

Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica — resumo

JOSÉ LUIZ ALQUÉRES

Engenheiro civil, assistente da Diretoria de Planejamento e Engenharia — ELETROBRÁS, membro do Conselho Fiscal de ELETRONORTE e Secretário Executivo do Comitê Nacional Brasileiro de Conferência Mundial de Energia.

Apresentação

Os itens seguintes resumem o PRS — Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica 1985/1989. O PRS é um instrumento de planejamento peculiar em termos do Setor Elétrico pois valoriza a abordagem de um planejamento no horizonte do período governamental vigente e não em período mais dilatado, como é a praxe do Setor.

Sucedee, e o próprio nome do plano indica, que o Setor Elétrico necessita passar um período de ajustamento onde decisões do passado devem ser revistas, cronogramas de obras reajustados, preços dos serviços restabelecidos a seus níveis econômicos e relacionamento entre empresas e entidades governamentais aprimorado.

Assim, o PRS buscou estabelecer, no período até 1989, coerentemente com o do I PND da Nova República, as medidas necessárias para promover o equilíbrio econômico e financeiro do Setor, condição sine qua non para se estabelecer uma revisão do planejamento a mais longo prazo.

O PRS, além do mais, se destaca pelos seguintes aspectos:

- participação intensa das empresas concessionárias coordenadas pela ELETROBRÁS, na sua elaboração;
- apoio consensual do setor elétrico às suas proposições;
- endosso, após amplas discussões e negociações, da SEPLAN e do MF aos esquemas de capitalização, aumento tarifário e definição de níveis de investimento propostos;
- aprovação formal por parte do Presidente da República;
- inclusão, com prioridade, no I PND da Nova República;

Admite-se que, no seu processo de implantação, o PRS venha a necessitar de ajustamentos, como, de resto, todos os planos. É todavia relevante apontar que, até então, nenhum plano do Setor havia conseguido agregar um comprometimento tão amplo de setores do governo, o que indica a importância assumida pelo problema do Setor Elétrico e a disposição de resolvê-lo.

1. A necessidade de um Plano de Recuperação Setorial

Sinais críticos de 1985

Em princípios de 1985, a situação física, econômica e financeira do Setor Elétrico era particularmente grave. As restrições de investimento nos últimos anos faziam sentir seus efeitos nas instalações de suprimento de energia, com reflexo mais fortes nas áreas de transmissão e distribuição.

Os programas de obras, então em curso, concediam prioridades às usinas geradoras, que, ainda assim, se executavam em ritmo lento devido à falta de recursos, com a conseqüente elevação de custos financeiros e indiretos.

A deterioração tarifária também causara um baixo nível de remuneração dos investimentos e permanentes dificuldades de caixa. Daí o aumento considerável de inadimplência nas transferências de recursos inter-setoriais — pagamento de energia suprida em grosso pelas concessionárias regionais e não recolhimento da Reserva Global de Garantia e Reserva Global de Reversão. Houve, por isto, a desarticulação do sistema-financeiro do Setor Elétrico.

Os problemas se tornaram ainda mais delicados com a herança de grandes projetos em execução pelo próprio Setor ou a ele destinados: usinas nucleares, diversas obras de usinas hidrelétricas com equipamentos adquiridos sem concorrência e em datas anteriores às desejáveis, etc.

Nesse quadro aflitivo, que deixara seqüelas em mecanismos tradicionais de funcionamento, a ELETROBRÁS viu-se em dificuldades para cumprir sua missão de coordenadora técnica, financeira e administrativa do Setor Elétrico. Era-lhe impossível traçar, a curto e médio prazos, estratégias que superassem as deficiências já identificadas.

Aspectos dos problemas atuais

Alguns indicadores são expressivos do quadro vivido pelo Setor Elétrico. Inicialmente, pode-se demonstrar, pela Tabela 1 abaixo, a perda de expressão das tarifas, fator que produz toda uma cadeia de efeitos. Essa perda é ainda mais grave em face do comportamento da tarifa de outros energéticos, fazendo com que consumos de outras formas de energia se desloquem para a energia elétrica.

TABELA 1

RELAÇÃO ENTRE OS ÍNDICES DE PREÇOS DOS ENERGÉTICOS			
ANO	GLP/E.ELÉTRICA RESIDENCIAL	ÓLEO DIESEL/E.ELÉTRICA INDUSTRIAL	ÓLEO COMBUSTÍVEL/E.ELÉTRICA INDUSTRIAL
1975	1.001	1.016	0.983
1976	1.011	1.147	1.161
1977	1.103	1.395	1.291
1978	1.098	1.336	1.243
1979	0.994	1.566	1.600
1980	0.993	1.661	3.005
1981	0.934	1.711	3.298
1982	0.921	1.821	3.248
1983	1.409	2.176	4.299
1984	1.429	2.202	4.373

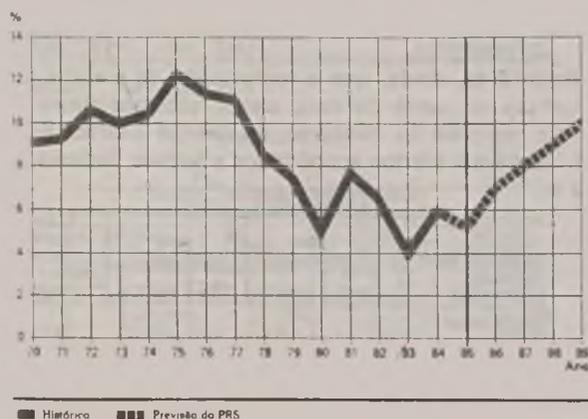
A nível das empresas de energia elétrica, o parâmetro remuneração dos investimentos, como citado, tornou-se crítico. O Gráfico 1 demonstra a sua incessante tendência ao declínio no período histórico e a projetada recuperação no horizonte do PRS.

A conseqüência básica experimentada na composição das fontes dos recursos é sintomática, e pode ser compreendida ao se verificar que os recursos próprios do Setor, que em 1975 atingiam 59% das fontes de recursos, declinam para 33% em 1983; enquanto isso, do ponto de vista das aplicações, os parâmetros investimentos e serviços da dívida, que em 1975 se situavam, respectivamente, em 74,6% e 14,9% do total das aplicações, passam, em 1983, a 48,1% e 49,3% em cada item.

A dificuldade em prover o Setor Elétrico de recursos necessários aos seus dispêndios globais resultaram em restrições

GRÁFICO 1

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA
REMUNERAÇÃO - 1970/89

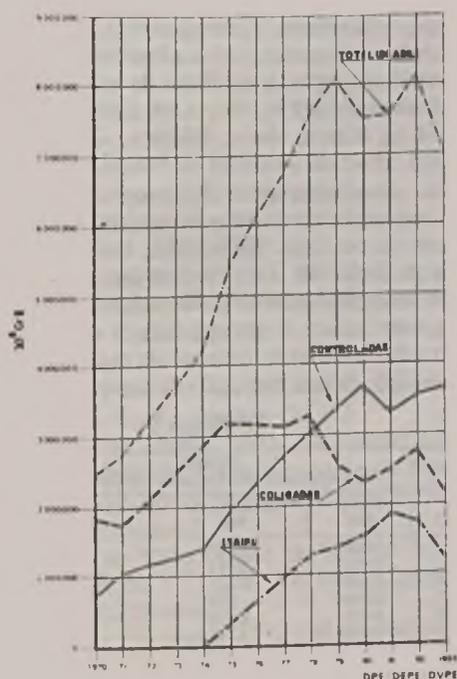


viço da dívida tinha prioridade absoluta, inclusive pela intenção de se continuar usando o Setor para a captação de recursos externos.

Os programas de investimentos, além de limitados, ficaram condicionados às captações específicas de recursos vinculados a um ou a outro grande projeto, com isso se desestruturando. Fugiram da seqüência econômica recomendada pelo planejamento e produziram "gargalos" de investimento a nível regional ou de subprograma (transmissão, distribuição).

GRÁFICO 2

INVESTIMENTO NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA
NO PERÍODO 1970/83 POR GRUPOS DE EMPRESAS
PREÇOS DE JUNHO 84



O Gráfico 2 mostra o relativo estacionamento do investimento setorial. A Tabela 2 a seguir caracteriza como os diferentes segmentos foram contemplados no período histórico recente.

TABELA 2

PARTICIPAÇÃO POR SUBPROGRAMA			
SUBPROGRAMA	70/74 %	75/79 %	80/83 %
GERAÇÃO	57,6	58,4	64,2
TRANSMISSÃO	22,4	25,9	22,0
DISTRIBUIÇÃO	14,1	11,1	10,7
INSTALAÇÕES GERAIS	5,9	4,6	3,1
TOTAL	100,0	100,0	100,0

Plano, uma proposta global

Seria impraticável atacar tantos problemas interligados sem um trabalho específico de coordenação. Assim, foi idealizado o Plano de Recuperação Setorial – PRS, com as seguintes diretrizes:

- Adequar o Setor Elétrico ao cumprimento das metas e objetivos expressos no I PND da Nova República, assegurando o fornecimento de energia essencial ao desenvolvimento.
- Promover de imediato, com precedência a outros objetivos, a recuperação econômica e financeira do Setor.
- Dotar as entidades envolvidas na problemática do Setor Elétrico a nível setorial (MME, ELETROBRÁS, DNAEE, empresas concessionárias) e a nível governamental (SEPLAN, Ministério da Fazenda), além de órgãos de financiamento (BIRD, BID) e fornecedores (empreiteiros, fabricantes de equipamentos), de referencial confiável que permitisse um ordenamento de ações conseqüente e passível de acompanhamento ao longo do tempo, ações essas que contemplassem, na medida do exequível, os interesses legítimos desses vários grupos de agentes.

2. Fases de execução

O plano foi elaborado sob a supervisão da ELETROBRÁS e contou com a participação das empresas concessionárias de energia elétrica e do DNAEE. Os estudos de planejamento se basearam no consenso e foram coordenados pelo Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico – GCPS, entidade em que atuam as principais concessionárias. Inúmeras iterações foram efetuadas até o estabelecimento de um programa básico de expansão, que deu origem a uma proposta de programa de investimento.

Buscou-se então, o entendimento com as autoridades econômicas da SEPLAN e do Ministério da Fazenda, principalmente em torno de tetos de investimento, recursos para capitalização, participação de recursos orçamentários da União, esquemas de recuperação tarifária, política energética e política do Setor Elétrico. Presentes no processo, em caráter assessor, o BIRD e o BID contribuíram com sua experiência específica e levantaram possibilidades de novas operações em escala condizente com a necessidade do Plano.

De julho a novembro de 1985 realizaram-se os trabalhos de consolidação dos resultados e de viabilização política do PRS como instrumento de planejamento. Por fim, promoveu-

diretas às despesas de operação e de investimentos, pois o ser-se o seu encaminhamento, acompanhado da Exposição de Motivos conjunta dos Ministros do Planejamento, Fazenda e Minas e Energia, sob o nº 108/85, de 19 de novembro de 1985, que mereceu aprovação e é transcrita no final deste artigo.

3. Componentes principais

O PRS, simplificado, pode ser abordado segundo três componentes básicos, reunindo os assuntos fundamentais que se procurou equacionar: a) atendimento ao mercado de energia elétrica; b) realização em escala condizente de programas de investimentos; c) conjunto de medidas necessárias para viabilizar econômica e financeiramente o Setor Elétrico e, com isto assegurar a possibilidade de realização das obras necessárias.

O mercado

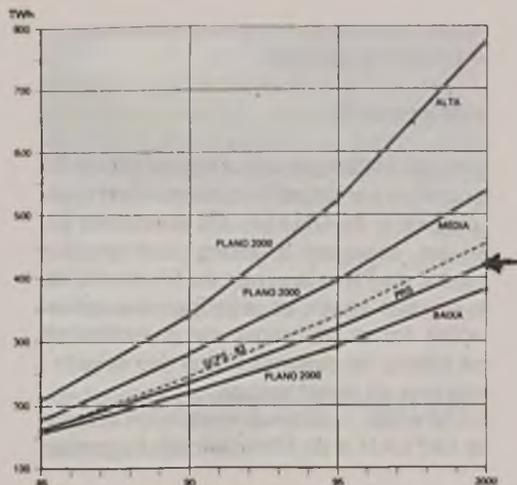
O mercado de energia elétrica aqui cogitado é decorrente de estudo macroeconômico que considera um desempenho moderado para a economia brasileira nos próximos anos, com taxas de crescimento do PIB se elevando, entre 1985 e 1990, à razão de 5% ao ano, e de 1990 a 1995 na base de 6% ao ano.

Já existe hoje, por parte da SEPLAN, uma certa tendência a considerar essa estimativa conservadora, embora a projeção do mercado de energia elétrica — crescimento médio do consumo de 8,7% ao ano entre 1984/1989 — possa ser considerada compatível com o PIB ora estimado.

Essa projeção é um pouco inferior às anteriormente adotadas no planejamento setorial, conforme pode ser visto no Gráfico 3.

GRÁFICO 3

BRASIL — CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA 1985/2000



Fator importante no dimensionamento do mercado é a participação das grandes cargas (projetos industriais relevantes) e da eletrotermia (novo segmento de mercado oriundo de substituições de derivados de petróleo por energia elétrica, ou de mudanças tecnológicas nos processos produtivos), conforme mostra a Tabela 3.

TABELA 3

MERCADO POR TIPO DE CARGA	1984 CONSUMO		1989 CONSUMO	
	TWh	PART.%	TWh	PART.%
MERCADO TRADICIONAL	109,6	73,9	158,0	70,2
GRANDES CARGAS	30,6	20,6	51,5	22,8
ELETROTERMIA	8,2	5,5	15,7	7,0
CONSUMO TOTAL	148,2	100,0	225,2	100,0

Ressalte-se, ainda, que a maturidade de grandes projetos industriais no norte do país, alterará, substancialmente, a estrutura regional do consumo de energia elétrica no Brasil, com prováveis efeitos econômicos e sociais, indicada na Tabela 4.

TABELA 4

MERCADO POR REGIÕES ELÉTRICAS	1984 CONSUMO		1989 CONSUMO		TAXA GEOMÉTRICA MÉDIA % 1984/89
	TWh	PART.%	TWh	PART.%	
NORTE (inclui Maranhão)	4,1	2,8	18,5	8,2	35,2
NORDESTE (não inclui Maranhão)	19,6	13,2	29,8	13,2	8,7
SUDESTE (inclui CENTRO OESTE e exclui ENERSUL)	104,3	70,3	143,8	63,9	6,6
SUL (inclui ENERSUL)	20,4	13,7	33,1	14,7	10,2
BRASIL	148,4	100,0	225,2	100,0	8,7

A ocorrência desse mercado pressupõe a efetivação concomitante de uma expressiva recuperação do nível médio das tarifas, o que, por si só, resultará numa valorização das práticas conservacionistas de energia junto aos setores de consumo.

O MME, por outro lado, em conjunto com o MIC e sob coordenação da ELETROBRÁS, estará se empenhando em amplo programa de conservação de energia, que, embora vá conduzir a resultados expressivos no médio prazo, já no horizonte final do Plano estará produzindo efeitos.

Geração

Coerente com as metas de atendimento fixadas e o quadro limitado de recursos disponíveis, o programa de expansão de geração, que representa o componente mais expressivo do programa de investimentos, sofreu importantes remanejamentos, destacando-se atrasos nas datas de início de operação das usinas de Manso, Angra II, Angra III, Candiota III, Ilha Grande, Tucuruí II, Xingó, Ávila, Balbina, Cachoeira Porteira e Samuel, bem como de unidades de Itaipu.

Algumas usinas constantes dos programas de investimento devem ser encaradas como referências para consignação de investimentos no período 1985/1989, e não como definições, pois ainda poderão ser substituídas por opções mais econômicas. É o caso, por exemplo, da usina de Ilha Grande. Em seguida às conclusões, é apresentado o cronograma de referência adotados para as principais obras de geração que resultam na Tabela 5, para a evolução da capacidade instalada.

TABELA 5

ANO	BRASIL CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO		
	TOTAL MW	ACRÉSCIMO MW	TAXA DE CRESCIMENTO % a.a.
1980	33 293	3.181	10,6
1981	36 947	3.654	11,0
1982	38 989	2.042	5,5
1983	39 584	595	1,5
1984	41.662	2.078	5,2
1985*	43.374	1.712	4,1
1986*	44.404	1.030	2,4
1987*	49.319	4.915	10,0
1988*	53.249	3.930	8,0
1989*	57.472	4.223	7,9

Vale frisar que a carência na materialização de recursos, ao longo da execução do Plano, poderá implicar posteriores deslocamentos nos prazos de construção.

Conseqüência importante do enquadramento dos programas de obras no restrito quadro de recursos para investimento, já que o serviço da dívida consome nos primeiros anos a maior parte do dispêndio setorial, será a elevação dos riscos de déficit no suprimento de energia. Isto aparece na Tabela 6 abaixo, lembrando-se que o critério tradicional estabelece "riscos de déficit" na faixa de 3 a 5%.

TABELA 6

BRASIL - SISTEMA INTERLIGADO								
RISCO DE DÉFICIT EM %								
ANO	REGIÃO SÚL		REGIÃO SUDESTE		REGIÃO NORTE		REGIÃO NORDESTE	
	Risco de Déficit	Risco de Déficit ≥ 10% do Mercado	Risco de Déficit	Risco de Déficit ≥ 10% do Mercado	Risco de Déficit	Risco de Déficit ≥ 10% do Mercado	Risco de Déficit	Risco de Déficit ≥ 10% do Mercado
	%	%	%	%	%	%	%	%
1986	12,7	5,0	2,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
1987	7,7	3,3	8,1	3,0	0,0	0,0	5,8	8,7
1988	12,4	5,6	10,1	3,1	0,3	0,0	14,1	6,0
1989	11,0	4,9	8,2	1,7	2,9	0,2	3,5	1,0

Os níveis de déficit apontados seriam ainda mais altos se não fosse prevista a volta ao serviço das usinas térmicas a óleo dos sistemas interligados, operando a partir de 1987 com derivados ultraviscosos de petróleo. A eventual ação sobre cargas específicas industriais, em particular as cargas supridas com tarifas incentivadas de eletrotermia, e a melhoria de fatores de capacidade de utilização das máquinas de Itaipu são, também, recomendações do PRS para melhorar as perspectivas de suprimento.

Transmissão

As obras de transmissão mais significativas, cuja relação se segue, foram analisadas individualmente, referendando-se, no âmbito do Plano, as decisões dos últimos Planos Decenais de Transmissão elaborados pelo GCPS, com recomendações adicionais de alguns reforços a obras na área do Paranaíba. São elas:

- Sistema de corrente contínua de Itaipu.
- Sistema de corrente alternada de Itaipu.
- escoamento da potência de Itaipu e suprimento à área do Rio de Janeiro. Ex.: LT's 500 kV T. Preto - C. Paulista, Taubaté-Santo Ângelo e São Roque-Campinas; LT 345 kV São Roque-Guarulhos; novo terminal de 500 kV na área Rio.
- Suprimento a Cuiabá: LT 230 kV C. Dourada-Rio Verde - B. Peixe-Rondonópolis - Cuiabá.
- Suprimento ao Médio Norte de Goiás: LT's 230 kV Brasília-Souzalândia, Codomim-Serra da Mesa-SAMA.
- Suprimento ao Rio Grande do Sul: LT 500 kV Salto Santiago - Itá-Gravatí.
- Suprimento ao Mato Grosso do Sul: LT 500 kV Cascavel-Ilha Grande; LT's 230 kV Ilha Grande-Dourados, Dourados-Aquidauana.
- Suprimento a Fortaleza: LT's 230 kV Paulo Afonso-Milagres, Fortaleza 1 - Taupé.

- Suprimento a Sergipe: LT 230 kV P. Afonso-Itabaiana.
- Suprimento a Alagoas: LT's 230 kV Angelim-Rio Largo, Rio Largo-Penedo.
- Suprimento ao Oeste da Paraíba: LT 230 kV Milagres-Coremas.
- Suprimento ao Rio Grande do Norte: LT 230 kV Mossoró-Açu.
- Interligação Norte-Nordeste: 2ª Circ. LT's 500 kV Tucuruí-Marabá-Imperatriz-Pres. Dutra, Pres. Dutra-São Luís II, 2ª Circ. LT Tucuruí-Vila do Conde.
- Suprimento ao Norte de Goiás e Sudoeste do Maranhão: LT's 230 kV Imperatriz-Porto Franco, Porto Franco-Carolina.
- 2ª Circuito Sobradinho-Itaparica.
- Subestações associadas às obras referidas.

Em acréscimo a esse conjunto de obras, e tendo em vista as restrições operativas que impedem o total escoamento da potência gerada pelas usinas do Paranaíba, a ELETROBRÁS resolveu recomendar a implantação, em regime de urgência, de obras de reforço na área, destacando-se a linha de transmissão de 500 kV entre Emborcação e Neves e a terceira unidade transformadora, em Itumbiara, de 500/345 kV-560 MVA, que foram antecipadas para 1987 e atendem às recomendações do grupo de trabalho do GCPS criado especificamente para análise do assunto. Em acréscimo, a ELETROBRÁS recomendou ainda a construção da linha de transmissão de 500 kV Itumbiara-Marimondo.

Outros

O investimento em distribuição já vem sendo amparado pela ELETROBRÁS em projetos conjuntos com o BIRD e será incentivado, com sua importância crescendo expressivamente no período. O mesmo ocorre com os investimentos em instalações gerais.

Investimento

A Tabela 7 abaixo representa os investimentos resultantes por subprograma.

TABELA 7

INVESTIMENTO ADEQUADO AOS RECURSOS						
Valores em Cr\$ bilhões de 1985						
ITEM	1985	1986	1987	1988	1989	TOTAL 1985/1989
Total Geral	25.712,2	28.574,5	32.537,0	32.687,1	36.444,7	155.955,5
Geração	12.671,5	13.219,3	16.762,2	16.517,9	18.599,6	77.770,5
Transmissão	7.344,8	9.257,0	8.814,4	8.897,2	9.816,7	44.130,1
Distribuição	4.379,8	4.739,6	5.307,3	5.537,5	6.094,8	26.059,0
Inst. Gerais	1.316,1	1.358,6	1.653,1	1.734,5	1.933,6	7.995,9

Como já foi assinalado, a despeito do prosseguimento e conclusão das grandes obras de geração, esse programa de investimento assegura níveis de participação expressivamente mais elevados para a distribuição e instalações gerais, conforme se vê na Tabela 8, o que evidencia o direcionamento de prioridades condizente com os objetivos do Governo.

TABELA 8

PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL DE CADA SUBPROGRAMA			
Item	Para Operar até 1989	Para Operar após 1989	Total
Geração	25,9%	24,0%	49,9%
Transmissão	24,9%	3,4%	28,3%
Distribuição	16,7%	—	16,7%
Inst. Gerais	5,1%	—	5,1%
Total	72,6%	27,4%	100,0%

A repartição desses investimentos por empresa é apresentado na Tabela 9.

TABELA 9

PROGRAMA AJUSTADO FINAL - TOTAL P/ EMPRESAS						
	preços médios de 85 CR\$ bilhões		1 US\$ = Cr\$ 6237,63			
DESCRIÇÃO	1985	1986	1987	1988	1989	85/89
ITAIPU	3300,0	3324,2	2992,2	2017,0	1687,6	13321,0
CONTROLADAS	11711,4	12418,4	14305,4	14812,0	17309,5	70556,7
ELETRONORTE	4343,2	4810,0	4299,8	2707,7	2842,7	19003,4
CHESF	3395,6	2357,9	2980,3	3184,1	4022,2	15940,1
FURNAS	1912,7	2587,0	3116,1	3817,8	4478,3	15911,9
ELETROSUL	1340,4	1833,4	3027,1	3898,2	4508,5	14607,6
LIGHT	605,5	656,1	750,8	1060,7	1275,3	4348,4
ECELSEA	114,0	174,0	131,3	143,5	182,5	745,3
COLIGADAS	10700,8	12831,9	15239,4	15858,1	17447,6	72077,8
CESP	2278,1	3443,4	3990,0	4027,2	4315,1	18053,8
CPFL	223,1	310,8	320,9	362,5	392,8	1610,1
ELETROPAULO	1689,0	2034,6	2255,7	2210,3	2562,4	10752,0
CEMIG	1322,8	1429,1	1739,1	2006,0	2334,2	8831,2
COPEL	808,2	925,1	1187,8	1321,7	1537,5	5780,3
CEEE	727,7	794,0	1175,3	1371,2	1837,4	5905,6
CELESC	497,1	417,4	376,2	275,1	292,3	1858,1
CELG	775,3	612,8	383,0	266,1	232,7	2269,9
CEA	10,5	22,2	29,2	35,1	34,3	131,3
CEAL	51,2	121,1	116,9	91,1	109,6	489,9
CEAM	110,9	96,5	123,0	147,9	165,1	643,4
CEB	50,1	78,6	91,4	104,3	116,8	441,2
CELPA	281,5	385,1	302,2	263,3	334,0	1566,1
CELPE	129,1	147,0	203,1	188,1	205,4	872,7
CEMAR	76,4	142,3	192,8	172,4	232,9	816,8
CEMAT	534,6	470,8	881,8	788,9	572,0	3248,1
CEPISA	137,0	68,9	80,2	76,8	111,6	474,5
CERON	48,9	84,1	258,8	372,0	212,5	976,3
COELBA	391,6	475,8	680,0	766,1	887,3	3200,8
COELCE	75,1	90,1	115,1	160,7	197,6	638,6
CER	16,6	15,2	19,6	20,8	25,2	97,4
CERJ	185,5	255,5	311,6	429,9	322,1	1504,6
COSERN	85,0	112,2	108,5	101,3	122,4	529,4
ELETROACRE	23,3	37,8	48,1	50,2	44,0	203,4
ENERGIPE	32,7	37,7	50,7	64,9	73,4	259,4
ENERSUL *	85,4	140,8	97,8	71,5	54,7	450,2
SAELPA	54,1	82,7	100,6	112,7	122,6	472,7
TOTAL GERAL	25712,2	28574,5	32537,0	32687,1	36444,7	155955,5

* Em processo de revisão

Sobre o dispêndio anual para esse programa, observa-se um perfil de crescimento que acompanha a geração de recursos financeiros preconizada, embora ainda prevista uma ligeira concentração nos primeiros anos. Tal fato decorre da necessidade de se efetuar obras imediatas para corrigir o estado altamente crítico que o sistema vem atingindo, além do efeito de "escorregamento" de despesas de anos anteriores em obras que já estão sendo executadas há alguns anos.

A Tabela 10 mostra a distribuição dos investimentos ao longo do período e as taxas de crescimento percentual ano a ano.

TABELA 10

Investimento Global	1985	1986	1987	1988	1989	TOTAL 85/89
Distribuição Anual	16,5	18,3	20,9	21,0	23,3	100,0%
Crescimento Anual	—	11,1%	13,9%	0,5%	11,4%	9,7% a.a.

É ainda oportuno assinalar que o montante desse investimento resulta da responsabilidade que a energia elétrica vem assumindo no suprimento às necessidades de energia do País, com sua participação no contexto global evoluindo de 19,7% em 1973, época da primeira crise do petróleo, para 35% em 1984.

Essa maior responsabilidade da energia elétrica exige, evidentemente, a necessária cobertura do ponto de vista de recursos para investimentos, que, sem dúvida, crescerão em relação às médias de períodos precedentes, fato contrabalançado por liberação de investimentos em outros setores energéticos. As análises efetuadas sobre a participação prevista do Setor Elétrico na formação bruta de capital fixo (FBCF) e a comparação desse investimento com o Produto Interno Bruto demonstram que o programa de investimento é razoável, principalmente porque, no período 1967/1984, a média ajustada da relação Investimento do Setor/PIB se situou em 1,98%. Estima-se para o período abrangido no PRS:

1985	1986	1987	1988	1989
1,94	2,03	2,21	2,07	2,23

A análise dos parâmetros resultantes dos investimentos e sua comparação com os ocorridos nos quinquênios anteriores apresentados na Tabela 11 evidencia a patente realização, na área de geração de benefícios, dos investimentos efetuados nos períodos anteriores.

TABELA 11

PARÂMETROS DE INVESTIMENTO				
ITEM/PERÍODO	70/74	75/79	80/84	85/89*
Invest./Vendas (US\$/MWh)	39	44	32	26
Invest./Acresc. Cap. Inst. (US\$/Kw)			**	**
Geração	762	916	1251	783
Transmissão	295	407	428	444
Distribuição	186	175	208	262
Inst. Gerais	78	72	60	80
Total	1321	1570	1947	1569

* Programa adequado aos recursos

** Período 80/83

Equacionamento econômico e financeiro

O PRS apresenta uma combinação de três fontes básicas para que não haja déficit de recursos, a definir: recursos tarifários, recursos orçamentários, capitalização e rolamento da dívida.

a) Recursos tarifários

Propõe-se que o Setor retorne à remuneração mínima legal de 10%, tendo sido acordado um programa de reposição tarifária que permite a remuneração de 7% em 1986, 8% em 1987, 9% em 1988 e 10% a partir de 1989.

Para alcançar 7% de remuneração em 1986, considerando Angra I parcialmente imobilizada, além dos aumentos men-

sais equivalentes à correção monetária estão previstos aumentos reais na tarifa de 3,7% em novembro de 1985, 9,5% em janeiro de 1986 e 4,7% em junho de 1986. Para o período 87/89 prevê-se um crescimento da tarifa média de cerca de 14% ao ano.

Esses aumentos deverão incidir desigualmente entre os diferentes tipos de consumidores e poderão ainda ser afetados para menos, na medida da gradual redução das tarifas subsidiadas.

b) Recursos orçamentários

Tendo em vista que o programa nuclear brasileiro visava a incorporar transferência de tecnologia, o PRS considera que o custo desta transferência deverá ser arcado pelo Tesouro Nacional, cabendo ao Setor responsabilizar-se pelos custos equivalentes à hidrelétrica alternativa de mesma potência.

Este princípio consta do Decreto 86.250/81, no que se refere a Angra II e III; por isonomia, o PRS considerou-o aplicável ao caso de Angra I, o que resulta na assunção de dívidas e encargos num montante de US\$ 690 milhões para Angra II e III, e de US\$ 1.309 milhões para Angra I.

c) Capitalização e rolagem do serviço da dívida

Com a aprovação do PRS, o BIRD propõe coordenar operações de crédito no valor global de US\$ 2,400 milhões, sendo a metade em 1986 e a outra metade em 1987. O Banco entrará com US\$ 800 milhões de recursos próprios e cofinanciamento de US\$ 1.600 milhões.

Estas operações serão efetuadas com o Tesouro Nacional, que em 1986 repassará US\$ 1.045 milhões à ELETROBRÁS para aumento de capital de suas controladas (US\$ 155 milhões serão utilizadas na absorção da dívida de Angra II e III). Em 1987, o Tesouro repassará US\$ 1.200 milhões para aumento de capital, que incluirá também as concessionárias estaduais.

Assim, os Estados terão tempo, ao longo de 1986, de alocar às suas propostas orçamentárias para 1987 as necessárias contrapartidas, de forma a possibilitar a recuperação das empresas estaduais.

Os gráficos a seguir demonstram, em termos percentuais, a composição prevista para as fontes e aplicações de recursos.

GRÁFICO 4

FONTES DE RECURSOS
(VARIAÇÃO PERCENTUAL)

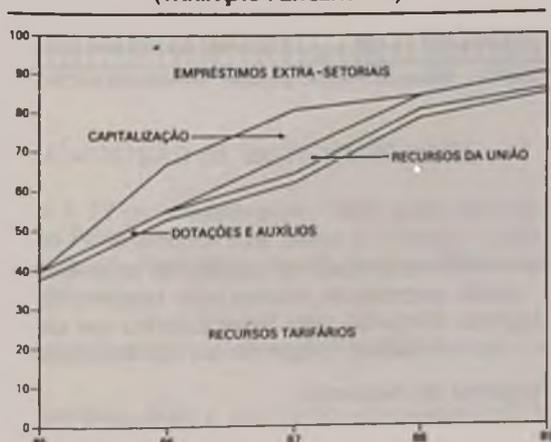
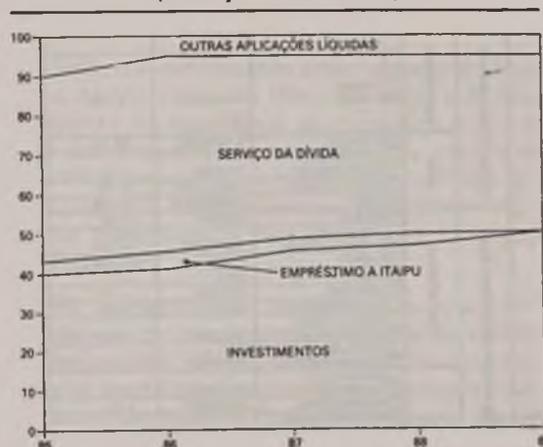


GRÁFICO 5

APLICAÇÕES DE RECURSOS
(VARIAÇÃO PERCENTUAL)



4. Conclusões

A realização do PRS permite caracterizar os seguintes pontos:

- O desenvolvimento econômico nacional depende vitalmente da expansão dos sistemas eletroenergéticos, bem como de sua disponibilidade em quantidade e qualidade.
- A energia elétrica tem a mais significativa penetração no consumo geral energético do país, ultrapassando 35% do total em 1984.
- Nos sistemas interligados, em particular nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul, os níveis de risco de déficit no suprimento de energia são extremamente elevados.
- A protelação de obras de geração dos sistemas isolados acarreta acréscimos substanciais no consumo de derivados de petróleo, e eleva os riscos de racionamento em função da idade dos equipamentos termelétricos e das dificuldades na sua manutenção.
- O programa de obras do PRS é compatível com o atendimento ao mercado tradicional. A consideração da eletrotermia produz um incremento substancial nos níveis de déficit.
- A crise financeira do Setor Elétrico, que desestruturou o sistema de transferências intra-setoriais, causando inadimplências nos pagamentos e recolhimentos devidos entre entidades do Setor, assumirá proporções incontornáveis caso não seja equacionada a curto prazo.
- A deterioração da situação econômico-financeira do Setor é resultado da queda de remuneração dos investimentos, expansão do endividamento externo, elevação de taxas de juros, dilatação nos prazos de maturação, atraso em projetos e compra de bens de equipamentos no exterior sem o adequado atrelamento a cronogramas desejáveis.
- É essencial a complementação recíproca das medidas a serem adotadas na área técnica e na área financeira.

CRONOGRAMA FÍSICO DAS OBRAS DE GERAÇÃO COM INÍCIO DE DISPÊNDIO ATÉ 1989

SISTEMA INTER-LIGADO NORTE/NORDESTE

SISTEMA	SUB-SISTEMA	PROJETO	LOCALIZAÇÃO	N.º DE UNID. x MW	POTÊNCIA NOMINAL MW	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995										
SISTEMA INTER-LIGADO N-E	ELETRONORTE	UHE																								
		● TUCURUI (1.ª Etapa)	TOCANTINS	12 x 330	3 960	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12										
	CHIEP	○ ITAPARICA	S FRANCISCO	10 x 250	2 500				R	1	2	3	4	5	6											
		○ BOA ESPERANÇA (Complementação)	PARNAIBA	2 x 64 + 2 x 63	234				τ						3	4										
		○ PEDRA DO CAVALO	PARAGUAÇU	4 x 150	600				τ					1	2											
		○ XINGÓ	S. FRANCISCO	10 x 600	6 000				τ							R	1	2	3	4	5	6				
		○ BALBINA	UATUMA	6 x 50	250				τ	R					3	4	5									
		○ VIRAMUNDO (1.ª Etapa - C. Porteira)	TROMBETAS	6 x 150	750							τ									R	1	2	3		
		○ SAMUEL	JAMARI	6 x 43,4	217								R	1	2	3	4	5								
		○ ÁVILA	AVILA	4 x 7	28				τ																	
REGIÃO NOROESTE - PRINCIPAIS SISTEMAS ISOLADOS	HIDRELÉTRICAS	○ JIPARANA I	JIPARANA	4 x 142	568							τ										R	1	2	3	4
		○ PAREDA MUCAJAI I	MUCAJAI	3 x 8,5	28,5								R	1	2	3										
		○ COARACY NUNES (Complementação)	ARAGUARI	2 x 20 + 1 x 30	70				τ																	
		○ CURUA-LINA (Complementação)	CURUA-LINA	2 x 10 + 2 x 10	40				3																	
		○ MANAUS - GAS (E - TAPANA)	AMAZONAS	4 x 26	104	1	2			3	4															
	TÉRMICAS	○ BALBINA II (ENHA)	AMAZONAS	2 x 25	50				τ				1	2												
		○ PORTO VELHO - GAS (E - BELÉM - TUCURUI)	RONDÔNIA	4 x 10	40	3	4																			
		○ RONDÔNIA (E - TAPANA Óleo Comb. e Lenha)	RONDÔNIA	2 x 26 + 2 x 7,5	66				τ						1	2	3	4								
		○ BOA VISTA I (Diesel)	RORAIMA	4 x 2,5	10	1	2	3	4																	
		○ BOA VISTA II (Diesel)	RORAIMA	3 x 0,27	2,01	1	2	3	4																	

SISTEMA INTER-LIGADO SUDESTE/CENTRO-SUDESTE/SUL

SISTEMA	SUB-SISTEMA	PROJETO	LOCALIZAÇÃO	N.º DE UNID. x MW	POTÊNCIA NOMINAL MW	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995																									
SISTEMA INTER-LIGADO SUDESTE/CENTRO-SUDESTE/SUL	SUDESTE/CENTRO-SUDESTE	UHE																																							
		● TRÊS IRMÃOS	TRÊTE	4 x 180	640							R	1	2	3	4																									
		○ C. DOURADA (Ampl.)	PARANÁ	3 x 95	285	τ				1	2																														
		○ TAQUARUÇU	PARANAPANEMA	5 x 100	500							R	1	2	3	4	5																								
		○ ROSANA	PARANAPANEMA	4 x 80	320				τ				3	4	5	6																									
		○ SERRA DA ME-SA	TOCANTINS	3 x 400	1 200				τ																																
		○ MANÇO	MANÇO	4 x 52,5	210								R	1	2	3	4																								
		○ NOVA PONTE	ARAGUARI	3 x 170	510								R	1	2	3																									
		○ PORTO PRIMAVERA	PARANÁ	18 x 100	1 800								R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12																
		○ MIRANDA	ARAGUARI	3 x 130	390				τ					R	1	2	3																								
	○ CANA BRAVA	TOCANTINS	4 x 120	480				τ												R	1	2	3	4																	
	○ CORUMBÁ I	CORUMBÁ	4 x 87,5	350				τ												R	1	2	3	4																	
	○ GARAPANA	GRANDE	4 x 50	200				τ												R	1	2	3	4																	
	○ CAPIM BRANCO	ARAGUARI	3 x 208	624				τ												R	1	2	3																		
	UTE NUCLEAR																																								
	○ NUCLEAR B	ANGRA - RJ	1 x 1 245	1 245										1																											
	○ NUCLEAR BII	ANGRA - RJ	1 x 1 245	1 245													1																								
	SUL	UHE																																							
		○ ITAIPU (B0-II)	PARANÁ	6 x 700	6 300	3	4			5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18																		
		○ ITAIPU (B0-III)	PARANÁ	6 x 700	6 300																																				
○ SEGREDO		ITUJAÇU	4 x 315	1 260				τ							R	1	2	3																							
○ DONA FRANCISCA		JACUÍ	3 x 82	124				τ							R	1	2																								
○ ILHA GRANDE		PARANÁ	20 x 100	2 000				τ																																	
○ MACHADINHO		URUGUAI	4 x 300	1 200				τ							R	1	2	3	4																						
○ ITÁ		URUGUAI	8 x 250	1 500				τ												R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
○ GARIBAI		URUGUAI	12 x 180	1 800				τ													R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
UTE CARMIÃO																																									
○ FRS B. MÊDICI	RS	2 x 180	320						3	4																															
○ CANDIOTA II	RS	1 x 338	338							τ																															
○ JORGELACI ROTA IV	SC	1 x 350	350				τ																																		
○ JACUÍ (RS-II)	RS	1 x 380	380				τ																																		

● - USINA EM CONSTRUÇÃO ○ - USINA A SER INICIADA τ - INÍCIO DAS OBRAS CIVIS R - RESERVATÓRIO N - NÚMERO DA UNIDADE GERADORA ⊕ - USINA EM AMPLIAÇÃO

5. Recomendações

O planejamento proposto no PRS representa um marco, a partir do qual se institucionalizará, com o apoio e comprometimento da SEPLAN, Ministério da Fazenda, Ministério das Minas e Energia, DNAEE, ELETROBRÁS e concessionárias, um conjunto de medidas administrativas, financeiras e técnicas que conduzam o Setor no sentido da concretização dos resultados ora previstos.

As medidas principais se referem ao programa de dispêndio, gestão empresarial, recuperação tarifária, ao reembolso de despesas efetuadas pelo Setor Elétrico nas usinas nucleares e à capitalização e rolagem do serviço da dívida.

Programa de dispêndios

- Condicionar os programas de expansão das diversas empresas aos tetos de investimento estabelecidos no presente PRS.

- Reanalisar a seqüência de obras de geração a serem iniciadas com base na avaliação econômica e financeira de alternativas.
- Complementar as necessidades energéticas do Setor Elétrico através de operação das usinas térmicas existentes, com base em derivados ultraviscosos de petróleo.
- Valorizar o planejamento do Setor e o seu forum GCPS como o local adequado para reestudo e remanejamento de datas de obras em curso ou novas inclusões, de forma a se controlar os planos de expansão, no estrito limite do interesse do Setor. A contribuição a outros objetivos governamentais não poderá, por conseguinte, prescindir das necessárias compensações.

Gestão das empresas e ELETROBRÁS

- Realizar amplo programa de conservação e racionalização do consumo de energia elétrica que inclua tanto as instalações dos consumidores como as de suprimento.
- Aprimorar os procedimentos operativos e de manutenção.
- Enfatizar os programas de avaliação de desempenho e aumento de produtividade.
- Proceder ao detalhamento do PRS na forma de planos plurianuais para as diferentes concessionárias.
- Promover a revisão do Plano 2000, de forma a se obter um novo balizamento para o planejamento a longo prazo da expansão do Setor Elétrico.

Tarifas

- Obtenção de reajustes tarifários na escala desejável para proporcionar taxas de remuneração crescentes entre 7% em 1986 e 10% em 1989.

Reembolso de despesas em usinas nucleares

- Assegurar o reembolso das despesas incrementais do Setor em usinas nucleares.

Capitalização e rolagem de dívida

- Assegurar o recebimento de recursos para capitalização nos montantes de US\$ 1.045 milhões em 1986 e US\$ 1.200 milhões em 1987, o que permitirá o atingimento dos seguintes índices de rolagem da dívida:

	1986	1987	1988	1989
rolagem do serviço da dívida %	60	30	15	—
rolagem do principal %	107	52	24	—

EXPOSIÇÃO DE MOTIVOS Nº 108/85

Assinada a 1º de novembro de 1985 pelos Ministros da Fazenda, do Planejamento e de Minas e Energia, e aprovada pelo Presidente da República, José Sarney, em 22 de novembro do mesmo ano.

Excelentíssimo Senhor Presidente da República,

Em consonância com a orientação estabelecida por Vossa Excelência para a Administração Pública, procedemos ao Estudo do Setor de Energia Elétrica com o objetivo de:

- adequar os respectivos planos de expansão às prioridades do I PND da Nova República;
- promover a recuperação das finanças setoriais, ensejando o equilíbrio econômico-financeiro das empresas concessionárias deste serviço público, na forma do art. 167 da Constituição Federal.

Esse Estudo, que contou com a participação do-Ministério da Fazenda, do Ministério das Minas e Energia e da Secretaria de Planejamento da Presidência da República e seus órgãos, bem como das empresas concessionárias de energia elétrica, apresentou os resultados consubstanciados no Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica 1985/89 — PRS — instrumento de planejamento cuja elaboração foi coordenada pela ELETROBRÁS.

Este PRS apresenta um diagnóstico da situação atual, aponta as obras e correspondentes cronogramas e dispêndios para o período 1985/1989 e identifica as principais medidas e providências necessárias no campo econômico e financeiro, dentre as quais um esquema para a progressiva recuperação dos níveis tarifários e da capacidade de investimento do Setor.

O PRS prevê o atendimento aos requisitos do mercado de energia elétrica, que atingirão cerca de 225.000 GWh no ano de 1989, com crescimento no período a uma taxa média de 8,5% ao ano, coerente com os objetivos sociais e econômicos expressos no I PND. A geração de energia será assegurada pela instalação de novos geradores nas usinas de Itaipu e Tucuruí I, e pela entrada em serviço, entre outras, das usinas de Itaparica, Três Irmãos, Rosana, Taquaraçu, Cachoeira Dourada, Presidente Médici Fase B, Samuel e Balbina.

O investimento global no período 1985/1989 se elevará a 156 trilhões de cruzeiros (a preços de 1985), dos quais 50% se destinarão aos programas de transmissão, distribuição e instalações gerais que, dessa maneira, participarão no total do investimento de forma mais expressiva do que em qualquer período precedente, contribuindo para a normalização das restrições operativas existentes em algumas áreas. Ademais, haverá uma descentralização das aplicações de recursos através do aumento relativo dos investimentos nas empresas estaduais encarregadas das expansões desses sistemas.

No tocante ao equacionamento econômico-financeiro, está prevista uma recuperação das receitas do Setor, através da composição cuidadosa de medidas nos campos dos reajustes tarifários, eliminação de subsídios, aporte de recursos para capitalização e acesso a fontes de financiamentos, de forma a assegurar, em 1989, o alcance da remuneração mínima legal de 10% para os investimentos das empresas, com níveis mínimos intermediários de 7% em 1986, 8% em 1987 e 9% em 1988.

Para se atingir a remuneração de 7% em 1986 haveria a necessidade de acréscimos reais nos níveis atuais de tarifas de 3,7% em 20 de novembro próximo, de 9,5% em 20 de janeiro de 1986, além de um reajuste complementar durante o primeiro semestre de 1986.

Cumprе ressaltar que as diversas premissas, métodos e soluções propostas no âmbito do PRS, foram objeto de discussões amplas entre as entidades participantes, considerando-se

ainda, na sua elaboração, o aporte de sugestões de segmentos públicos e privados representativos, com os quais o Plano, em seus aspectos principais, tem sido debatido.

Desejamos ressaltar que as recomendações específicas sobre obras relacionadas no Decreto nº 91.405, de 05 de julho de 1985 (cria a Comissão de Avaliação de Projetos do Setor Elétrico), recentemente aprovadas por Vossa Excelência em despacho sobre a E.M. nº 428/85 do Ministério das Minas e Energia e do Ministro Chefe da Secretaria de Planejamento da Presidência da República, já haviam tomado por base o que consta do presente PRS, assegurando assim total coerência nas ações do Governo Federal relativamente ao Setor Elétrico.

Temos, pois, a honra de submeter à elevada consideração e eventual aprovação de Vossa Excelência a íntegra do PRS, acompanhada de minuta de Decreto e respectiva E.M. que visam equacionar os investimentos da Usina Nuclear Almirante Álvaro Alberto — Angra 1.

Aproveitamos a oportunidade para renovar a Vossa Excelência os protestos do nosso mais profundo respeito.

Assinado:

DILSON DOMINGOS FUNARO

Ministro de Estado da Fazenda

ANTÔNIO AURELIANO CHAVES DE MENDONÇA

Ministro de Estado das Minas e Energia

JOÃO SAYAD

Ministro-Chefe da Secretaria de Planejamento da Presidência da República

— Sul e sendo considerada pela sua capacidade instalada de 626Mw no plano de operação do Grupo Coordenador de Operação Interligada — GCOI de 1985. Está também autorizada pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — DNAEE, do Ministério das Minas e Energia — MME, a ser imobilizada e, portanto, incluída no Custo do Serviço de FURNAS, a partir de janeiro de 1985.

5. O elevado investimento realizado na implantação do projeto, os juros acumulados durante a construção e os custos diretos da operação da usina provocaram sensível elevação no custo médio de geração do sistema.

6. Tendo em vista o exposto, e por uma questão de isonomia, propõe-se estender a Angra I o mesmo critério disposto nos diplomas legais que regem a implantação do programa nuclear brasileiro, qual seja, o de que os consumidores de energia elétrica não sejam penalizados pelos altos custos incorridos na implantação de usinas nucleares que envolvem tecnologia ainda não dominada, por ser de interesse estratégico e por via de consequência, ultrapassam os custos das opções hidroelétricas de larga utilização e de grandes perspectivas de desenvolvimento do País.

7. Assim sendo, propõe-se que a União absorva o montante financeiro que, deduzido do investimento da usina nuclear, torne seu custo médio unitário de geração aferido no consumo equivalente ao custo médio unitário de geração de uma opção hidroelétrica de capacidade semelhante, que fosse, na mesma época, disponível para construção.

Este montante estimado em moeda de 31 de dezembro de 1984 atinge o valor de Cr\$ 4.156 bilhões (quatro trilhões, cento e cinquenta e seis bilhões de cruzeiros), conforme definição adotada no Plano de Recuperação Setorial — PRS, e abaixo demonstrado:

EXPOSIÇÃO DE MOTIVOS Nº 622/85

Assinada a 21 de novembro de 1985 pelos Ministros da Fazenda, do Planejamento e de Minas e Energia, e aprovada pelo Presidente da República, José Sarney, em 22 de novembro do mesmo ano.

Excelentíssimo Senhor Presidente da República,

No final da década de 60, o Governo Brasileiro decidiu pela realização de um projeto pioneiro núcleo-elétrico, construindo uma usina com o objetivo de adquirir experiências no licenciamento, construção e operação de centrais nucleares.

2. A responsabilidade pela execução do projeto foi delegada a FURNAS — Centrais Elétricas S.A., em 1969, levando-se em conta a experiência anterior na construção e operação de usinas elétricas e de sistemas de transmissão em alta tensão e competência técnica e liderança tecnológica.

3. Em meados da década de 70, já empenhado na construção da unidade I da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto, o Setor Elétrico foi convocado a participar do desenvolvimento da tecnologia de geração nuclear no País, através de seu engajamento no programa de construção de usinas previstas no Acordo Nuclear firmado com a República Federal da Alemanha, cabendo-lhe construir as duas primeiras unidades, no âmbito daquele Acordo, Angra II e Angra III.

4. A usina de Angra I encontra-se desde janeiro próximo passado em operação, obtidas as autorizações necessárias da Comissão Nacional de Energia Nuclear — CNEN, integrando o balanço de ponta de energia do Sistema Interligado Sudeste

Preços de 31.12.84

Cr\$ bilhões

A - Custo Total de Angra I	5.438
B - Recursos do Governo Aplicados	86
C - (A-B) Custo Coberto pelo Setor Elétrico	5.352
D - Custo Avaliado para a opção hidroelétrica (Cr\$ 1.910.400/kW/ instalado)	1.196
E - (D-D) Custo Excedente	4.156

A fixação definitiva do valor a ser absorvido ficará a cargo do Ministério das Minas e Energia, da Secretaria de Planejamento da Presidência da República (SEPLAN) e do Ministério da Fazenda, aos quais caberá, de resto, tomar as demais providências para a implementação do Decreto.

A absorção ocorrerá mediante inclusão nas propostas orçamentárias de recursos anuais destinados ao cumprimento das obrigações financeiras resultantes das operações de crédito correlatas, internas e externas, contraídas por FURNAS — Centrais Elétricas S.A.

Caso a realização desses compromissos financeiros venha preceder o efetivo recebimento de recursos equivalentes, constantes do Orçamento da União, FURNAS — Centrais Elétricas S.A. desenvolverá negociações visando a obtenção de financiamentos de valores equivalentes.

8. Propõe-se ainda que FURNAS — Centrais Elétricas S.A. proceda à transferência para o Ativo Realizável, do valor correspondente à diferença referida no item anterior, com o intuito básico de neutralizar o repasse de custos adicionais ao Se-

tor Elétrico, com conseqüências na estrutura tarifária e na taxa de remuneração fixada no Plano de Recuperação Setorial.

9. Pelo exposto e considerando a matéria de interesse nacional, submetemos à elevada consideração de Vossa Excelência o anexo projeto de Decreto que visa consubstanciar a medida pleiteada.

Aproveitamos a oportunidade para renovar a Vossa Excelência os protestos do nosso mais profundo respeito.

Assinado:

DILSON DOMINGOS FUNARO

Ministro de Estado da Fazenda

ANTÔNIO AURELIANO CHAVES DE MENDONÇA

Ministro de Estado das Minas e Energia

JOÃO SAYAD

Ministro-Chefe da Secretaria de Planejamento da Presidência da República

Art. 5º — Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 6º — Revogam-se as disposições em contrário.

Brasília, 25 de novembro de 1985

Assinado:

JOSÉ SARNEY

DECRETO Nº 91.981, DE 25 DE NOVEMBRO DE 1985

Estabelece critérios para absorção de custos relativos à Unidade I da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto Angra I, excedentes à opção hidroelétrica.

O Presidente da República, no uso das atribuições que lhe confere o art. 81, item III, da Constituição, decreta:

Art. 1º — Serão incluídos nas propostas orçamentárias da União, a partir do exercício de 1987, recursos anuais para o cumprimento das obrigações financeiras resultantes de operações de crédito correlatas, internas e externas, contraídas por FURNAS — Centrais Elétricas S.A., no montante financeiro apurado em 31 de dezembro de 1984 que, deduzido do investimento na Unidade I da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto — Angra I, torne seu custo médio unitário de geração, aferido no consumo, equivalente ao custo médio unitário de uma opção hidrelétrica, de semelhante capacidade, que fosse, à mesma época, disponível para construção.

Parágrafo 1º — Serão acrescentados ao montante referido neste artigo os encargos financeiros sobre ele incidentes nos anos de 1985 e 1986, assim como os investimentos efetuados para conclusão do projeto.

Parágrafo 2º — Sem prejuízo do disposto neste Decreto, a União poderá, diretamente ou por intermédio de entidades financeiras federais, observadas as disposições legais aplicáveis, antecipar a FURNAS — Centrais Elétricas S.A. créditos destinados a absorver as obrigações financeiras de que trata este Decreto.

Art. 3º — Os recursos a que se refere o presente Decreto serão transferidos a FURNAS — Centrais Elétricas S.A. a fundo perdido.

Art. 4º — Ficam os Ministros de Estado das Minas e Energia, da Secretaria de Planejamento (SEPLAN) e da Fazenda autorizados a fixar as medidas administrativas que se fizerem necessárias, no sentido de que as disposições deste Decreto sejam cumpridas no âmbito dos órgãos de seus Ministérios, inclusive quanto à determinação da diferença de custos a que se refere o art. 1º