte-Nordeste (CCON), 13, 14, 25, 81, 82, 96, 101, 103-105, 108-110, 114-126, 129, 132-134, 136, 137, 139, 146, 158-160, 253, 255-259

Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), 64, 172, 180, 196, 204, 208, 241, 268-270, 274

Comitê de Acompanhamento dos Empreendimentos dos Sistemas Elétricos (Caehidro), 203, 206

Comitê de Acompanhamento dos Empreendimentos Termoeletrônicos (Caet), 203, 206

Comitê de Administração dos Contratos da Operação de Itaipu (Cadop), 231

Comitê de Distribuição (Codi), 116, 217

Comitê de Gestão (Coge), 217

Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, 271

Comitê Permanente de Gerenciamento da Situação Energética (CPG), 203, 205, 206

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Cammesa), 197

Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras (Caeeb), 57

Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas Brasileiras-Montreal Engineering Company (Caeeb-Meco), 43, 104, 105, 109

Companhia Brasileira de Energia Elétrica (CBEE) 9

Companhia Brasileira de Energia Emergencial (CBEE), 210

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Coelba), 103-110, 112-115, 119, 120, 134, 135, 137

Companhia de Eletricidade da Borborema (Celb), 122

Companhia de Eletricidade de Brasília (CEB)

ver Companhia Energética de Brasília (CEG)

Companhia de Eletricidade de Pernambuco (Celpe)

ver Companhia Energética de Pernambuco (Celpe)

- Companhia de Eletricidade do Ceará (Coelce)
 - ver Companhia Energética do Ceará (Coelce)
- Companhia de Eletricidade do Estado do Rio de Janeiro (Cerj), 61, 95
- Companhia de Energia Elétrica da Bahia (CEEB) 9, 103-108, 110
- Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins (Cellins), 122
- Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte (Cosern)
 - ver Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern)
- Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP), 170, 200
- Companhia Energética da Amazônia (Ceam), 159
- Companhia Energética de Alagoas (Ceal), 104, 110, 119
- Companhia Energética de Brasília (CEB), 48
- Companhia Energética de Goiás (Celg) 9, 85
- Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig) 9, 10, 13, 15, 22, 25, 31, 57, 60, 63, 66, 74, 81, 87, 99, 109, 128, 130, 141, 145, 153, 161, 170, 174, 192, 199, 200, 212-215, 218-222, 225, 234, 245, 271
- Companhia Energética de Pernambuco (Celpe), 104, 105, 112, 113, 115, 119, 120, 134-137, 255-257, 260
- Companhia Energética de São Paulo (Cesp) 9, 15-18, 22, 24-30, 34, 35, 38, 57, 58, 65, 66, 82, 99, 114, 128, 130, 137, 140, 141, 143, 145, 156, 174, 188, 189, 191-200, 220, 222, 234
- Companhia Energética do Ceará (Coelce), 119, 135, 137
- Companhia Energética do Maranhão (Cemar), 119, 120
- Companhia Energética do Piauí (Cepisa), 119
- Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern), 104, 114, 115, 117, 119
- Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) 9, 58-60, 65, 85, 134, 143, 192, 195, 200, 254, 271
- Companhia Força e Luz de Minas Gerais (CFLMG), 57
- Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil (CFLNB), 104
- Companhia Hidro Elétrica de Boa Esperança (Cohebe), 127
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Chesf), 13-15, 22, 48, 66, 81, 82, 94-96, 103, 105-108, 112-115, 117, 119-121, 123-125, 127-139, 141-150, 152, 153, 158, 170, 174, 181, 192, 199, 220-222, 228, 253-256, 258-260, 271, 274, 276
- Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel) 9, 12, 22, 25, 34, 58, 60, 61, 65, 192, 195, 199, 200, 254, 271
- Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) 9, 11, 35, 57, 65
- Conselho Nacional de Desestatização (CND), 161
- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), 64, 179, 209, 251, 262
- Conselho Nacional do Petróleo (CNP), 157
- Consórcio de Alumínio do Maranhão (Alumar), 131, 132, 137, 142
- Consultoria e Projetos de Engenharia Ltda. (Secon), 113
- Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), 10, 14, 15, 23, 28, 44, 47, 59, 62, 63, 66, 67, 89, 138, 157, 159, 161, 235
- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), 196
- Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF), 196
- Coppe ver Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia (Coppe)
- Cooperativa de Profissionais Especializados em Serviços Técnicos e Consultoria (Coopfurnas), 221
- Coopers & Lybrand, 165, 238, 261
- Coopfurnas
 - ver Cooperativa de Profissionais Especializados em Serviços Técnicos e Consultoria (Coopfurnas)

Copel

ver Companhia Paranaense de Energia Elétrica (Copel)

Coordenação dos Programas de Pós-graduação de Engenharia (Coppe), 225

Cosern

ver Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte (Cosern)/Companhia Energética do Rio Grande do Norte (Cosern)

CPFL

ver Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL)

CPG

ver Comitê Permanente de Gerenciamento da Situação Energética (CPG)

CPMF

ver Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira (CPMF)

CPqD

ver Centro de Pesquisa e Desenvolvimento (CPqD)

CPTEC

ver Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos (CPTEC)

CTEEP

ver Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP)

D

DAC

ver Departamento de Aviação Civil (DAC)

Decs

ver Departamento de Coordenação de Sistemas (Decs)

Departamento de Aviação Civil (DAC), 217

Departamento de Coordenação de Sistemas (Decs), 43, 46

Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee), 11, 21, 26, 29, 118, 121, 125, 136, 161, 168, 175, 236, 237

Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), 157

Departamento Nacional de Obras Contra as Secas (DNOCS), 127, 130

Dnaee

ver Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Dnaee)

DNC

ver Departamento Nacional de Combustíveis (DNC)

DNOCS

ver Departamento Nacional de Obras Contra as Secas (DNOCS)

E

Ebasco Service, 104

EDF

ver Electricité de France (EDF)

Electricité de France (EDF), 140

Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A., 35, 42, 66, 72, 161, 192, 194, 256, 257

Eletrobrás
ver Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás)

Eletronorte
ver Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte)

Eletropaulo
ver Eletropaulo - Eletricidade de São Paulo S.A.

Eletrosul
ver Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul)

Embratel
ver Empresa Brasileira de Telecomunicações (Embratel)

Empresa Brasileira de Telecomunicações (Embratel), 193, 217

Empresa Distribuidora em Sergipe (Energipe), 110

Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense), 32, 52, 74, 77, 78, 140, 141

Energipe
ver Empresa Distribuidora em Sergipe (Energipe)

Ense
ver Empresa Nacional de Suprimento de Energia Elétrica (Ense)

Escelsa
ver Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa)

Espírito Santo Centrais Elétricas (Escelsa) 9, 34

Eximbank
ver Export and Import Bank (Eximbank)

Export and Import Bank (Eximbank), 196

F

FDTE
ver Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE)

Fundação Eletros, 226

Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (FDTE), 192

Furnas Centrais Elétricas S.A. 9, 18, 22, 30, 43, 45, 60, 62, 65-69, 72, 74-77, 87, 94, 95, 99, 104, 128, 141, 143, 145, 148-150, 153, 158, 170-172, 174, 192, 198-200, 203, 213, 214, 220, 221, 225, 226, 228, 232, 234, 245, 254, 255, 260, 271, 276

G

GAT-CRN
ver Grupo de Apoio Técnico às Concessionárias do Norte (GAT-CRN)

GCE
ver Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE)

GCOI
ver Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI)

GCPS
ver Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)

General Electric, 94

Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), 31, 59, 60, 64, 85, 100, 113, 115, 126, 141, 145, 150, 151, 156, 168, 169, 172, 176, 178, 180, 193, 196, 208, 231, 233, 235, 236, 268-270

Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI) 9-19, 21, 24-31, 33, 35-38, 42-53, 57-77, 79-82, 84, 85, 87-90, 92, 94-96, 98-101, 105, 109, 113, 114, 116, 121-124, 126-130, 132, 134, 136-139, 141, 144-148, 150-153, 156-164, 166-170, 172, 175-178, 189-193, 195, 196, 212, 216, 217, 220, 222, 225, 230-233, 235, 236-238, 241, 243, 244, 249, 253, 255, 258, 259, 263, 265

Grupo de Apoio Técnico às Concessionárias do Norte (GAT-CRN), 159

Grupo de Trabalho de Análise do Sistema (GTAS), 94, 230

Grupo de Trabalho de Manutenção de Usinas (GTMU), 212, 213

Grupo de Trabalho do Plano Decenal (GTPD), 112, 115

Grupo de Trabalho para Estudos Especiais (GTEE), 95

Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), 158, 159

GTAS
ver Grupo de Trabalho de Análise do Sistema (GTAS)

GTEE
ver Grupo de Trabalho para Estudos Especiais (GTEE)

GTMU
ver Grupo de Trabalho de Manutenção de Usinas (GTMU)

GTON
ver Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON)

GTPD
ver Grupo de Trabalho do Plano Decenal (GTPD)

H

Hidroservice Engenharia de Projetos, 70

I

Inpe

ver Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe)

Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (Inpe), 206

ISA

ver Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)

Itaipu Binacional, 19, 22, 68, 145, 150, 232, 246, 270

Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), 197

L

Light Serviços de Eletricidade S.A. 9, 14, 22, 43, 44, 57, 72, 94, 95, 109, 161, 172, 192, 256, 257

M

MAE

ver Mercado Atacadista de Energia (MAE)

MCT

ver Ministério de Ciência e Tecnologia (MCT)

Memória da Eletricidade ver Centro da Memória da Eletricidade no Brasil – Memória da Eletricidade
Mercado Atacadista de Energia (MAE), 35, 39-41, 76, 89, 101, 164, 165, 196, 198, 199, 209, 261, 262
Mercado Comum do Sul (Mercosul), 152, 184
Mercosul
ver Mercado Comum do Sul (Mercosul)
Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), 64, 241
Ministério das Minas e Energia (MME) ver Ministério de Minas e Energia (MME)
Ministério de Infra-Estrutura (Minfra), 33, 53
Ministério de Minas e Energia (MME), 11, 55, 64, 71, 100, 121, 158, 161, 166, 175, 179, 193, 199, 203-206, 228, 242, 251, 269, 271
Ministério de Telecomunicações, 217
Ministério do Planejamento, 55
Ministério Público Federal, 207
MME
ver Ministério das Minas e Energia (MME)/Ministério de Minas e Energia (MME)

O

ONS

ver Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), 21, 22, 35-42, 56, 63, 64, 76, 78, 89-93, 97, 100-102, 116-118, 123, 126, 156-159, 161, 166-183, 187-191, 196-201, 203-208, 210-213, 216, 217, 219-221, 223-230, 237, 240-246, 249-251, 253-257, 259-271, 273-276

P

Partido dos Trabalhadores (PT), 55, 228
Petrobras
ver Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás)
Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), 66, 67
Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG), 213
Porto Rico Water Resource Corporate, 104
Procel
ver Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)/Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel)
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra), 117
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)
ver Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel)
Programa Nacional de Combate ao Desperdício de Energia Elétrica (Procel), 85, 160, 164, 235
Proinfra
ver Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfra)
PSR – Power Systems Research, 241
PT
ver Partido dos Trabalhadores (PT)

R

Rede Nacional de Comunicação de Dados por Comutação de Pacotes (Renpac), 193

Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), 33, 35, 36, 100, 116, 171, 175, 193, 194, 196, 219, 237, 238, 256, 260, 269, 270, 273, 275

Renpac

ver Rede Nacional de Comunicação de Dados por Comutação de Pacotes (Renpac)

RE-SEB

ver Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB)

Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise), 32, 33, 73, 80, 149, 193

Revise

ver Revisão Institucional do Setor Elétrico (Revise)

S

Saelpa

ver Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa)

SCC

ver Subcomitê de Comunicações (SCC)

SCEL

ver Subcomitê de Estudos Elétricos (SCEL)

SCEN

ver Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN)

SCM

ver Subcomitê de Manutenção (SCM)

SCO

ver Subcomitê de Operação (SCO)

Secon

ver Consultoria e Projetos de Engenharia Ltda. (Secon)

Secretaria Especial de Informática (SEI), 70

Secretaria Nacional de Energia (SNE), 48, 52, 55, 77

SEI

ver Secretaria Especial de Informática (SEI)

SGIB

ver Société Générale Investment Banking (SGIB)

Sinsc

ver Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc)

Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação Interligada (Sinsc), 10, 11, 18, 29, 49, 50, 62, 69, 76, 77, 83, 87, 98, 99, 142-144, 191

SNE

ver Secretaria Nacional de Energia (SNE)

Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba (Saelpa), 119

Sociedade Termoelétrica de Capivari (Sotelca), 59, 65

Société Générale Investment Banking (SGIB), 227

Sotelca

ver Sociedade Termoelétrica de Capivari (Sotelca)

Subcomitê de Comunicações (SCC), 217, 218

Subcomitê de Distribuição, 106, 122

Subcomitê de Estudos Elétricos (SCEL), 44, 65, 79, 95, 96, 106, 122, 137, 216, 222, 230, 258

Subcomitê de Estudos Energéticos (SCEN), 44, 137, 159, 216

Subcomitê de Estudos Gerais, 123

Subcomitê de Manutenção (SCM), 65, 105, 157, 212, 213, 216-218, 220

Subcomitê de Operação (SCO), 65, 94, 95, 105, 106, 122, 136, 189, 216

U

UFPB

ver Universidade Federal de Campinas (UFPB)

UFMG

ver Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG)

UFSC

ver Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)

UFRJ

ver Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)

Unicamp

ver Universidade de Campinas (Unicamp)

Universidade de Campinas (Unicamp), 193, 241

Universidade Católica

ver Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG)

Universidade de São Paulo (USP), 192

Universidade Federal da Paraíba (UFPB), 193

Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), 76, 213

Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), 193

Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 225

USP

ver Universidade de São Paulo

ISBN 85-85147-57-1



9 788585 147570



**Operador Nacional
do Sistema Elétrico**

Eletrobrás 

Centro da Memória da Eletricidade no Brasil

**MEMÓRIA DA
ELETRICIDADE**