

A partir deste ano — 1971, como provável reflexo da "sístole" centralizadora que acompanhou a evolução do período militar, iniciou-se um fluxo de concentração das decisões sobre a área ener-

gética nas mãos da União, com o inevitável esvaziamento das empresas estaduais.

Até aí as empresas de energia detinham grande liberdade de atuação sobre investimentos e tarifas, as quais eram estabelecidas de modo a cobrir os custos operacionais e de empréstimos de terceiros. A Lei nº 5.653/71, entretanto, daria início a uma reversão desse modelo, transferindo os recursos da Reserva Global de Reversão à Eletrobrás.

Em 1973, a Lei nº 5.899/73 (Lei Itaipu) criou o GCOI e entregou a direção do empreendimento à Eletrobrás.

Em 1974, outra Lei — (1.383/74), institucionalizaria a equalização tarifária para todo o país, simultânea à criação da Reserva Global de Garantia.

Em 1977, com o Decreto nº 7.970, a fixação das tarifas passava para o controle da Secretaria

de Planejamento da Presidência da República e logo mais, em 1981 — Decreto-Lei nº 1.849/81 —, a equalização tarifária transformava-se em equalização de custos. Estava consumada a subordinação do setor elétrico ao planejamento global.

Nesse mesmo período, aprofunda-se o mecanismo de captação de recursos externos para o financiamento da Balança de Pagamento do País, virtualmente deficitária pela violência da elevação dos preços do petróleo para US\$ 15 o barril em 1973/74 e, mais tarde, US\$ 32 dólares.

Grandes projetos e obras são contratadas com financiamento externo na expectativa da estabilização das taxas de juros timados e da garantia de tarifas flexíveis para a cobertura das necessidades de financiamento e operação.

Na verdade, centralização das decisões, inflexibilidade tarifária, perdas de receita com o meca-

nismo equalizador e altas taxas de juros na década de 80 iriam acabar produzindo o inevitável: desinvestimento no setor, desequilíbrios financeiros em suas empresas e conseqüente descapitalização na maioria delas. Tomávamos recursos a 15% para gerar um padrão declinante de rentabilidade que chegou a 4%. afirmou o Dr. Mário Bhering, Presidente da Eletrobrás, à esta Comissão: "O setor elétrico está atravessando uma crise muito séria.

(...) Nesse período (75/85) ... o serviço da dívida do setor elétrico atingiu um número mil e tantos; se esse índice era 100, esse índice é 14 vezes maior. (...)

A Eletrobrás deve hoje 15 bilhões de dólares; a Itaipu deve uns 3 bilhões de dólares; as Campanhas Estaduais devem uns 6 bilhões de dólares, e a dívida do setor elétrico, hoje, é de 26 bilhões de dólares, um número **multíssimo alto**".

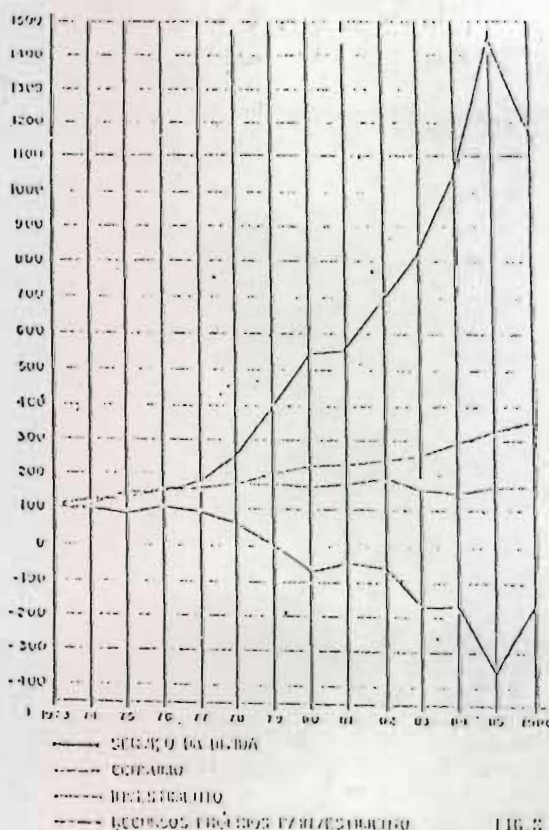
Item/Ano	1974	1976	1982	1986
Mercado	100	127	216	315
Recursos Próprios	100	105	(54)	(164)
Despesa/Consumo	100	89	85	84
Serviço da Dívida	100	126	641	1064
Investimento	100	131	173	149

NOTA — Recurso próprio (Receita de Exploração + IJEE + RGR + Empréstimo Compulsório + Outros).

— (Despesas + Serviço da dívida + Transferências entre setoriais + Outras aplicações).

Assim, um setor altamente organizado e indutor do desenvolvimento nacional, com obras pioneiras, como Paulo Afonso, que se anteciparam frutiferamente ao consumo regional, chegou, em meados de 80, ao desconforto dos racionamentos e evidência de hiatos de oferta.

Eis o quadro de distorções demonstrado pelo Presidente da Eletrobrás a esta Comissão, onde se percebe a paralisia dos investimentos desde 1978:



Advertido por esta calamitosa situação financeira do setor elétrico, por iniciativa deste relator e encaminhamento do Presidente da CPI, acionou-se o poder fiscalizador do Tribunal de Contas da União, através do Ofício CP/EE nº 17/87, de 2 de setembro próximo passado, para que nos informasse sobre os seguintes pontos:

1º qual o número de operações de empréstimos internos e externos realizados pela Eletrobrás, seu montante e compras a eles vinculadas nos últimos doze anos;

2º grau de utilização ou eventual deterioração do equipamento adquirido e montante das amortizações e serviços destas dívidas;

3º definição de responsabilidades sobre os atos autorizativos destes empréstimos e compras;

4º porcentagem de investimentos no Programa Nuclear relativamente aos gastos globais no setor energético do País;

5º montante das transferências de recursos do setor elétrico para o programa nuclear brasileiro e verificação do impacto negativo desta drenagem para o setor elétrico.

A todas estas indagações procurou responder o Tribunal de Contas da União através do Aviso nº 9/87, de 25 de novembro, ou seja, quase três meses após a solicitação generosamente sugerida pelo próprio Doutor Fernando Gonçalves, Excelentíssimo Presidente daquela Corte, como segue:

1º número de operações financeiras, valores e compras vinculadas a **holding** Eletrobrás realizou 64 operações de empréstimos externos nos últimos doze anos, no valor global de US\$ 16.680.041.305,58. Os empréstimos internos alcançaram um valor de Cz\$ 94 bilhões a preços de novembro de 87.

2º os materiais adquiridos e seu respectivo estado encontram-se indicados no Anexo nº...

O montante dos serviços pagos sobre o principal dos débitos externos situa-se na ordem de

US\$ 8,66 bilhões, tendo sido amortizados US\$ 6,09 bilhões, enquanto sobre os débitos internos estes valores não foram informados.

3ª a definição de responsabilidade sobre a contratação destes empréstimos recai sobre o Ministro-Chefe da Seplan e sobre o Ministro da Fazenda, nos termos dos artigos 4º e 6º do Decreto-lei nº 1.312, de 15-2-74, ou seja:

Ministro-Chefe da Seplan — 1974/79 — João Paulo dos Reis Velloso

— 1979 — Mário Henrique Simonsen

— 1979/85 — Antônio Delfim Netto

— 1985/86 — João Sayad

— 1986/87 — Aníbal Teixeira

Ministro da Fazenda — 1974/79 — Mário Henrique Simonsen

— 1979 — Carlos Richbitter

— 1980/85 — Ernane Galvêas

— 1985 — Francisco Dornelles

— 1986/87 — Dilson Funaro

— 1987 — Bresser Pereira

4ª os investimentos, tanto em energia nuclear como elétrica, envolvem fontes de financiamento externas e internas, além de recursos próprios. A resposta a este ponto está "prejudicada" enquanto não for remetida pelo Banco Central a listagem correspondente aos financiamentos de origem externa.

5ª o impacto negativo das transferências do setor elétrico para o nuclear são de difícil avaliação, visto terem sido determinadas por decisões políticas sem respaldo de estudos de viabilidade.

Comprometeu-se, ademais, o TCU a fazer presente à CPI os demonstrativos dos financiamentos em moeda estrangeira tão logo sejam liberados pela Sedap/PR e Banco Central.

Como se pode observar, são valiosas as contribuições do TCU e comprovam o elevado endividamento setorial, sem, contudo, muito contribuir quanto à justeza das compras e estado de uso do material.

Nada mais lógico, pois, que a essas distorções setoriais se fossem somando outros igualmente graves problemas:

1 — Perda da Remuneração dos Investimentos

Como o custo real do investimento é crescente no tempo e a correção dos ativos do setor é inferior à evolução dos preços, esta servindo como base de cálculo das tarifas, é inevitável a queda da rentabilidade das empresas do setor, que chegou até 4%, bem abaixo do intervalo estabelecido pela Lei nº 5.655, entre 10% e 12% a.a. O Plano de Recuperação Setorial — PRS —, atento a essa situação, vem procurando recuperar a rentabilidade do setor, estimado já para 1987 um retorno na ordem de 6%. Mas isso sempre condicionado à evolução da política de preços.

2 — Inexistência de Fontes de Capitalização

Em função da baixa rentabilidade do setor, contrairam-se os investimentos. Agravou-se esse fato com a perda de recursos transferidos para o Programa Nuclear — atualmente fora da Eletrobrás — até hoje não ressarcidos. Além disso, outros fenômenos estão ocorrendo e que desequilibram ainda mais o modelo econômico vigente; os recursos tarifários da Eletrobrás dependem das concessionárias pagarem suas contas de consumo do sistema; estas, porém, em virtude dos prejuízos com a política de equalização e precária

situação financeira, atrasam esse faturamento, comprometendo também o pagamento de encargos e reservas, como o RGG, incorrendo em perdas equivalentes a um valor, citado pelo Presidente da Eletrobrás, entre 250 e 300 milhões de dólares.

Nestes termos, as únicas fontes disponíveis são fontes extraordinárias como o FND e as fontes externas, notadamente o Banco Mundial, em franco retrocesso em negociações praticamente concertadas no início de 86, em virtude da moratória da dívida externa brasileira.

3 — Elevação dos riscos de déficit e na qualidade dos serviços prestados.

As dificuldades para manter a taxa de acumulação no setor elevação da capacidade instalada está aumentando os riscos de déficit em várias regiões do país, prevendo-se colapso do setor na oferta de energia como suporte desenvolvimentista. Com uma população urbana em franco crescimento e inevitáveis mudanças no processo tecnológico industrial, onde se avoluma o uso da microeletrônica em todos os ramos produtivos e do consumo, inclusive com a crescente utilização de máquinas e comando numérico, tornaram-se cada vez mais altas as possibilidades de **black-out** e sumária a incapacidade para atender o crescimento do mercado, onde, aliás, é mais dinâmico o mercado, maior é a carência de recursos necessários à cobertura do risco de déficit, podendo-se afirmar que há uma verdadeira contradição entre remuneração do setor e taxa de expansão do mercado;

4 — Transferências Intra-setoriais

A equalização dos custos, instituída em 1981 (DL nº 1.840), fez com que empresas com remuneração abaixo da média legal transferissem recursos à área federal, este procedimento agravou a questão da centralização tarifária, imposta em 1971, e que então exigiu o depósito da quota anual de reversão — hoje definida pelo DNAEE à razão de 40% — à conta Reserva Global de Reversão, de responsabilidade e exclusiva gerência da Eletrobrás, que preferiu aplicá-la no projeto de Itaipu, Angra I e Tucuruí, em vez de revertê-la, como seria justo, às concessionárias. Diante de todo o processo de endividamento das concessionárias e de engessamento das tarifas, viram-se estas, ainda, na contingência de gerar recursos para projetos nacionais considerados esdrúxulamente prioritários, como o Programa Nuclear.

5 — Subsídios Tarifários.

Em princípio, as tarifas de energia elétrica são iguais em todo o país para cada classe de consumidor. Grandes consumidores de alta tensão pagam menos que consumidores residenciais. Como salientou o Sr. Mário Bhering, Presidente da Eletrobrás, "houve uma fase em que o Governo achou que tinha energia demais. Então, instituiu-se uma tarifa chamada EGT, principalmente no Sul. Esta tarifa dava energia de graça; ela praticamente dava 80% de desconto às indústrias que parassem (...) de queimar petróleo e passassem para energia elétrica (...) de tarifa muito baixa e a tarifa da Albrás (...) que realmente é uma tarifa muito subsidiada. Esse é um contrato que foi feito, que está em vigor, que foi negociado, principalmente, pela empresa brasileira que participa mais nesse setor que é a Vale do Rio Doce (...).

Existem outros subsídios (...) e temos tarifas relativamente baixas para consumidores tipo fer-

ro-liga e produtores de cloro e eletroquímica. Efetivamente, além das tarifas subsidiadas aos grandes consumidores, foram introduzidas tarifas horosazonais: em novembro de 1987, aos consumidores em alta tensão e, a partir de 1987, a ampliação destas reduções tarifárias aos consumidores em alta e média tensão. Ora, os benefícios porventura advindos destas reduções tarifárias só atingirão positivamente o setor elétrico a longo prazo, pela liberação de investimentos; a curto prazo, as concessionárias perdem com eles valiosos recursos de sua principal fonte de financiamento de novos investimentos.

Todas estas subvenções acabam representando um verdadeiro dreno no setor elétrico, que penaliza todas as empresas em seu conjunto e algumas em particular.

Instado a dar os números desses subsídios à Comissão de Inquérito, o Presidente da Eletrobrás afirmou que só o DNAEE ou a Eletronorte poderiam dá-los, reconhecendo, embora, que apenas a Albrás tem uma "tarifa de classe com um desconto de 10%."

Já o Dr. Drumond Xavier Cavalcante de Lima, Secretário de Minas e Energia de Pernambuco, adiantou esclarecimentos até certo ponto esclarecedores. Disse, textualmente, ele: — "Quando a Alumar instalou-se, a área do Maranhão era concessão da CHESF e, então, o Governo pediu à CHESF que concedesse subsídios à energia fornecida à Alumar. Como a Diretoria da CHESF resistisse, porque chegara à conclusão de que era inviável fornecer uma tamanha quantidade de energia — cerca de 12% do consumo do Nordeste atual a preços subsidiados, o Governo providenciou a retirada do Maranhão da área de concessão da CHESF e a inclusão do Maranhão na área de concessão Eletronorte que concedeu os subsídios. "Ora, admitindo que os subsídios estejam na ordem de 10% da tarifa, como admitiu Dr. Mário Bhering, este montante deve ser calculado sobre o consumo de 450 MW/h que é o consumo efetivo da Alumar. Este valor, para o Dr. Drumond, é tão alto que compensaria fechar a Alumar e comparar, com os recursos da transferência da energia aí consumida para o Nordeste, o lingote de alumínio no mercado internacional a título de indenização a esta empresa.

Importa destacar, na ausência de um número definitivo que esclareça a questão dos subsídios, o perverso mecanismo que está a fazer com que o setor elétrico, extremamente carente de recursos, e que já foi usado para a captação de divisas, continue assumindo penosas responsabilidades cambiais que ultrapassam, de longe, sua capacidade de geração de recursos.

6 — Amortecedor Antiinflacionário

Animado pelas funções de escudo cambial, o setor elétrico tem sofrido outras investidas da política macroeconômica, que lhe corroem ainda mais sua descapitalização. Trata-se dos congelamentos tarifários componentes das políticas e recomendações antiinflacionárias.

Entre 81/84 o Ex-Ministro Delfim Netto abusou deste expediente. As tarifas foram reajustadas abaixo dos índices da inflação gerando um superdéficit que agravou o hiato de financiamento dos novos investimentos. Durante a execução do Plano Cruzado, novamente, o governo segurou as tarifas no contra-pé dos reajustes, em circunstâncias em que o setor já estava praticamente

falido. A subavaliação das tarifas de energia durante um longo tempo, em 1986, quando o governo avançava sinal com o "cruzadinho" de julho e com o Cruzado II de novembro e o setor organizado da economia — bancos e lucro, agravou a situação financeira das empresas do setor, que sequer puderam gerar os meios para o pagamento de compromissos já contraiados e vencidos, muito menos capacitarem-se a suportar as necessidades de financiamento de novos investimentos para a adequação da oferta aos novos patamares da demanda nacional.

7 — Perda de conceito Empresarial das Concessionárias.

A perda de rentabilidade e emergência de sérios desequilíbrios financeiros nas empresas do setor elétrico, resultante de todo o processo analisado acima, conduziu à inevitável reprogramação de projetos e cronogramas de execução de obras e fornecimento de equipamentos e materiais. Este fato afetou o conceito empresarial dessas empresas, constituindo elemento adicional para o seu descrédito no mercado e prejuízos à execução dos planos de investimento.

III — A Política de Racionamento: O Processo de Implantação.

A 1ª de março deste ano — 1987 — o racionamento de energia foi instituído no Nordeste com a determinação de corte de 15% no consumo global da região e expectativa de redução desse coeficiente para 10%, a partir de 1º de setembro.

Esse fato veio confirmar na região a crise do setor elétrico a nível nacional e que se traduzia, no Nordeste, por uma sucessiva prorrogação das obras dos projetos, como a Usina de Itaparica que, pelo primeiro cronograma, deveria ter entrado em operação em 1981. "Se esta usina estivesse funcionando, pelo menos a partir do final de 1986, não teria havido necessidade de racionamento, mesmo com a falta de chuvas que se verificou na Bacia do Rio São Francisco", afirma o documento apresentado a esta Comissão pelo Dr. Drumond Xavier, Secretário de Minas e Energia de Pernambuco.

Mas, com ou sem "atraso", o racionamento tornou-se uma realidade no Nordeste e começou a gerar preocupações entre as autoridades estaduais do setor elétrico. Diante do fato, respaldado pela legislação, pouco havia a fazer.

Já o Decreto nº 93.901, de 9 de janeiro de 1987, do Presidente da República, havia disposto genericamente sobre o estabelecimento de medidas referentes a racionamento de energia elétrica, quando os meios existentes de produção, transmissão e distribuição fossem insuficientes para atender o mercado, havendo também definido um sistema de melhoramento preventivo para o Nordeste. A Portaria nº 94/MME, de 27 de janeiro, de 1987, viria, a seguir, determinar o racionamento preventivo nos Estados do Nordeste, parte do Norte e, ainda, parte de Goiás. Finalmente, a Portaria nº 13, do mesmo dia, do DNAEE, determinava que as concessionárias dessas regiões acatassem o racionamento, a partir de 1º de março. Não obstante, a percepção de que o racionamento começava a gerar demissões e reajustes empresariais acionou as autoridades estaduais, que, inconformadas com a falta de percepção dos prejuízos econômicos e sociais das recomen-

dações, reúnem-se a 24 de março em Recife e lançam o seguinte manifesto:

Os Secretários de Estado que subscrevem este documento, responsáveis em seus respectivos Estados pelo setor de energia elétrica, reunidos nesta data, na cidade do Recife, para discutir o problema do déficit de energia elétrica que ora atinge o Nordeste, reconhecem por unanimidade que a economia da região não suporta um racionamento em nível superior ao limite atualmente fixado de 15% e, por isso, resolvem, por consenso unânime, submeter aos Governos Estaduais da região para encaminhamento à instância superior, a seguinte posição:

1 — o racionamento de energia elétrica do Nordeste não pode ultrapassar o limite de 15% do mercado;

2 — visando este objetivo, o Governo Federal, através dos seus órgãos competentes, deverá adotar, em regime de prioridade absoluta, todas as providências que possibilitem aliviar o nível do racionamento, tais como: recuperação das termelétricas de Camaçari e Bongi, obtenção de usinas térmicas flutuantes, duplicação da interligação Norte/Nordeste, manutenção do cronograma de instalação das 12 unidades geradoras da usina de Tucuruí e da construção da usina de Itaparica, entre outras;

3 — que a necessidade, já admitida, da elevação do percentual de racionamento para mais de 15%, seja coberta por redução de carga dos consumidores eletrointensivos da região, para cuja efetivação sugere-se a consideração dos seguintes critérios de prioridade:

3.1 — manutenção do nível de emprego, privilegiando a relação número de empregos/consumo de energia elétrica;

3.2 — menor repercussão sobre o mercado interno da região;

4 — que todos os ônus decorrentes do racionamento ora imposto ao Nordeste sejam cobertos pela União, em particular a queda da receita das empresas concessionárias da energia da região;

5 — que a administração do percentual de 15% do racionamento seja efetuada, em cada Estado, mediante critérios fixados pelo próprio Estado.

Recife, 24 de março de 1987. — **Drumond Xavier Cavalcanti Lima**, Secretário de Minas e Energia — Pernambuco — **Nilo Coelho**, Secretário de Minas e Energia — Bahia — **Jader Costa Tenório**, Secretário de San. e Energia — Alagoas — **Gilberto de Sá Sarmiento**, Secretário de Minas e Energia — Paraíba — **Newton Pereira Rodrigues**, Secretário de Transp. — Rio G. do Norte — **Clodomir Ferreira Paz**, Secretário de Minas e Energia — Maranhão — **João Fontes de F. Fernandes**, Sec. de Des. Urb., San. e Energia — Sergipe — **Francisco de Assis Barbosa**, Rep. Sec. de Minas e Energia — Ceará.

Esse manifesto reiterava providências tomadas pelo Governo de Pernambuco para rever o corte linear de 14% determinado pelo Governo Federal para todas as indústrias, sendo esse índice calculado nas empresas com contrato de fornecimento, com base na previsão de consumo, e nas demais com base na sua média de consumo no ano de 1985. "Só que, como afirmou o Dr. Drumond Xavier a esta CPI, (...) cerca de 30 indústrias da Região Nordeste têm contrato de fornecimento. Então, estas sofriam um corte de 14% em relação à sua previsão de consumo. As outras

sofriam um corte de 14% em relação à sua média de consumo no ano passado (1986). Como no ano passado tivemos o Plano Cruzado, uma grande parte das indústrias procurou aumentar a sua capacidade produtiva, e esse aumento de capacidade produtiva verificou-se, sobretudo, a partir do último trimestre. Estas (...), devido a sua expansão planejada, iam sofrer corte no fornecimento da ordem de 40 a 50%, enquanto a Alumar sofria um corte de 14% porque tinha um contrato..."

Para agravar esse quadro, no início de março já se previa uma elevação do percentual de racionamento para 31% a partir de maio. Felizmente, a mobilização política conducente à revisão da política de cortes, aliada a dois outros fatores:

1ª) Ação do Governo na agilização da operação das centrais térmicas de Pongé e de Camaçari.

2ª) Ocorrência de chuvas nas cabeceiras do rio São Francisco vieram a aliviar o risco de déficit e, com isto, permitir a redução do racionamento para 10% a partir de 1º de setembro de 1987, coincidindo com a assinatura, pelo Presidente José Sarney, do oportuno Decreto nº 94.696, de 27 de julho de 1986, "Programa de Emergência para Suprimento de Energia no Nordeste". O balanço do processo de implantação do racionamento aponta para a desarticulação das decisões do DNAEE com os órgãos estaduais, pondo em relevo a possibilidade de que as consequências do corte de energia fossem muito mais brutais do que efetivamente o foram. Uma ação coordenada dos órgãos federais e estaduais, associada à concomitante discussão e imediata execução de programas, tais como "economia de energia", "seletividade do corte" e medidas paliativas como recuperação de termelétricas e aquisição de usinas flutuantes, tornam-se absolutamente imperativas, no futuro, a fim de que a questão do emprego e da renda seja considerada de forma decisiva no processo. Aliás foi o Dr. Drumond Xavier que nos advertiu (**O Globo**, de 9 de junho/87):

"Toda a legislação, decreto do Presidente, portaria do DNAEE, outra portaria do MME e as diretrizes do racionamento do DNAEE, em nenhum momento, em nenhum desses documentos havia a palavra "emprego", em nenhum momento pensou-se no nível de emprego. Uma única vez cita-se o problema da produção. O DNAEE demonstra uma falta de sensibilidade total para o problema da economia, do nível de emprego e da produção."

IV — Origens do Racionamento no Nordeste

O racionamento de energia no Brasil e no Nordeste está indissoluvelmente ligado ao desinvestimento no setor elétrico a partir do final da década passada, quando o excessivo endividamento externo das empresas concessionárias começa a impedir a manutenção de uma rentabilidade compatível com as necessidades do financiamento dos planos de expansão. No período recessivo de 81-84 e na vigência dos Planos de Estabilização — Cruzado, 1981 e Bresser 1987 — ao elevado ônus do endividamento somou-se o congelamento das tarifas de energia. Além destes fatos, marcantes por si sós, foi neste período 75-85 que a Eletrobrás se viu na contingência de concentrar grandes recursos na Usina de Itaipu, ao mesmo tempo que era chamada a trans-

ferir vultosos recursos em apoio ao Programa Nuclear. O valor desta transferência ao Programa Nuclear — Angra II e Angra III pela Eletrobrás, através de Furnas, foi insistentemente solicitado por esta CPI ao Tribunal de Contas (veja-se AR nº 1, de 30 de setembro de 1987 e AR nº 3, de 25 de outubro de 1987) nos tendo sido enviado em resposta, datada de 20 de outubro de 1987, com as seguintes informações:

CENTRAL NUCLEAR ALMIRANTE ALVARO ALBERTO - UNIDADES II E III

INVESTIMENTOS REALIZADOS DE 1975 A 1986 - VALORES EM DóS

INVESTIMENTO				
Custos Históricos				
Ano de	Plano Real	Plano Real	Plano Real	Total
Acquisição	Plano Nacional	Plano Nacional	Plano Nacional	
1975	2.163,01			2.163,01
1976	11.773.657,24	0,01144	2.571.464,34	777.007,10
1977	767.750,16	0,01404	267.457,40	1.035.207,56
1978	2.767.410,04	0,01000	692.276,32	3.459.686,36
1979	3.503.070,54	0,02502	1.107.546,70	4.610.617,24
1980	3.457.940,00	0,02501	1.040.979,20	4.498.919,20
1981	1.764.209,01	0,07400	2.625.853,92	4.389.062,93
1982	(148.729,27)		(0.402.729,78)	(0.551.459,05)
1983	4.271.527,00			4.271.527,00
1984	3.215.717,67			3.215.717,67
1985	15.601.679,47			15.601.679,47
1986	37.262.317,33			37.262.317,33
1987	179.646.770,11			179.646.770,11
Total	252.740.100,02		237.642,40	252.977.742,42

Para enfrentar esta situação, a Eletrobrás elaborou, em 1985, o Plano de Recuperação Setorial, já várias vezes revisado e afinal incorporado ao Plano Eletrobrás 2010. Aí estão alinhadas as políticas de recuperação tarifária com vistas à elevação da rentabilidade do setor, ao ponto de que esta fonte passe a representar 76,9% do total de seu

financiamento. Este mecanismo tarifário, ajustado à estrutura de custo real, é o mais conveniente porque opera, simultaneamente, como regulador do consumo de eletricidade, no qual o beneficiário direto, e não o contribuinte, tem a principal responsabilidade no custeio do sistema e financiamento de sua expansão.

Embora relativamente superado pela existência de um plano setorial mais abrangente, convém destacar a estratégia básica de recomposição do modelo econômico-financeiro do setor proposto no PRS:

FONTES E APLICAÇÕES DE RECURSOS — PRS
Cz\$ Milhões de 1986
(US\$ 1,00 — Cz\$ 13,84)

	1987	1988	1989	1990	87/90
Recursos Tarifários	71.274	98.460	129.899	145.576	445.209
Doações e Auxílios	1.041	1.041	1.424	1.628	5.494
Reembolso de Nucleares	10.722	9.270	7.502	6.616	34.110
Recursos de Capital	40.152(1)	9.631	2.170	1.090	53.043
Empéstimos Extra Setoriais	29.202	60.618	46.820	34.457	171.097
Total das Fontes	152.391	179.380	187.810	189.307	708.954
Investimentos (2)	76.773	78.890	85.054	90.296	331.013
Serviço da Dívida	69.975	92.291	93.205	94.451	349.622
Outras Aplicações	5.943	8.199	9.557	4.620	28.319
Total Aplicações	152.391	179.380	187.816	189.367	708.954
Taxa de Remuneração %	6,0	8,0	10,0	10,0	
Variação da Tarifa Média %	31,0	18,0	17,0	4,0	

(1) Inclui Cz\$ 30 bilhões do FND em 1987 dos quais Cz\$ 9.688 milhões substituindo eventualmente os co-financiamentos.
(2) Com relação a Itaipu só estão alocadas as transferências da Eletrobrás àquele empresa, não incluindo, portanto, as outras fontes com que contará essa obra.

Ora, todos estes fatores levam à compreensão da falência do modelo econômico do setor energético do Brasil, aliás diagnosticado com precisão pelo ex-Secretário-Geral do MME, Paulo Richer, em extenso seminário realizado no mês de junho passado em Salvador (BA) e publicado no **O Globo** de 9 de junho de 1987:

"Para os senhores terem uma idéia, no ano de 1975 a remuneração dos investimentos do setor elétrico das concessionárias foi de 12,4% e nós chegamos no fim de 1986, a 3,2%... Se ele (o Governo) pode fixar a tarifa, a lei diz que é um mínimo de 10%

e ele dá 3%, é sinal que o Governo não atua na realidade para que o setor elétrico sobreviva."

Conclui, então, Paulo Richer, que é impossível tomar recursos a 15% para remunerá-los a 4%.

O Presidente da Eletrobrás, Dr. Mário Bhering, trouxe em seu depoimento a esta CPI os demonstrativos desta situação crítica do setor onde evidenciou que só o serviço da dívida setorial está consumindo 49,3% do montante global de dispêndios. Eis o quadro da dívida externa (Programa de Investimentos — Região Nordeste — Antecedente — pp. 4 — Anexo ao pronunciamento):

Dívida Externa	
Grupo ELETROBRÁS	15.227 US\$ MILHÕES
Itaipu	3.441 US\$ milhões
Estatais	8.191 US\$ milhões
TOTAL	26.859 US\$ milhões

Deste montante, segundo depoimento citado, "US\$ 23.418 milhões representam a dívida do

grupo Eletrobrás e das empresas estaduais, cujo serviço é o seguinte:

(Cz\$ milhões/junho/86)	
Grupo ELETROBRÁS	43.481
Estaduais	26.194
TOTAL	69.675

Toda esta situação de crise setorial, agravada por peculiaridades hidrológicas excepcionais em 1985 e 1986, que já haviam determinado um racionamento (20%) de 3 meses na Região Sul, em 1985/86, além de outras medidas de racionalização da energia — e iminência de racionamento na Região Sudeste em fins de 1986, refletiram-se no Nordeste.

O principal reservatório da Região Sul, Foz da Areia, chegou a menos de 30% entre dezembro de 1985 e janeiro de 1986. Todos os demais estavam abaixo da média e a média estava em 40%. Isto conduziu ao racionamento, que só veio a ser eliminado graças às abundantes chuvas de 1986, à interligação de Itaipu ao sistema sul, ao cancelamento de ofertas especiais tipo EGTD e TST, além da transferência de 100 MW médios do Sudeste para esta região.

Não foi muito diferente o ano de 1986 na Região Sudeste. Uma explosão de demanda acima das estimativas e a redução do reservatório importante de Fumas a 15% de seu volume útil, para uma média geral de 26% no sistema, vale dizer muito baixa, criam as perspectivas sombrias para o racionamento em 1986, ano de "Cruzado". Para evitá-lo também foram canceladas ofertas especiais tipo EGTD, foi implantado o horário de verão (HBV) e gastos por dia 1 milhão de dólares para colocar em operação as termoeletricas da região, principalmente Piratininga (SP), Igarapé (MG) e Santa Cruz (RJ). "Um milhão de dólares por dia, segundo depoimento a esta CPI do Dr. Benedito Carraro, Diretor da Divisão de Controle dos Serviços de Eletricidade da Eletrobrás, para dar sustentação ao mercado com óleo, porque também Angara ficou fora quase todo o período."

Felizmente, quando já estava determinado o início do racionamento a 1º de fevereiro de 1987,

visto que os reservatórios caíam, o consumo crescia e todas as medidas de contenção não equacionavam o problema, começou a chover intensamente nos rios Grande e Parnaíba, levando, em 4 meses, os reservatórios de Furnas a 85%, do Água Vermelha, que estava com 20%, para 90% e Embarcação, de 22% para um número acima de 60%.

Isto foi bom porque permitiu cessar o racionamento na Região Sul e nem iniciá-lo na Sudeste. Hoje (25-6-87), o Sudeste está com 85% da média equivalente de todos os reservatórios e o Sul com 96%. Curiosamente, no mesmo momento em que se instaura o racionamento no Nordeste, pode-se perceber, segundo o Dr. Carraro (depoimento) que nunca estivemos, na história, com uma recuperação tão grande de reservatório (Sul/Sudeste).

Chegamos, então, ao ano de 1987 no Nordeste e o inevitável racionamento.

Que fatores, separadamente ou em conjunto, teriam conduzido a esta situação?

Todos os depoimentos prestados à CPI convergem para três fatores:

1º) desinvestimento no setor elétrico da região e conseqüente atraso nas principais obras de suporte: Itaparica e Xingó, bem como de obras indispensáveis à maior transferência da energia gerada no Nordeste para o Nordeste;

2º) adversidades hidrológicas que reduziram os níveis dos reservatórios das principais hidrelétricas da região;

3º) expansão imprevista do consumo, sobrecarregado, sobretudo, pela presença de indústrias altamente energívoras.

Outros fatores emergem como agravantes deste conjunto de dificuldades, aparecendo como questões problemáticas e controversas. Estas

deverão ser também prontamente enfrentadas. É o caso, sobretudo, do Programa de Irrigação do Nordeste (PROINE). Até que ponto a implantação deste Programa está comprometendo a disponibilidade de água do rio São Francisco? Qual o custo energético do Programa? Qual seu custo financeiro real? Houve graves controvérsias nos depoimentos à CPI na resposta a estas indagações.

Outro fato reside na programação de um risco de déficit maior no Nordeste que em outras regiões.

Todos estes pontos determinantes e coadjuvantes do racionamento de energia no Nordeste passarão, agora, a ser analisados com mais detalhe.

V — O Racionamento no Nordeste

Desinvestimento e atraso de obras

O quadro energético do Nordeste sempre se apresentou deficitário relativamente às médias nominais de outras regiões. Sendo a energia hidrelétrica a grande fonte de energia do país, torna-se evidente a inferioridade relativa do Nordeste, pois esta região contribui com apenas 7% do potencial hidrelétrico do país.



Ressalta no Nordeste, ainda, a extrema dependência de uma única bacia, a do São Francisco, à semelhança, aliás, da região Sul, que depende quase que exclusivamente do rio Iguaçu. A diferença, porém, de vazão entre as duas bacias é gritante.

Quando o Governo Federal instituiu a Chesf, inaugurando, após janeiro de 1955, a primeira usina, em Paulo Afonso, isto se constituiu em feito extraordinário.

Neste momento, o Nordeste tinha uma produção **per capita** de energia de 45 kwh/ano, ou seja, 14% do verificado no País, contra um consumo ainda menor: 13 kwh/ano, ou 6,2% da média do Brasil. Desta feita, Paulo Afonso corria na frente da demanda de energia na região e antecipava-se ao surto de urbanização e rápido desenvolvimento.

A criação da Sudene, em 1962, daria novo alento ao setor. A instituição não só dedicou-se à construção imediata de redes de distribuição, como também — de conformidade com o Plano

de Eletrificação no Nordeste constante no I Plano Diretor — construiu a primeira casa de máquinas de Paulo Afonso e instalou unidades geradoras, elevando a potência instalada da Chesf de 180 para 310 MW. Entre 1963 e 1972 esta potência passaria para 1.200 MW. Além disto, diversas usinas termelétricas iam sendo instaladas para suprir algumas cidades maiores, como Camaçari (BA) e Bongí (BA), com uma potência ainda instalada de 432,5 MW.

Mais tarde, seria consolidado o complexo gerador de Paulo Afonso e as hidrelétricas de Boa Esperança, Funil, Bananeiras, Curema e Picoto, as quais elevaram a potência para 1.680 MW em 1974. Seguiram-se Moxotó, com 440 MW, Sobradinho, inaugurada em 1982 com 1.050 MW, e Paulo Afonso IV, com 2.460 MW.

Não obstante o crescimento deste parque gerador sob a tutela da Chesf (menos o Maranhão,

como já vimos), que elevou a potência instalada da região para 6.074 MW, a participação do Nordeste na produção total de energia do País continua nos níveis da década de 50: 14%. Ora, neste período o consumo global da região cresceu rapidamente, a uma taxa de 15%, passando de 806.998 MWh em 1960 para 24.197.000 MWh em 1985. No mesmo período (1959-85), o consumo **per capita** evolui de 45 para 675 kwh/hab./ano.

Segundo a Sudene, em depoimento de seu Superintendente, Dorany Sampaio, a esta CPI, estes foram os fatores determinantes desse crescimento:

— “Maior ativação econômica global expressa pela taxa acumulativa de 7,8% a.a. do Produto Interno Bruto.

— Modificação da estrutura setorial da Região, de uma predominância secular do setor primário

para a dominância dos setores secundário e terciário, notadamente do secundário. Com efeito, o setor industrial se constitui no maior consumidor no Nordeste, num consumo que cresceu a 16,8% a.a., de 338.624, em 1960, para 14.173.000 MWh, em 1985, correspondente a 59% do consumo total regional.

— Alteração da distribuição da população sobre o território, pelo processo intensivo de urbanização, já que se sabe que a população urbana consome mais energia do que a rural;

— Aquisição de novos hábitos no seio da população, com referência à conservação de alimentos pelo frio, à preparação de alimentos, à climatização de ambientes e ao uso de aparelhos eletrônicos de som e de imagem.”

Como resultado, eis o perfil de consumo na região:

CONSUMO DE ENERGIA — 1986
(Região Nordeste) (*)

Classe de Consumidor	(%)	Gwh
— Industrial (%)	57	13.752
— Residencial	19	4.577
— Comercial	11	2.650
— Rural	2	481
— Iluminação Pública e Poderes Públicos	8	1.927
— Serviço Públicos	3	723
	100	24.090

(*) Inclui as 12 (doze) empresas atendidas em 230KV e que representam cerca de 40% do consumo industrial, ainda representa 20% do consumo total das diversas classes consumidoras.

(*) Sistema Chesf — (O Maranhão é servido pela Eletronorte.)

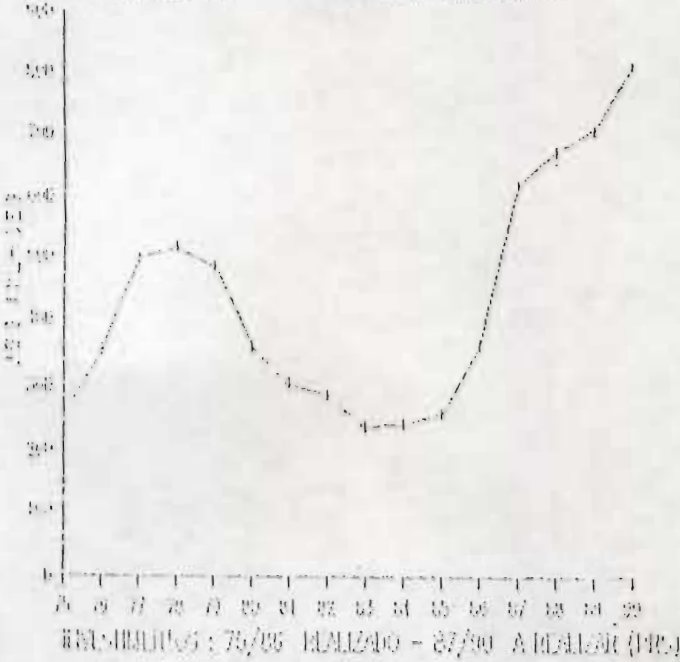
Para atender esta realidade emergente fazia-se mister duas ações complementares:

- 1. construção de novas usinas de forma a esgotar o potencial hidrelétrico da região; e,
- 2. ampliação da margem de transferência da energia gerada na região Norte com a construção de novas linhas de transmissão.

Para cumprir estes objetivos, a Chesf programou a ampliação de Boa Esperança e a construção de Xingó e Itaparica. Mas, colhida pela perda de rentabilidade, passou a depender crescentemente das decisões da Eletrobrás e área financeira do governo. Como os recursos começaram a escassear em fins da década de 70, a queda nos investimentos levou à reprogramação das obras e cronogramas.

Isto pode ser visualizado no gráfico abaixo, onde se vê que os investimentos efetivamente realizados pela Chesf começaram a cair em 1979, de um valor próximo a 500 milhões de dólares para algo pouco superior a 300 milhões (US\$) em 1980, e situar-se até 1986 num medíocre intervalo entre 200 e 300 milhões (US\$). Como se vê, só recentemente (86/87) os investimentos voltaram a crescer e reanimar a expectativa de conclusão das obras.

COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
CUMPRIMENTO DE PROGRAMA DE INVESTIMENTO



Enquanto isso, bilhões de dólares continuavam sendo investidos em vários projetos de contra-

tadas e coligadas, além de Itaipu, como se pode observar no quadro abaixo, em que, entre 85 e

86, para um aumento médio de investimentos de 21,3% a Chesf "desinvestia (9,7%)."

**INVESTIMENTOS POR EMPRESA E
PERCENTUAL DE 1986 EM RELAÇÃO A 1985**
Valores em Cr\$ bilhões — preços médios/85
1 US\$ = Cr\$ 6.237,63

Empresa	1985	1986	%
Itaipu	3.300,0	3.433,0	4,0
Controladas	11.711,4	14.165,6	21,0
Eletronorte	4.343,2	5.027,5	15,8
Chesf	3.395,6	3.067,3	- 9,7
Furnas	1.912,7	2.671,7	39,7
Eletrosul	1.340,4	2.539,7	89,5
Light	605,5	677,6	11,9
Escelsa	114,0	179,7	57,6
Coligadas	10.700,8	13.595,0	27,0
Principais	9.714,5	12.275,8	26,4
Cesp	2.278,1	3.653,6	58,0
Eletropaulo	1.689,0	2.101,2	24,4
Cemig	1.322,8	1.475,9	11,6
CEEE	727,7	1.065,5	46,4
Copel	808,2	955,4	18,2
Cemat	534,6	486,2	- 9,1
Coelba	391,6	491,4	25,5
Celg	775,3	632,9	-18,4
Celesc	497,1	431,1	-13,3
CPFL	223,1	321,0	43,9
Celipa	281,5	897,7	41,3
CERJ	185,5	263,9	42,3
Demais	986,3	1.319,2	33,8
Total geral	25.712,2	31.191,5	21,3

Fonte: Secretaria de Minas e Energia/PE

Eis aí a origem dos atrasos das obras e o conseqüente racionamento: discriminação do Nordeste, no contexto de grave crise de auto-financeiamento das concessionárias.

A Usina de Xingó, (5.126 MW) por exemplo, no São Francisco, já atrasou 6 anos. A primeira previsão era para que entrasse em funcionamento em maio de 1987 (PRS/Eletróbrás). Hoje, a previsão do Plano de Obras da Chesf de 1986 aponta para junho de 1993, assegurados os recursos pelo Decreto nº 94.686/87.

Da mesma forma, a Usina de Itaparica, com suas 10 (dez) turbinas e 2.500 MW adicionais, também sofreu sucessivos atrasos, culminando, agora, com suas graves dificuldades: o reassentamento das famílias existentes na área inundada e o tempo para enchimento do reservatório para que entre em funcionamento em 1988.

Além do atraso dessas duas grandes obras, algumas iniciativas fundamentais à ampliação da potência instalada vêm sendo sistematicamente proteladas.

É o caso de aproveitamentos hidrelétricos com potenciais menores, incluídos no Plano de Expansão da Chesf — como Orocó (600 MW), Ibó (550 MW) e Pão de Açúcar (330 MW), que ainda não conseguiram sair da fase de estudos.

Outros pequenos aproveitamentos à margem esquerda do São Francisco (BA) e no vale do Jequitinhonha (BA) poderiam, se devidamente aproveitados, acrescentar até 35% à potência instalada da Chesf, tal como se vê abaixo.

**RELEVO DAS ALTERNATIVAS DE PEQUENAS USINAS
SOBRE A POTÊNCIA INSTALADA DA CHESF**

Pequenos Aproveitamentos	Potência Instalável (kw)	Potência instalada — Chesf (5.600.000 kw) (%)
I — Margem esquerda do São Francisco (BA)	725.000	14%
— Carinhanha	135.000	
— Corrente ⁽¹⁾	240.000	
— Grande ⁽²⁾	350.000	
II — Vale do Jequitinhonha (BA)	1.157.000	21%
— Saco da Divisa	540.000	10%
— Itapebi	617.000	11%
I + II	—	35%

(1) Inclui gastos I, II e sacos.

(2) Altos Fêmeas.

Como não ocorreu, também, a conclusão da Linha de Transmissão Tucuruí — Presidente Dutra.

Essa linha de transmissão, de responsabilidade da Eletronorte, que é uma das maiores do mundo, num total de 800 quilômetros, faz a interligação Norte/Nordeste, trazendo a energia gerada na Usina de Tucuruí, no Pará, para o Nordeste. Tal linha, para atender as necessidades atuais de energia, precisaria ser duplicada. A obra já foi iniciada e sua conclusão agora está prevista para junho de 1988, mas seu cronograma inicial previa conclusão inicial para 1984.

Resumindo:

Xingó, que era para entrar em funcionamento em maio de 87, ficou para 93; Itaparica, prevista para 82, talvez fique pronta em 88; e a linha Tucuruí-Presidente Dutra de 84 saltou para 1988. Como evadir-se do racionamento?

A segunda classe de fatores imediatos do racionamento de energia, do Nordeste, foi sem dúvida, a animosidade já tradicional de "são Pedro" com a região...

A Usina de Sobradinho é o principal reservatório de água para geração de energia da região Nordeste, abastecido pela bacia do rio São Francisco. Com a falta de chuvas, o nível de água dessa importante reserva energética ficou baixíssimo. O rio São Francisco tem o seu período úmido

compreendido entre os meses de novembro a abril, quando atinge uma vazão que normalmente é suficiente para elevar o reservatório de Sobradinho a cerca de 90% de seu volume útil, além de suprir as necessidades de geração de energia nesse período. A partir do mês de maio até o mês de outubro, desenvolve-se o seu período seco, quando as vazões são menores, exigindo o uso da água armazenada para a geração de energia elétrica.

O período úmido 86/87 teve características bastante atípicas, devido às estiagens, quando o volume útil do Reservatório de Sobradinho, ao final do período, atingiu o nível de 45%. Como afirmou o Dr. Benedito Carraro, do DNAEE à CPI — "No São Francisco, foram considerados os piores meses da sua história, em termos de aflúências. Nunca tivemos meses de aflúências tão baixas. Em 74 anos, temos dois ou três meses aí, nesse período, que foram as piores fluências possíveis, no rio São Francisco (...). Infelizmente, se tivesse chovido bastante 100km depois e não tivesse chovido aqui, o Sudeste estaria em racionamento e o Nordeste não; essa é a diferença básica. (depoimento, Notas Taquigráficas pág. 24).

Finalmente, acrescentamos o terceiro grupo de indutores imediatos do racionamento:

O mercado de energia elétrica teve crescimento, em 1986, 11% a mais do que o esperado,

devido ao congelamento dos preços que gerou uma grande demanda de eletrodomésticos (Plano Cruzado). O congelamento dos preços das tarifas de energia elétrica pode ter sido também um fator de encorajamento para o uso supérfluo de aparelhos que utilizam essa energia. Tudo isso provocou uma demanda de energia além da projetada nas previsões.

Aqui socorro-me, uma vez mais, do depoimento do Dr. Carraro, para confirmar esta hipótese (*Ibidem*, pág. 17):

— "O mercado do Nordeste é também explosivo e muito mais do que no Sul e Sudeste. Tivemos a divulgação na imprensa de que a própria indústria cresceu 20%, já nestes últimos doze meses, e que o mercado tinha crescido 14 a 15%. Então, não esperávamos e não tínhamos planejado um crescimento desse nível."

A esta expansão concorre, como vimos, a rápida industrialização da região. Além disso, considerando as dificuldades energéticas da Região, o Governo, através de suas agências de desenvolvimento, tem estimulado e financiado indústrias altamente consumidoras de energia. Eis, por exemplo, um quadro comparativo desta situação, decorrente do grande consumo industrial das indústrias de ferro-ligas, alumínio e eletroquímica na Bahia:

Estados	Consumo	Emprego Industrial	
	A Consumo Industrial 10 ³ Mwh	B Nº empregos indústria X 10 ³	A/B
São Paulo	30.000	3.000	10
Bahia (total)	7.000	200	35
Bahia (indústrias)	4.000	10	400

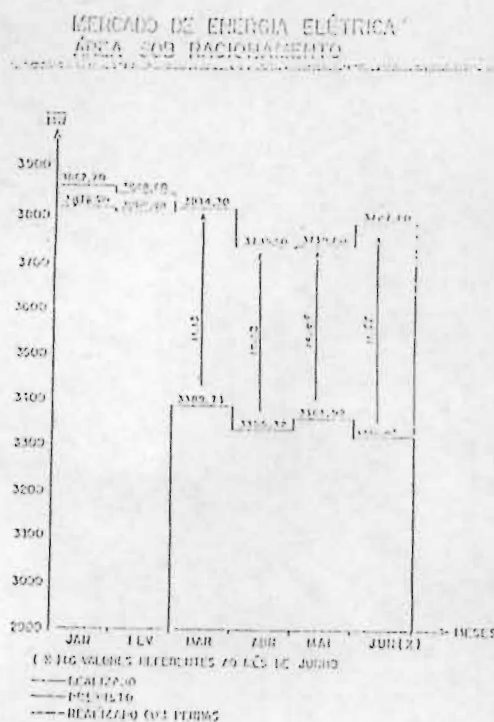
A acelerada urbanização, o ritmo da indústria, a natureza profunda energívora com alto fator de carga desta indústria de ponta, associadas a um ano atípico da economia brasileira — 1986 — muito contribuíram para o salto no consumo de energia nos últimos anos no Nordeste.

VI — Consequências do Racionamento

O racionamento de energia traz consigo, sempre, consequências indesejáveis. De todas elas, a pior é a que instaura um clima de risco elevado para os investidores, fazendo com que procurem áreas com menos risco de déficit. Para o Nordeste, que é uma região em processo de transformação industrial, com inúmeras desvantagens comparativas frente ao Sul-Sudeste, o racionamento trouxe prejuízos incalculáveis que só uma ação corretiva rápida para a conclusão das grandes obras hidroelétricas poderá sanar. E, mesmo assim, só parcialmente, porque ficará sempre o registro do antecedente.

Uma grande perda, porém, pode ser bem visualizada: a perda de receita das empresas concessionárias.

De acordo com a indicação abaixo, vê-se que, de março a junho, os índices de racionamento situaram-se aquém do índice previsto, em torno de 11%, acarretando uma perda acumulada de receita às concessionárias equivalente a 1.500 MW:



Estas perdas redistribuíram-se entre as várias empresas, conforme previsão feita pela coordenação do racionamento:

EEE	COELBA	ENERGIPE	SULGIPE	CEAL	CELPE	CELB	SAELPA	COSERN
%	15,50	15,55	14,50	15,60	15,61	15,11	15,20	15,62

EEE	COELCE	CEPISA	CEMAR	CELPA	CELG	CHESF	ELETRONORTE
%	16,46	17,71	15,54	17,55	15,00	14,00	14,00

Várias estimativas trazidas a esta CPI demonstram que estas perdas foram significativas e comprometedoras às já débeis finanças das empresas concessionárias, devendo refletir-se na rentabi-

lidade delas no ano em curso. Podem ser estimadas, com base em estudo sintetizado abaixo, em cerca de Cz\$ 1.758.094.830,00.

PERDA REAL DE RECEITA DURANTE O PERÍODO DE RACIONAMENTO

EMPRESAS	RECEITA ESTIMADA (A) (20.11.1981) R\$ 12.300,00	PERDA REAL (B)	% PERDA REAL % (B / A) 20%
SAELPA	967.932.974	34.574.397	3,57
COELCE	3.901.333.000	349.135.248	8,95
CELPE	6.593.496.957	469.469.402	7,12
CEMAR	666.929.000	35.246.706	5,28
CEPISA	464.041.140	24.577.041	5,30
COSERN	1.155.071.965	94.039.950	8,14
COELBA	8.039.379.123	652.239.530	7,30
ENERGIPE	808.506.074	81.321.774	10,15
CELB	252.245.053	17.499.022	6,94
TOTAL	23.729.016.096	1.758.094.830	7,41

Obs: Só foram consideradas as Empresas que enviaram informações para o Grupo de Trabalho criado pela AEDENRE.

Duas observações, portanto, devem ser feitas:

1º) A perda de rentabilidade neste ano nada tem a ver com critérios de administração e gerência internos; e conseqüentemente,

2º) Caberia ao Governo Federal, principal responsável pelos fatores indutores do racionamento, reembolsar as empresas concessionárias pelas perdas de receitas.

Outras perdas se somam, embora de menor incidência, à já apontada: a perda de produção nos diversos setores da comunidade, especialmente industrial e principalmente nos setores de alta potência, como alumínio; ferro-liga e eletroquímico; perda de arrecadação do ICM pelos Estados; algum desemprego; e uma degradação ainda maior das condições de vida do Nordeste.

Não foi possível obter uma quantificação de cada uma dessas perdas. Mas é certo que não estão sendo pequenas.

Do ponto de vista do emprego industrial, a revisão das cotas, propostas pelos Secretários de Estados no encontro de 24 de março, permitiu um certo equilíbrio do mercado. Caso o racionamento tivesse seguido a trajetória oficialmente prevista, calculou o Dr. Dorany de Sá Barreto Sampaio, ex-Superintendente da Sudene, que o desemprego teria chegado a 600 mil trabalhadores. Mas, ressalta:

"O prejuízo dessa medida se faz refletir muito mais sobre a própria região, porque importa num menor crescimento industrial, na lentidão do desenvolvimento, na imediata desocupação de braços — portanto, certo índice de desemprego —, na diminuição da produção da região, e, por via de conseqüência, também de apropriação de suas matérias-primas de geração de impostos, enfim, esses são prejuízos irrecusáveis."

E conclui:

"Não tendo dados exatos sobre o percentual de desemprego que finalmente ocorrerá mas, como tive oportunidade de dizer, a imediata reação do Governador àqueles critérios previstos de racionamento, que importava em penalizar mais as atividades industriais e a redistribuição operada no consumo de energia permitiu minimizar e em muito a expectativa de desemprego na área."

Não obstante, como o consumo de energia pela indústria é muito elevado no Nordeste — em torno de 57% — qualquer racionamento implica, inevitavelmente, em perda de produção e empregos. Isto, aliás, é que deve ter motivado a criação de um grupo integrado pela Sudene, Chesf, BNB e Bndes, que deverá apresentar ainda a esta CPI seu relatório sobre as conseqüências do racionamento do Nordeste.

VII — Definição de Responsabilidades

Uma das atribuições fundamentais do Poder Legislativo é a fiscalização do Executivo. É sua própria razão de ser delegada pela cidadania. As Comissões Parlamentares de Inquérito, por sua vez, são instrumentos desta fiscalização destinada a aprofundar o conhecimento sobre atos da administração pública e identificação de responsabilidades.

Esta CPI procurou, em todos os momentos, identificar não apenas as causas do racionamento como também seus responsáveis. Alguns depoimentos, como o do Dr. Benedito Carraro procuraram enfatizar a origem aleatória do racionamento, colocando São Pedro no banco dos réus. Mas o consenso, porém, dirigiu-se, inequivocamente, para o desinvestimento no setor elétrico da região que provocou não só atrasos nas importantes obras de Itaparica e Xingó, como desleixo na procura de fontes alternativas de energia. Neste sentido são lúcidas as conclusões do documento apresentado a esta CPI pelo ex-Superintendente da Sudene:

"O racionamento de energia a que o Nordeste está submetido deve-se muito mais ao atraso na operação da Usina de Itaparica do que à reduzida intensidade pluviométrica do último período chuvoso na bacia do Alto São Francisco que alimenta o Reservatório de Sobradinho."

Restaria, então, indagar, de quem foi a responsabilidade pelos atrasos?

Aqui cabem algumas observações sobre o processo decisório no setor de energia na Região Nordeste. Desde o IV Plano Diretor, em 65, a Sudene foi praticamente afastada, tanto do Sistema Nacional de Planejamento como do Planejamento Setorial na área energética. Sobretudo, após fins de 79, todas as decisões de execuções financeiras passaram à exclusiva responsabilidade da Seplan. No Plano Setorial, o processo de planejamento centralizou-se hermeticamente no Sistema MME/Eletróbrás.

Nesses termos, é aí, no âmbito do Governo Federal, que residem as principais responsabilidades sobre o racionamento do Nordeste.

E nenhum depoente foi mais enfático e claro neste sentido do que o ex-Superintendente da Sudene, que confirmou nada haver na Sudene sobre estas decisões não tendo ele sequer sido consultado sobre o racionamento. Transcrevo aqui suas palavras.

"Evidentemente, não teria condições de dizer a V. Ex^a que o Senhor Presidente da República, em caráter pessoal, deu essa ordem, ou que o Ministro tal ou qual desviou, redirecionou recursos, porque não participava da equipe do Governo nessa época. Seria um grave erro fazer afirmativas sobre responsabilidades pessoais. Situou-me no período administrativo. Sem dúvida, a responsabilidade mais direta era do Ministério das Minas e Energia. Poderia também recair sobre o Ministério da Fazenda, que não dotou de recursos necessários. Os recursos prometidos foram desviados. Se com a concordância ou não do Ministro das Minas e Energia, sinceramente, não tenho elementos para dizer a V. Ex^a Por isso, prefiro situar-me no cumprimento do plano governamental daquele período. A Usina de Itaparica deveria ter a sua

construção concluída em 1981, ano em que foi iniciada. Portanto, como já referi, essa responsabilidade vem da década de 1970, na gestão do ex-Ministro Costa Cavalcanti. Foi a decisão de não iniciar a obra como prevista. Os sucessivos retardamentos, as postergações de dotações próprias, a falta de aporte desse recurso, provocaram essa delonga. Uma obra que deveria estar concluída em 1981, e essa mesma conclusão prorrogada para 1988. Isso é história. Não se trata de opinião. Fazemos, aqui, uma constatação".

Era, pois, exclusiva decisão do Governo Federal a postergação dos cronogramas e a transferência de recursos para outras obras por ele consideradas mais prioritárias.

Até mesmo o Banco do Nordeste do Brasil — BNB, que não tem entre seus objetivos financiar a produção de energia, apenas a transmissão sob o encargo dos Estados, foi constrangido a deslocar cerca de Cz\$ 1,5 bilhão (preços de 1984) para Itaipu como também para a Vale do Paraquassu, segundo depoimento do ex-Superintendente da Sudene.

VIII — Perspectivas

Para o mesmo ano em curso, até dezembro, a Resolução de 4 de novembro passado do CCON manteve o nível médio de racionamento em 10%.

A situação do fornecimento de energia no Nordeste e o equilíbrio de mercado nos próximos anos porém estão condicionados a três fatores:

1) obtenção de recursos para a consecução de um conjunto de obras a curto e médio prazos;

2) Revisão das metas do Programa de Irrigação do Nordeste Proine;

3) Condições pluviométricas e hidrológicas favoráveis na bacia do São Francisco.

Com efeito, o desinvestimento no setor elétrico na região, concomitante à manutenção de taxas de consumo de energia que chegaram ser superiores a 12% a.a., não apenas conduziram ao racionamento no ano em curso como numa ampliação do risco de déficit para 1987, superior a 10% e este número nos próximos anos.

Eis o perfil da oferta de energia na região hoje e as simulações feitas pelo Comitê Coordenador de Operação do Norte/Nordeste — CCON e apresentadas à CPI pelo seu coordenador Dr. Benedito Carraro:

RESERVA HIDRO- ELÉTRICA - % DA FLT	55		60		70	
1. CONSUMO MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
2. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
3. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
4. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
5. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
6. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
7. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
8. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
9. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
10. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
11. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
12. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
13. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
14. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
15. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
16. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
17. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
18. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
19. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
20. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
21. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
22. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
23. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
24. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
25. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
26. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
27. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
28. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
29. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
30. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
31. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
32. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
33. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
34. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
35. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
36. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
37. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
38. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
39. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
40. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
41. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
42. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
43. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
44. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
45. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
46. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
47. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
48. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
49. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
50. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
51. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
52. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
53. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
54. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
55. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
56. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
57. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
58. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
59. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
60. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
61. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
62. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
63. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
64. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
65. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
66. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
67. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
68. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
69. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
70. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
71. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
72. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
73. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
74. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
75. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
76. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
77. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
78. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
79. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
80. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
81. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
82. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
83. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
84. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
85. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
86. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
87. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
88. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
89. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
90. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
91. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
92. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
93. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
94. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
95. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
96. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
97. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
98. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
99. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15
100. RESERVA MAY/87 (% VII)	10	15	10	15	10	15

CAPACIDADE DE GERAÇÃO DO SISTEMA CHESF/NORDESTE (*)

USINAS EM OPERAÇÃO	CAPACIDADE GERADORA		LOCALIZAÇÃO DA USINA	
	NOMINAL KW	INSTALADA PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL (%)	MUNICÍPIOS	ESTADO
I - INSTALADAS				
A) HIDRELÉTRICAS				
1. Paulo Afonso	3,984,000	92.28	Paulo Afonso	BA
1.1 P.A. I	100,000	2.96	" "	BA
1.2 P.A. II	480,000	7.90	" "	BA
1.3 P.A. III	864,000	14.23	" "	BA
1.4 P.A. IV	2,460,000	40.50	" "	BA
2. Sobradinho	1,050,000	17.29	Juazeiro	BA
3. Apolônio Sales	440,000	7.24	Delmiro Gouveia	AL
4. Boa Esperança	108,000	1.78	Guadalupe	PI
5. Funil	30,000	0.49	Ubaitaba	BA
6. Pedra	20,000	0.33	Jequié	BA
7. Araras	4,000	0.07	Reriutaba	CE
8. Curemas	3,520	0.06	Curemas	PB
9. Piloto	2,000	0.03	Paulo Afonso	BA
TOTAL PARCIAL:	5,641,520	92.88		
B) TERMELÉTRICAS				
1. Canaçari	290,000	4.77	Canaçari	BA
2. Bongi	142,500	2.35	Recife	PE
TOTAL PARCIAL:	432,500	7.12		
TOTAL INSTALADO:	6,074,020	100.00		
II - PROGRAMADAS				
A) HIDRELÉTRICAS				
1. Itaipuica	1,500,000	-	-	-
2. Xingó	3,000,000	-	-	-
3. Pedra do Cavalo (CE)	300,000		(Rio Paraguassu)	
4. Itapobi	610,000		(Rio Jequitinhonha)	
5. Boa Esperança (ampliação)	126,000		(Rio Parnaíba)	
TOTAL PARCIAL				
B) TERMELÉTRICAS				
Usinas Eutermicas	300,000			
TOTAL PARCIAL	5,836,000			
TOTAL GLOBAL	11,910,020			

(*) Não está incluído o Maranhão, ligado à ELETROBRÁS, com um consumo anual atual de 150 MW.

Mesmo, pois que o próximo período chuvoso da bacia do São Francisco não seja muito favorável, talvez não se retorne ao racionamento no ano de 1988, desde que se garantam os meios para a:

1ª duplicação da 2ª Linha de Transmissão de 500 KV entre Tucuruí e Presidente Dutra (interligação N/NE) até 30 de março de 1988;

2ª duplicação da Linha de Transmissão de 500 KV entre Sobradinho e Itaparica até 30 de junho de 1988;

3ª entrada em operação das unidades geradoras nº 5, 8, 9 e 10 da Usina Hidroelétrica de Tucuruí, de acordo com o seguinte cronograma:

= 5: 1-12-87

= 8: 1-07-87

= 9: 1-06-88

= 10: 1-12-88;

4ª entrada em operação em 1988 das quatro primeiras unidades geradoras da UHE Itaparica, a primeira delas o mais tarde em abril, para o que impõe-se:

— conclusão dos serviços de conclusão e montagem;

— desocupação da área do reservatório e reassentamento das famílias;

— enchimento do volume morto do reservatório até março de 88;

5ª aquisição e instalação de usinas termoeletricas para o sistema CHESF em cerca de 300 Mw até dezembro de 1987.

Cabem, entretanto, duas observações:

a) no dia 30 de outubro de 1987 os volumes úteis de Sobradinho e Três Marias estavam a 17,4% e 17,5% respectivamente;

b) a aquisição das termoeletricas foi suspensa pelo Ministro Bresser Pereira sob suspeita da falta de "transparência" no processo licitatório.

Embora, pois, as obras estejam com seus cronogramas ajustados e cumpridos, não é difícil se prever a necessidade de retomar o racionamento no início do próximo ano. Alguns senões relativos às dificuldades para o enchimento do volume morto do reservatório de Itaparica poderiam agravar este quadro.

Rigorosamente falando, pois, o déficit de energia no Nordeste hoje, resultado do planejamento setorial com riscos de déficit superior a 10%, é da ordem de 400 Kw, o equivalente a 10% do consumo de 4.000 Mw do mercado e que se esconde sob o nível de 10%, em média, de racionamento.

Outro fator que poderá incrementar o risco de déficit é o programa de irrigação.

Apesar das insistentes afirmações do Ministro da Irrigação Vicente Fialho, de que o programa não compromete a vazão do rio São Francisco para geração de energia, eis o relato do Dr. Drumond Xavier:

"Uma análise preliminar sobre o assunto, efetuada pela Chesf em 1985, por ocasião do lançamento do referido programa, mostrou que a sua implantação apresentaria os seguintes reflexos para o setor de energia elétrica da Região:

a) acréscimos na demanda de energia que atingirão 4,3% do mercado no ano de 1990, isto sem considerar os seus naturais efeitos multiplicadores;

b) redução da ordem de 18% na capacidade de geração de energia firme nas usinas do rio São Francisco;

c) elevação dos níveis de riscos de déficit de energia que atingiriam valores bastante elevados a partir de 1990 (superiores a 30%);

d) possibilidade de aumento no consumo médio de combustíveis derivados de petróleo para geração de energia elétrica, decorrente da necessidade de intensificar a operação do parque termoeletrico da Região."

Ora, diante desta controvérsia, resta-nos, além de registrá-las, evidenciar a magnitude do risco de déficit energético que o Programa de Irrigação traria à Região — 30% — algo 10 vezes maior ao que a recomendação técnica sugere para o planejamento setorial.

Para o futuro, as condições do mercado estão balizadas pelo Programa Decenal da Chesf — 87/96 e pelo plano 2010 da Eletrobrás, que o incorpora.

Aí, além da conclusão de Itaparica, com seus 1500 Mw, estas seriam as obras de maior importância:

UHE Xingó — rio São Francisco — 3000 Mw — construção 6 geradores

UHE Boa Esperança — rio Parnaíba — 126 Mw — ampliação

CF Pedra do Cavalo — rio Paraguaçu — 300 Mw — construção

Destes, como se vê, a mais importante é Xingó. Esta usina já teve atraso de 6 anos em seu cronograma. Agora está prevista a operação da primeira unidade geradora para julho de 1993, vez que as obras só começaram de fato no último mês de março.

Como consequência destes atrasos o risco de déficit a partir de 1992 passou de 7% para 12%, quando em nível nacional este número está em 5%.

Xingó corre o risco, pois, de reeditar Itaparica e racionamento se não houver uma mobilização política que o impeça.

Cabe aqui a conclusão do Dr. Drumond Xavier:

"Mais do que isto, há que se reivindicar medidas capazes de reverter as perspectivas atuais, pois não se pode entender que, ao lado das posturas em defesa da redução das desigualdades regionais, se admita como normal o planejamento da expansão do sistema elétrico da Região Nordeste com a consideração de um risco de déficit percentualmente maior do que para as demais regiões do País.

Na verdade, como já foi salientado, isto é, o que está ocorrendo para o horizonte de 1992/1993, a partir do Programa de Obras Decenal da Chesf, que foi simplesmente incorporado no Plano 2010 da Eletrobrás, sem a introdução de nenhuma medida corretiva, configurando uma verdadeira discriminação contra o Nordeste.

Mesmo sabendo-se não ser mais possível, tecnicamente, acelerar Xingó para recuperar o tempo perdido, outras alternativas poderiam ser adotadas para reduzir o risco de déficit na Região, ou pelo menos para igualá-lo às demais áreas do País. Embora reconhecendo as dificuldades financeiras que a Nação atravessa, não se pode abdicar do princípio de que o planejamento deve ser feito garantindo-se riscos iguais para todas as regiões".

IX — Conclusões

Doze depoimentos foram prestados a esta CPI, culminando com a longa exposição do Ministro das Minas e Energia Aureliano Chaves, seguido de suas respostas às indagações da comissão.

Todos os depoentes coincidem em que o atraso nas obras de Itaparica e Xingó foi decisivo para a implantação do racionamento de energia no Nordeste neste ano de 1987. Particularmente, o grande desinvestimento dos anos de 1985 e 1986 na Chesf, em benefício de Itaipu, causou o atraso fatal da entrada em operação da primeira máquina de Itaparica, o que deverá, se o cronograma continuar sendo cumprido à risca e se o período de chuvas nas cabeceiras do São Francisco for pródigo, ocorrer no primeiro semestre de 88.

Procurei insistentemente saber dos depoentes de quem era a responsabilidade pelo atraso nas grandes obras do Nordeste. Todos os depoentes responsabilizaram, genericamente, as administrações federais anteriores pela tomada de empréstimos que conduziram ao elevado coeficiente de endividamento externo do setor, com o pesado ônus do pagamento dos serviços desta dívida muito abaixo da remuneração real dos investimentos. Mas evitam nominar os responsáveis, sequer dizer se foram as autoridades superiores do próprio setor ou as das áreas de planejamento ou financeira.

O Ministro Aureliano Chaves foi mais longe. Procurou definir esta responsabilidade entre todos (...), inclusive os membros do Poder Legislativo que aprovaram os Orçamentos da União nos anos em pauta.

Ora, quando todos são responsáveis, ninguém é responsável e a impunidade acaba se impondo. Na verdade, as decisões sobre o setor elétrico nas administrações anteriores estavam enclausuradas no Poder Executivo. O Poder Legislativo estava, e ainda se encontra, impedido de legislar sobre matéria econômico-financeira, transformando-se num mero instrumento de legitimação artificial do Executivo.

Lamentavelmente, à falta de depoimentos esclarecedores, esta CPI não teve meios técnicos para aprofundar suas investigações e chegar aos responsáveis pelos atrasos de obras, decisões de financiamento externo ou transferência de recursos para outras obras e prioridades. Estas investigações deveriam ter chegado à auditoria da dívida externa contraída pelo setor e à análise da oportunidade de aquisições várias de equipamentos. Em vários depoimentos, inclusive do Ministro Aureliano, fizeram-se referências ao fato de que muitas compras foram antecipadas com o mero intuito de captar divisas no exterior que permitissem fechar o Balanço de Pagamentos. Mas não conseguimos, apesar de nossos esforços, descobrir quais foram estas compras e em quanto importaram. Tentamos, por oferecimento e boa vontade do Presidente do TCU, obter respostas a essas indagações, mas verificamos que aquele órgão não dispõe da agilidade necessária para obtê-las.

Tivesse o Poder Legislativo seu próprio órgão de fiscalização técnica e controle contábil e poderíamos ter avançado no cumprimento das atribuições básicas desta CPI: apurar irregularidades ou erros administrativos com os seus respectivos responsáveis.

Neste sentido, aliás, com base no Regimento Interno do Senado Federal proponho que seja criado um Serviço de Auditoria Especial para as Comissões de Inquérito, segundo modelo anexo de Resolução, composto inicialmente com número de técnicos igual ao número de Comissões

de Inquérito que daria o suporte técnico para suas averiguações e conclusões.

Somos obrigados, pois, a concluir que tanto as administrações anteriores como a atual foram responsáveis por decisões políticas que retardaram as obras de Itaparica e Xingó, as quais resultaram na elevação do risco de déficit no Nordeste e no atual racionamento.

Quanto aos anos de 1985 e 1986, cruciais para o hiato de oferta no ano em curso, conseguimos apurar o desinvestimento graças ao valioso depoimento do Secretário de Minas e Energia de Pernambuco, Dr. Xavier Drumond de Lima.

Reconheceu o Ministro Aureliano este fato em seu depoimento, mas procurou justificá-lo com duas razões complementares:

1º) a imperiosidade de concluir a Usina de Itaipu, sob pena de racionamento do Sul/Sudeste e 2º), a própria inércia dos investimentos anteriores em Itaipu, o que estaria a exigir uma desaceleração gradual de forma a complementá-los.

Fica, pois, a indagação: tivessem os responsáveis pela política energética retomado os investimentos em Itaparica e Xingó, em 1985/86 e não teríamos evitado o racionamento no Nordeste em 1987 e, quem sabe, em 1988?

Quanto às perspectivas para o futuro energético da região, todos os depoimentos coincidem num ponto: os cronogramas de Itaparica e Xingó não comportam nenhum atraso, bem assim as obras de elevação das transferências do Norte para o Nordeste. O Nordeste é uma região carente de potencial hidrelétrico e tem, na interligação com as bacias da Região Norte, sua solução natural no futuro. Preocupa, inclusive, o fato de que o Plano Eletrobrás 2010 não preserve umas dessas bacias — Xingu, por exemplo, que está praticamente à mesma distância do Sudeste que que as bacias de Tapajós e Madeira, para a abertura de um chamado **esforço mínimo crítico** na área energética para o Norte/Nordeste e Centro-Oeste.

O próprio Ministro Aureliano Chaves reafirmou a esta CPI que, após a conclusão de Itaparica e Xingó, estariam esgotadas as reservas hídricas do Nordeste. Não se deverá, estão, preservá-las na Bacia do Xingu? Não seria este, também, um indicador de que deveríamos aprofundar os estudos para o aproveitamento das pequenas possibilidades da margem esquerda do São Francisco e Jequitinhonha que, segundo a Chesf, poderiam, com pequenos investimentos acrescentar até 35% a capacidade de geração de energia na região? Lamentavelmente, parece que o Ministro das Minas e Energia, ao recuperar-se da omissão quanto ao Nordeste neste ano de 1987, esquece-se de que os anos vindouros são tão prioritários quanto os presentes. Rigorosamente, a questão se centra no que tecnicamente se denomina **risco de déficit**, um número resultante da equação paramétrica, onde os parâmetros estão associados à probabilidade de ocorrência de vários fatores do lado da demanda e oferta de energia: renda, população, investimentos, chuvas, etc.

O Plano Eletrobrás 2010 está trabalhando no Nordeste com um risco de déficit de 12%, enquanto este número para as demais regiões gira, no Plano, em torno de 5%, algo pouco maior que o número probabilístico de 3%, considerado satisfatório para o planejamento setorial.

Curiosamente, o Ministro Aureliano minimizou a questão do risco de déficit, considerando-o in-

digno de preocupações sérias. Aqui, tenho que discordar frontalmente do eminente Ministro Aureliano Chaves, respeitando sua grande autoridade sobre o assunto. Mas, desde Einstein, o mundo científico já não gira no campo das determinações, mas no das probabilidades, constituindo, seu cálculo, tão rigoroso quanto o cálculo das determinações positivas, um exercício definitivo para superação do reino da improvisação.

Mais uma vez é decisivo para esta Comissão de Inquérito o valioso pronunciamento do Dr. Xavier Drumond. Denuncia ele que a discriminação do planejamento setorial da Eletrobrás para o Nordeste se está fazendo a taxas de risco de déficit muito superiores que às do Centro-Sul. A tentativa de encobrir a importância deste fato, na minimização da importância do indicador, é tão grave quanto a de se programar diferentes riscos de déficit para distintas regiões.

O risco de déficit, agravado pelo hiato de oferta em 1986, é um elemento crucial nas decisões de investimento do Nordeste. Esta região não só está perdendo investimentos neste ano, como, também, nos próximos anos. Há, portanto, que se programar a oferta futura de energia para o Nordeste com garantia de risco de déficit igual ao das demais regiões brasileiras, sob pena desta região sofrer ainda mais as consequências de seu atraso e subdesenvolvimento.

Em outras circunstâncias financeiras e econômicas do País, seria até o caso de se reivindicar uma folga de energia à região, que incentivasse o seu desenvolvimento industrial e tecnológico. Mas, admitamos, este não é momento para tanto. Mas, sim, não podemos admitir um risco de déficit no Nordeste maior que o do Centro-Sul.

De outra parte, o risco de déficit no Nordeste está fortemente condicionado à utilização alternativa da água do rio São Francisco, sobretudo em modelos de irrigação de 600 mil/ha às suas margens — o que deve ser um programa altamente prioritário — com uso de 8 m³/ha, que podem elevar o risco de déficit a níveis de 30%. O Ministro Aureliano Chaves, neste sentido, foi muito enfático em seu depoimento, contrariando frontalmente o Ministro da Irrigação Vicente Fialho. Para o Ministro Aureliano, em primeiro lugar, há desentrosamento com o Ministério da Irrigação e, segundo, não há estudos confiáveis nem decisões sobre o modelo de irrigação no Nordeste. Disse, textualmente, o Ministro Aureliano Chaves, que não sabe qual o modelo de irrigação a ser utilizado e que só conhecendo este dado é que poderia saber da importância do projeto na vazão do São Francisco, para o aproveitamento de energia. Este desentrosamento é altamente prejudicial ao País e um péssimo exemplo da ação administrativa deste governo.

Portanto, estamos trabalhando no Nordeste com uma grande indeterminação no modelo energético.

Finalmente, diante das sucessivas recomendações e mesmo pressões para que se efetivassem as aquisições das Usinas Termelétricas flutuantes, que poderiam acrescentar cerca de 300 MW potência ao sistema do Nordeste, número que, se efetivado, contribuiria para amenizar o racionamento e eliminá-lo em 1986, o Ministro Aureliano Chaves confirmou que os considera indispensáveis e complementares ao sistema implantado, mas justificou seu obstinado e definitivo veto à

compra de equipamentos usados, tais como os definidas. Esta decisão, embora soberana do Senhor Ministro eleva, a curto prazo, os riscos de déficit.

Em resumo, esta CPI trabalhou incansavelmente sobre a questão energética no País e no Nordeste, concluindo pela:

1º) necessidade de fortalecer as atribuições das CPI e a sua capacitação para melhor analisar, e com profundidade, as contas públicas em questão, o que aponta para a imediata criação de um Serviço Especial de Auditoria às CPI, de forma a fortalecer institucionalmente o Senado Federal no momento em que o Parlamento recupera e amplia suas prerrogativas; os requerimentos de informação da CPI não surtem respostas satisfatórias, tal como o comprovou a experiência desta Comissão.

2º) identificação do atraso das obras de Itaparica e Xingó como causadoras do racionamento implantado em 1986 no Nordeste, sendo responsáveis as autoridades econômicas, financeiras e setoriais dos governos dos ex-Presidentes Ernesto Geisel e João Figueiredo, que impuseram ao setor elétrico do País uma dupla perda decorrente de dietas tarifárias e elevados ônus do endividamento externo, que reduziram a rentabilidade do setor em níveis de até 4%, insuficientes para realimentar o processo de expansão planejada.

3º) responsabilização, igualmente, das autoridades responsáveis pela manutenção de um irrealismo tarifário no setor elétrico nacional, com grandes perdas a todas as suas empresas e virtual paralisação diante das grandes tarefas de formação de capital básico para o desenvolvimento do País e suas regiões.

4º) responsabilização dos responsáveis pela política energética pela decisão de concentrar os recursos disponíveis em 1985 e 1986 em obras do interesse do Centro-Sul do País, com inevitáveis prejuízos ao Nordeste, derivados da elevação dos riscos de déficit na região, prejuízos estes que devem ser calculados pela agência regional de desenvolvimento, Sudene, Governos Estaduais e, notadamente, concessionárias de energia (que perderão, neste ano, cerca de Cz\$ 2 bilhões) e cobrados a título de indenização junto ao Governo Federal.

5º) equalização, imperiosa e necessária, dos riscos de déficit de energia para todo o Brasil, prévia definição do modelo de irrigação a ser definitivamente adotado às margens do São Francisco e entrosamento entre as autoridades e técnicos do Ministério de Irrigação e do Ministério das Minas e Energia.

6º) proibição à implantação, com estímulos, subsídios e incentivos governamentais, de qualquer espécie de indústria de alto consumo de eletricidade no Nordeste, sem a audiência do Congresso.

7º) realização de auditoria contábil sobre os empréstimos externos contraiados pela Eletrobrás e subsidiárias, entre 1975 e 1985.

8º) definição de uma Política Industrial para o Nordeste, que tenha em consideração suas limitações de oferta de energia e elevado nível de desemprego.

9º) reativação do papel da Sudene como órgão central de planejamento regional do Nordeste e ativo participante das políticas setoriais do Governo Federal na região, aí incluída sua co-gestão

na alocação de recursos do Finsocial, PIS, FND e sobretudo o Proterra, cuja programação deverá incorporar o Projeto de Lei Orçamentária Anual do Executivo sujeito a apreciação e voto do Congresso Nacional.

10*) deflagração de um diálogo da União com o Congresso Nacional, Comunidade Científica e Governos Estaduais e comunidade, sobre alternativas energéticas para o Nordeste ano 2000, principalmente no tocante ao aproveitamento das seguintes fontes:

- a — energia solar;
- b — energia nuclear;
- c — biomassa;
- d — aproveitamento das pequenas possibilidades hídricas à margem esquerda do rio São Francisco e no rio Jequitinhonha;
- e — energia eólica;
- f — aproveitamento do resíduo asfáltico da Refinaria Landulfo Alves.

11*) Definição de uma política de saneamento financeiro para o setor elétrico, com forte aporte de recursos da União ao Sistema Eletrobrás, de forma a aliviar o ônus do endividamento externo sobre as tarifas e a elevar a rentabilidade média do setor; afinal, desde que comprovado o uso do setor elétrico para fins de fechamento do Balanço de Pagamentos no passado, com a ocorrência de grandes perdas ao sistema, nada mais justo do que deflagrar, agora, uma política de recuperação setorial compatível com um Plano de Saneamento Financeiro amplamente sustentado com recursos do Tesouro Nacional. Isto não só conduziria à retomada dos investimentos e redução dos altos riscos de déficit como o faria redistribuindo o impacto inflacionário sobre o déficit público, sem pressões cumulativas, portanto, sobre os custos empresariais e pessoais.

Sala das Comissões, 4 de dezembro de 1987.
— José Agripino, Presidente — Jutahy Magalhães, Relator — Dirceu Carneiro — Cid Sábóia de Carvalho — Aluizio Bezerra — Divaldo Suruagy — Mansueto de Lavor.