

REVISTA DO

SERVIÇO PÚBLICO

FUNDAÇÃO CENTRO DE FORMAÇÃO DO SERVIDOR PÚBLICO

O setor de energia elétrica no Brasil

As dimensões da oferta de energia elétrica

A capacitação tecnológica da oferta

O mercado de energia elétrica

A gestão do setor elétrico e suas empresas

A capacitação econômico-financeira do setor

O setor elétrico e suas relações com outros setores da economia

Apoio financeiro
FINEP

Presidente da República
JOSÉ SARNEY

**Ministro-Chefe da Secretaria de
Administração Pública da Presidência da
República**

ALUÍZIO ALVES
Secretário-Geral da SEDAP

GILENO FERNANDES
MARCELINO

Presidente da FUNCEP
PAULO CESAR CATALANO

Revista do Serviço Público

**Editada pela Fundação Centro de For-
mação do Servidor Público - FUNCEP,
Registrada no Cadastro da Divisão de
Censura de Diversões do Departamento
de Polícia Federal sob o nº 2.326,
página 209/73. ISSN 0034/9240.**

CONSELHO EDITORIAL:

Afonso Arinos de Mello Franco

Alberto Dines

Audálio Ferreira Dantas

Barbosa Lima Sobrinho

Celina do Amaral Peixoto Moreira
Franco.

Cristóvam Buarque

Fernando César Mesquita

Jacques Marcovitch

José Marques de Melo

Marcos Vinícius Vilaça

Simon Schwartzman

Diretor de Estudos e Pesquisas da
FUNCEP

HERMANO MACHADO
FERREIRA LIMA

Diretor-Adjunto de Estudos e Pesquisas
da FUNCEP

OSWALDO HENRIQUE P. DE
FARIAS

Coordenador Editorial

LEONARDO MOTA NETO

Editores do nº Especial sobre o

Setor de Energia Elétrica

JOSÉ LUIZ ALQUÉRES

MOZART VITOR SERRA

Serviços Editoriais

PÓLIS CONSULTORIA E
COMUNICAÇÃO

Composição e Impressão

GRÁFICA E EDITORA

REGIONAL

Redação, Administração e Circulação:

Setor de Áreas Isoladas Sul • Tel.:

245-5909, ramal 132 • CEP 70.610

• Brasília/DF.

Os conceitos emitidos nos artigos e re-
portagens são de exclusiva responsabili-
dade dos autores. É permitida a repro-
dução das matérias publicadas, desde
que citada a fonte.

NÚMERO ESPECIAL DA REVISTA DO SERVIÇO PÚBLICO

SUMÁRIO

PREFÁCIO	5	Expansão e racionalização do consumo de energia elétrica	100
AS DIMENSÕES DA OFERTA DE ENERGIA ELÉTRICA		Pietro Erber	
Recursos energéticos para geração de energia elétrica ..	7	O programa de eletrotermia	107
Akio Miyamoto, Verlane Medeiros Wanderley, Luiz Pereira Barroso, James Bolivar Luna de Azevedo, Atilé Alberto Muniz, Madison Delano Campelo da Paz		Benedito Carraro	
Panorama da oferta de energia elétrica	12	Conservação de energia elétrica: conceitos e experiências ..	111
Altino Ventura Filho		Mozart Vitor Serra	
História da implantação de um aproveitamento hidráulico	14	Perspectivas da energia elétrica	122
Alberto Jabour		Antonio Carlos Tatit Holtz	
Dimensionamento da potência instalada em hidrelétricas	20	A GESTÃO DO SETOR ELÉTRICO E SUAS EMPRESAS	
Geraldo Queiroz Siqueira		O panorama histórico e institucional do Setor Elétrico ..	133
A Central Hidrelétrica de Itaipu	27	Assessoria de Comunicação da ELETROBRÁS	
José Costa Cavalcanti		Planejamento da expansão do Setor Elétrico: histórico e perspectivas	136
As pequenas centrais de geração de energia elétrica ...	30	José Luiz Alquéres	
César Augusto Lourenço Filho		A administração unificada das empresas de energia do Estado de São Paulo	143
Energia nuclear na geração de energia elétrica	35	José Goldemberg	
Dário Gomes		A agência para aplicação de energia de São Paulo	147
As perspectivas da geração nuclear	37	José Zatz	
Joaquim Francisco de Carvalho		A socialização do atendimento de energia elétrica no Rio de Janeiro	150
Sistemas de transmissão e a transmissão a longa distância: conceitos básicos	42	Renato Torres M.C. Vasconcelos	
Ângelo Vian		Setor de energia elétrica: alternativas ao modelo de atuação atual	153
Sistemas nacionais de transmissão: implantação e perspectivas	46	Mário Penna Bhering	
Carlos Almir Morissy		A CAPACITAÇÃO ECONÔMICO-FINANCEIRA DO SETOR	
Sistemas de distribuição de energia elétrica	49	Investimentos no Setor Elétrico e ciclos econômicos	155
Hilton Puertas e Carlos Alberto Mayon Nogueira		Henri Philippe Reichstul	
A construção de barragens e o meio ambiente	54	A atual estrutura de preços de energia elétrica	166
João Alberto Bandeira de Mello		Peter Greiner	
A CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA DA OFERTA		A estrutura tarifária de energia elétrica com base nos custos dos fornecimentos	170
Áreas de concentração em atividades de Pesquisa e Desenvolvimento	58	Izaltino Camozzato	
Sérgio Salvo Brito		Formação e controle de preços de energia elétrica no contexto da economia brasileira	176
Capacitação da engenharia nacional na área de projetos	67	Oswaldo de Freitas Borges	
Flávio Lyra		Financiamento internacional do Setor Elétrico	185
Desenvolvimento tecnológico para o Setor Elétrico ...	70	Aylton Vasconcellos Jr.	
Jerzy Lepecky e Acher Mossé		Alternativas de recuperação econômico-financeira do Setor Elétrico	189
O MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA		Jayme Buarque de Holanda	
O balanço energético nacional: o papel da energia elétrica	76	Equilíbrio econômico-financeiro do Setor Elétrico: proposta para equacionamento	193
Péricles Amorim Figueiredo		Luiz Eyer de Araújo	
O mercado de energia elétrica: comportamento recente	81	Plano de Recuperação do Setor Elétrico – resumo	196
Paulo de Vilhena Brandão		José Luiz Alquéres	
Metodologia de previsão do mercado de energia elétrica	86	O SETOR ELÉTRICO E SUAS RELAÇÕES COM OUTROS SETORES DA ECONOMIA	
Paulo de Vilhena Brandão		Energia elétrica e indústria de equipamentos	206
Avanços metodológicos recentes e áreas de investigação prioritária nos estudos de mercado de energia elétrica ...	90	Arnaud Lafonte	
Maria Teresa Fernandes Serra		A indústria da construção	211
Modelos de análise da demanda global de energia: uma descrição geral e avaliação	93	Almir Fernandes e Salomon Turnowski	
Jayme Porto Carreiro Filho, João Alberto Vieira Santos, Maria Teresa Fernandes Serra e Ruderico Ferraz Pimentel		A exportação de serviços pelas empresas do Setor Elétrico	218
		Sérgio S. G. Motta	

Prefácio

Uma visão dos problemas da vida pública e econômica brasileira

Com este número especial sobre o setor de energia elétrica, a *Revista do Serviço Público* dá início à publicação de uma seqüência de trabalhos que objetivam apresentar uma visão global das características básicas e dos problemas fundamentais de diversos setores e atividades da vida pública e econômica brasileira.

Através de artigos sucintos que, com linguagem simples, discutam os problemas essenciais de cada tema proposto, visamos atingir não apenas o público leigo em relação aos assuntos abordados, como também, dada a abrangência com que pretendemos tratar cada setor, o próprio pessoal desses setores.

Estes números contribuirão para democratizar a informação, oferecendo visões diferentes

quanto a problemas específicos dos setores, contribuindo, desta maneira, para formar opiniões competentes sobre questões básicas que afetam a vida brasileira, colaborando assim, certamente, para a tomada de decisões responsáveis. Isto se faz necessário sobretudo nesta fase de mudanças pela qual está passando o país.

Temos certeza de que este número sobre o setor elétrico atingirá seus objetivos, graças à **seriedade** com que trataram os temas os diversos articulistas **convidados**, **técnicos** de reconhecida competência em suas áreas, a quem manifestamos nossos agradecimentos.

Estendemos estes agradecimentos aos organizadores deste número especial, José Luiz Alquéres e Mozart Vitor Serra, responsáveis não só pela sua concepção e planejamento, como também pela escolha dos temas e cuidadosa preparação das ementas que permitiram a coordenação e o ajuste entre os diversos artigos. É importante mencionar que o plano de trabalho deste número foi elaborado em dezembro de 1984. Todos, autores e organizadores, executaram este trabalho de forma graciosa, sem qualquer prêmio, fora de suas horas normais de trabalho.

Hermano Machado Ferreira Lima
Diretor de Estudos e Pesquisas da
FUNCEP

Recursos energéticos para geração de energia elétrica

AKIO MIYAMOTO

Chefe do Departamento de Recursos Energéticos da ELETROBRÁS.

VERLANE MEDEIROS WANDERLEY

Adjunto da Chefia do Departamento de Recursos Energéticos da ELETROBRÁS.

LUIZ PEREIRA BARROSO

Chefe da Divisão de Energia do Departamento de Recursos Energéticos da ELETROBRÁS.

JAMES BOLIVAR LUNA DE AZEVEDO

Engenheiro da ELETROBRÁS.

ATILE ALBERTO MUNIZ

Engenheiro da ELETROBRÁS.

MADISON DELANO CAMPELO DA PAZ

Engenheiro da ELETROBRÁS.

A eletricidade pode ser produzida a partir de todas as fontes de energia conhecidas, cabendo a escolha desta fonte à consideração dos aspectos estratégicos, econômicos e ecológicos e de garantia de suprimento.

Atualmente, o parque gerador brasileiro é predominantemente hidrelétrico, representando cerca de 85% da capacidade instalada total. No sistema interligado das Regiões Sudeste e Sul a produção hidráulica é complementada pela geração termelétrica a carvão mineral e, no futuro, pela geração núcleo-elétrica; a participação dos derivados de petróleo fica restrita à operação de emergência ou, eventualmente, nos períodos de demanda máxima com vistas à melhoria da garantia de suprimento dos sistemas interligados Sudeste-Centro-Oeste-Sul e Norte-Nordeste. Nos sistemas isolados, há um grande número de localidades da

região amazônica ainda dependentes do petróleo, mas em fase de substituição por fontes renováveis.

O Quadro 1 contém a discriminação do total de recursos e reservas energéticas brasileiras, indicando-se como fonte renovável apenas a energia hidráulica por não serem disponíveis estimativas globais das demais fontes renováveis.

Em termos de expansão do sistema elétrico, por sua economicidade e característica renovável, o potencial hidráulico assume um papel de destaque em relação às demais fontes. Com efeito, a partir da equivalência energética, verifica-se que, para produzir a quantidade de energia firme hidrelétrica garantida anualmente com o seu potencial hidráulico, o País consumiria rapidamente os seus recursos não-renováveis, conforme mostrado no Quadro 2.

Dentre os recursos não-renováveis, a maior contribuição deverá corresponder

ao carvão mineral e ao urânio, inicialmente como complementação térmica ao parque hidrelétrico e elevando sua participação a longo prazo. A utilização do petróleo e seus derivados não é considerada para a expansão do parque gerador, pelo montante das suas reservas e a competitividade para outros fins. O gás natural e a turfa poderão ter alguma participação a mais longo prazo, condicionada à sua disponibilidade e objetivando soluções locais.

Existem ainda outras fontes renováveis e possíveis de utilização para produzir energia elétrica, entre as quais: a biomassa florestal, o bagaço de cana, a energia maremotriz, a energia eólica e solar, em fase de desenvolvimento tecnológico, além dos resíduos urbanos nas grandes cidades e dos resíduos agrícolas.

O aproveitamento dessas fontes terá um caráter complementar aos recursos hidráulicos, do carvão mineral e do urânio.

QUADRO 2

TEMPO DE ESGOTAMENTO DE RECURSOS NÃO-RENOVÁVEIS PARA GERAÇÃO ELÉTRICA

Fonte	Tempo Esgotamento (1)
Petróleo	11,4 meses
Gás Natural	3,3 meses
Óleo de Xisto	2,1 anos
Carvão Mineral	15,9 anos
Urânio	7,7 anos
Turfa	4,9 meses

(1) Utilização de 271×10^9 TEP/ano.

QUADRO 1

BRASIL RECURSOS E RESERVAS ENERGÉTICAS (Dezembro/83)

Fonte	Unidade	Total	Equivalência Energética em 10^6 TEP
Hidráulica	GW-ano	106,5	271/ano
Petróleo	10^6 m ³	297,9	258
Gás Natural	10^9 m ³	81,6	74
Óleo de Xisto	10^6 m ³	672,0	583
Carvão Mineral	10^9 t	22,8	4.300
Urânio	10^3 t U ₃ O ₈	301,4	2.100
Turfa	10^9 t	1,6	112

Fonte: Balanço Energético Nacional - BEN, 1984.

Seu uso estará voltado para suprimento localizado, em função de sua disponibilidade, desenvolvimento tecnológico e custos associados.

1. Recursos hidráulicos e potencial hidrelétrico

Desde a década de 60, principalmente, as bacias hidrográficas brasileiras têm sido estudadas e o conhecimento do potencial hidrelétrico nacional foi evoluindo gradativamente, tornando-se mais preciso à medida que foram feitos investimentos em estudos de escritório e de campo, que permitiram a obtenção de informações sobre as características físicas das bacias e a definição de partições de queda ao longo dos rios componentes dessas bacias.

Os estudos para avaliação do potencial hidrelétrico compreendem duas etapas:

a) Estimativa do Potencial Hidrelétrico (avaliação de escritório)

É a etapa dos estudos em que se procede à análise preliminar das características de bacias hidrográficas, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos e geológicos, no sentido de verificar sua vocação para geração de energia elétrica.

Essa análise, exclusivamente pautada nos dados disponíveis, é feita em escritório e permite a primeira estimativa do potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas, levando ainda à primeira estimativa do custo do seu aproveitamento e à definição de prioridades, prazos e custos dos estudos da etapa seguinte.

Em geral, o nível de informação permite estabelecer uma divisão preliminar

de quedas e individualizar os possíveis locais de aproveitamento. Os trechos remanescentes dos rios e bacias são avaliados globalmente.

A estimativa obtida nesta fase, conforme análises procedidas para diversos casos estudados, conduz a valores conservadores.

b) Inventário Hidrelétrico

É a etapa em que se determina com toda a precisão o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica e se estabelece a melhor divisão da queda, mediante a identificação dos aproveitamentos que, no conjunto, propiciem um máximo de energia ao menor custo e com o mínimo de efeitos sobre o meio-ambiente.

Nos estudos de inventário, os dados existentes utilizados na etapa anterior são complementados através de levantamentos topográficos, geológicos e geo-

técnicos, hidrometeorológicos, sócio-econômicos e ambientais da bacia hidrográfica.

Visando a conduzir a soluções homogêneas e comparáveis entre si e que possibilitem, de forma direta, as análises correspondentes à programação e ao planejamento da expansão dos sistemas elétricos nacionais, os estudos de inventário são desenvolvidos através de normas específicas já consolidadas em Manual pelo Setor Elétrico.

O potencial é avaliado em termos de energia firme, que corresponde à produção máxima contínua de energia, na hipótese de repetição futura das ocorrências hidrológicas mais críticas registradas e possível de ser obtida técnica e economicamente nas condições atuais de tecnologia.

Atualmente, o potencial hidrelétrico brasileiro corresponde a 106.570 MW-

QUADRO 3

RECURSOS HIDRÁULICOS, POR REGIÃO E BACIA, SEGUNDO A SITUAÇÃO-ENERGIA FIRME BRASIL 1980

Região	Bacia	Inventariado	Estimado		Total
			Individualizado	Remanescente	
NORTE— CO		22.921	21.181	5.267	49.369
	Amazonas	12.143	19.481	4.539	36.163
	— margem esquerda	2.573	3.199	1.998	7.770
	— margem direita	9.570	16.282	2.541	28.393
	Xingu	9.500	66	888	10.454
	Tapajós	—	8.582	1.028	9.610
	Madeira	60	7.495	615	8.170
	Demais	10	139	10	159
	Tocantins	10.768	1.295	597	12.660
	Atlântico Norte	10	350	125	485
	Atlântico NE	—	55	6	61
NE		6.955	348	—	7.303
	Atlântico NE	217	164	—	381
	S. Francisco Atlântico Leste	6.420	132	—	6.552
		318	52	—	370
SE — CO		19.109	3.987	2.388	25.484
	S. Francisco Atlântico Leste	1.227	810	561	2.598
	Paraná Atlântico SE	4.237	1.378	671	6.286
		13.044	1.699	1.087	15.830
		601	100	69	770
SUL		17.485	4.548	2.381	24.414
	Paraná Atlântico SE	10.713	1.222	1.265	13.200
	Uruguei	5.908	1.219	149	7.276
		864	2.107	967	3.938
TOTAL		66.470	30.064	10.036	106.570

Fonte: DEEN/DPE — ELETROBRÁS.
(1) 1 MW ano = 8760 MWh

ano de energia firme, dos quais 66.470 MW-ano inventariados (inclusive a parcela já aproveitada, programada ou em construção que é de cerca de 24.000 MW-ano). Os restantes 40.100 MW-ano correspondem ao potencial estimado, dos quais 30.064 MW referentes a aproveitamentos individualizados e 10.036 MW-ano para o potencial remanescente, ou seja, sem individualização dos aproveitamentos.

Em termos de distribuição regional, quase metade deste potencial está nas regiões Norte/Centro-Oeste; o Nordeste possui cerca de 7% e o restante está dividido, praticamente, na mesma proporção entre Sul e Sudeste/Centro-Oeste.

O Quadro 3 indica o potencial hidrelétrico brasileiro em energia firme MW-ano, com especificação por região e por nível de conhecimento.

2. Recursos de carvão mineral e potencial termelétrico a carvão

As principais reservas brasileiras de carvão mineral de interesse comercial encontram-se na Região Sul do país, estendendo-se por uma faixa de sedimentos distribuída pelos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.

As reservas são expressas em seu estado natural (*in situ*) e diferenciadas de acordo com o seu grau de confiabilidade em medidas indicadas e inferidas, definidas pelo DNPM/CPRM da seguinte forma:

- Reserva Medida é a reserva contígua aos furos de sondagem num raio de 400 metros, cuja área influenciada é de 0,50 km².

- Reserva Indicada é a reserva extensa à reserva medida, num raio de 1.200 metros, cuja área influenciada corresponde a uma coroa circular de área 4,02 km², excluindo a reserva medida.

- Reserva Inferida é a reserva situada além da reserva indicada até uma distância máxima de 4.800 metros dos furos de sondagem.

A avaliação das reservas efetivamente lavráveis depende do conhecimento da geologia que detalhe nas áreas onde ocorrem os depósitos carboníferos (descontinuidades das camadas de carvão, falhamento, intrusões de diques de diabásio) e da recuperação obtida na mineração, em função do método de lavra empregado.

Os trabalhos de prospecção realizadas pelo DNPM/CPRM vêm ampliando o valor das reservas geológicas de carvão

FIGURA 1



RESERVAS DE CARVÃO MINERAL - 10⁶ t

ESTADO	MEDIDA	IND+INF	TOTAL
RS	1.789	18.972	20.761
SC	569	1.347	1.916
PR	31	78	109
SP	2	8	10
TOTAL	2.391	20.405	22.796

Fonte: DNPM 1983

conhecidas, que passaram de 2,7 x 10⁹ t, em 1970 para 22,8 x 10⁹ t, em 1983, compreendendo: 2,4 x 10⁹ t de reservas medidas, 4,5 x 10⁹ t reservas indicadas e 15,9 x 10⁹ t de reservas inferidas. A localização e distribuição entre os Estados da Região Sul estão mostradas na Figura 1.

Excluindo-se a fração metalúrgica contida na Camada Barro Branco, em Santa Catarina, e admitindo-se uma recuperação média de 50% das jazidas, o total de carvão útil é de 11,2 x 10⁹ t. A utilização desse carvão permitiria uma

capacidade instalável em usinas termelétricas da ordem de 70.000 MW para uma vida útil de 30 anos e um fator de capacidade médio de 60%.

Em termos de utilização, entretanto, o carvão nacional tem grandes possibilidades na substituição de óleo combustível para geração de calor ou vapor industrial, via queima direta ou gaseificação. A parcela a ser destinada à geração elétrica dependerá desses novos usos do carvão, podendo dar-se, inclusive, mediante programas integrados de utilização conjunta de carvão.

O consumo de óleo combustível do País alcançou em 1983 cerca de 11 milhões de toneladas. Para substituir totalmente esse óleo por carvão seriam necessários 28 milhões de toneladas de carvão energético com um poder calorífico médio de 4.000 kcal/kg. Assim, apenas a terça-parte das reservas calculadas de carvão útil permitiria a substituição do atual nível de consumo de óleo combustível por mais de 100 anos.

Dessa forma, caso os dois terços restantes da reserva de carvão útil sejam destinados à termelétricidade, poderiam ser produzidos 28.500 MW-ano de energia durante 30 anos, correspondentes a uma capacidade instalável de 48.000 MW.

3. Recursos de urânio e capacidade instalável em usinas nucleares

No início da década de 70, as reservas brasileiras de urânio começaram a sofrer significativo incremento, devido à intensificação do programa de pesquisa e prospecção do minério. Com isso, no final da década de 70, o país passou a assumir posição de destaque entre os demais países possuidores de urânio, com reservas medidas nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste.

Normalmente é baixa a concentração do minério de urânio em cada jazida (1.500 e 2.000 p.p.m.), impossibilitando economicamente o seu beneficiamento (obtenção de U_3O_8 com alto grau de pureza) em locais distantes da ocorrência, uma vez que a quantidade de material a ser transportado seria muito grande.

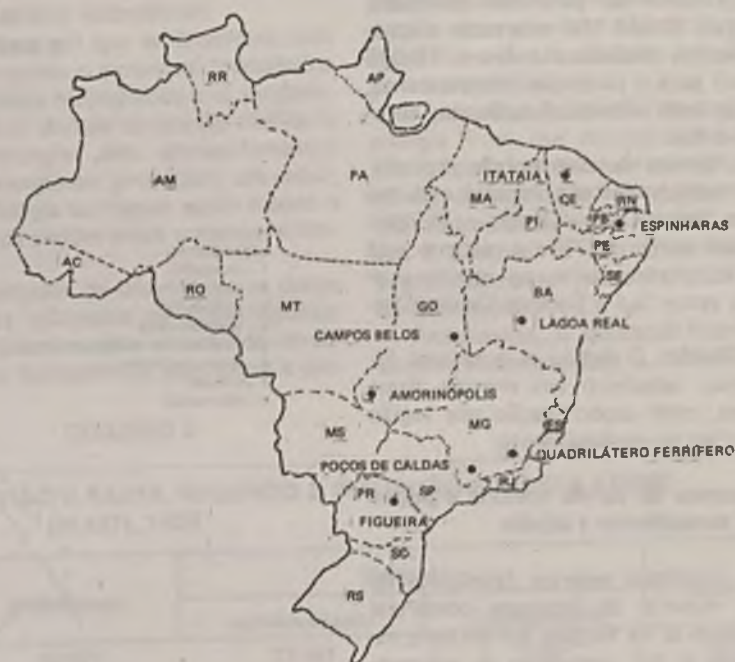
O elemento urânio vem sempre associado a outro elemento, que pode, ou não, ter valor econômico. No caso brasileiro, por exemplo, em Poços de Caldas, o urânio está associado ao molibdênio e zircônio; em Itataia, ao fosfato e, em Figueira, ao carvão e ao molibdênio. Cada tipo de associação condiciona o processo de beneficiamento que, portanto, pode variar de reserva para reserva.

A estimativa da NUCLEBRÁS para dezembro/1983 indica reservas no total de 301.490 toneladas de U_3O_8 , compreendendo 192.540 t de reservas medidas e indicadas e 108.950 t de reservas inferidas. A localização geográfica aproximadamente das principais ocorrências, bem como as quantidades em nível de jazidas, encontram-se na Figura 2.

Considerando as características operacionais de usinas nucleares PWR e os parâmetros de gerência externa do ciclo do combustível, o consumo específico

FIGURA 2

BRASIL – URÂNIO NATURAL – Reservas e Localização



JAZIDAS	Reservas em t de U_3O_8		
	Medidas Indicadas	Inferidas	Total
NUCLEBRÁS			
Planalto de Poços de Caldas/MG	20.000	6.800	26.800
Figueira/PR	7.000	1.000	8.000
Quadrilátero Ferrífero/MG	5.000	10.000	15.000
Amarinópolis/GO	2.000	3.000	5.000
Campos Belos/GO	500	500	1.000
Itataia/CE	91.200	51.300	142.500
Lagoa Real/BA	61.840	31.350	93.190
Subtotal NUCLAM	187.540	103.950	291.490
Espinharas/PB	5.000	5.000	10.000
Subtotal	5.000	5.000	10.000
Total Geral (NUCLEBRÁS e NUCLAM)	192.540	108.950	301.490

Fonte: NUCLEBRÁS 1983

de uma unidade de 1.300 MW é de $2,65 \times 10^{-5}$ t de U_3O_8 por MWh produzido de energia elétrica.

Supondo-se uma recuperação de 65% na exploração das jazidas, as reservas atuais de urânio permitem a instalação de 30 unidades PWR de 1.300 MW, totalizando 39.000 MW instaláveis, operando durante 30 anos de vida útil com um fator de capacidade de 70%.

Caso seja admitida a existência de reprocessamento do combustível irradiado, permitindo a recuperação do urânio e plutônio residuais e sua reciclagem nos

reatores PWR, seria possível uma economia de cerca de 25% na utilização das reservas de urânio. Com essa hipótese, as reservas brasileiras, possibilitariam a instalação de 37 usinas PWR de 1.300 MW, mais um reator de 650 MW, totalizando uma capacidade instalável de 48.750 MW.

4. Outras fontes renováveis para energia elétrica

4.1 Biomassa Florestal

A principal forma de utilização de biomassa florestal como fonte primária para geração de eletricidade é a queima

direta em usinas termelétricas convencionais. O baixo poder calorífico da madeira, no entanto, faz com que o seu consumo específico seja alto em instalações desse tipo, exigindo, portanto, o manuseio de quantidades consideráveis de biomassa e enorme infra-estrutura de exploração florestal, transporte e beneficiamento de madeira mesmo para unidades de pequeno porte.

Uma unidade de 50 MW de capacidade instalada com um rendimento global de 28% consumiria 1.450 toneladas/dia de madeira com 35% de umidade e poder calorífico inferior de 2.526 kcal/kg. A exploração florestal necessária é da ordem de 20 ha/dia de floresta nativa (densidade de 130 m³/ha) ou de 29 ha/dia no caso de floresta planejada (densidade de 90m³/ha).

Com relação às florestas nativas, o Brasil possui uma das maiores áreas florestais do mundo. A Amazônia legal, por exemplo, possuindo uma área de 500 x 10⁶ ha, permite estimar, conservadoramente, um volume de cerca de 42,2 x 10⁹ m³ de madeira. Para a região Sudeste e Sul, estima-se um volume de 4,0 x 10⁹ m³ de madeira.

Essas estimativas referem-se aos recursos existentes, pois o seu aproveitamento para qualquer uso exigiria levar em consideração a legislação florestal, áreas de conservação permanente, acessibilidade e as imposições de ordem ecológica.

Com relação ao potencial de reflorestamento (florestas planejadas) este tem ocorrido nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste. No Nordeste, apenas a Bahia conta com área significativa de reflorestamento. A área total reflorestada no Brasil é da ordem de 5,0 x 10⁶ ha. O potencial de madeira estimado é da ordem de 467 x 10⁶ m³.

Uma possibilidade de madeira para termelétricidade é o caso da biomassa florestal das áreas a serem inundadas pelos reservatórios de usinas hidrelétricas da região amazônica. Neste caso, associado à geração térmica, há o benefício da limpeza da área do reservatório, necessária para evitar problemas ambientais e relacionadas com a operação e manutenção das usinas hidrelétricas. São contempladas no Plano 2000 a construção de nove usinas para a Região Norte e que inundarão uma área de aproximadamente 1,3 x 10⁶ ha com um potencial de madeira equivalente a 160 x 10⁶ m³, permitindo a instalação de cerca de 660 MW em usinas a lenha.

Outra possibilidade é a utilização da madeira como fonte primária na geração

elétrica, substituindo derivados de petróleo (óleo diesel) em cerca de 200 sistemas eletricamente isolados da Região Norte. Neste caso, seriam feitas adaptações de unidades diesel-elétricas para alimentação por gasogênios a lenha ou carvão vegetal, ou seriam construídas instalações de pequenas centrais térmicas a vapor.

4.2 Bagaço de Cana

O bagaço de cana é consumido para geração de vapor e energia elétrica, normalmente em sistemas de cogeração (produção conjunta), nas usinas de cana-de-açúcar e destilarias de álcool.

A partir de 1979, com a elevação dos preços do petróleo e a necessidade de sua substituição, associado ao Plano Nacional do Álcool, começaram a ser examinadas as possibilidades de uso do bagaço de cana em diversos setores industriais.

O aumento expressivo da produção de cana-de-açúcar e os novos projetos industriais, principalmente de destilarias autônomas, começaram a criar cada vez mais excedentes de bagaço, ampliando as possibilidades de seu uso como combustível em aplicações na indústria.

O estudo "Aproveitamento Energético dos Resíduos da Agro-Indústria da Cana-de-Açúcar - MME/ELETOBRÁS, 1983" - apresenta uma estimativa do potencial de excedentes de bagaço de cana.

A partir de hipóteses quanto à previsão de safras e do consumo nas próprias usinas ou destilarias, as estimativas conduzem a um potencial de bagaço de cana excedente, evoluindo na faixa de 3,0 a 4,8 milhões de toneladas para as safras de 1983/84 a 1985/86, com 50% de umidade e poder calorífico inferior de 1.777 kcal/kg. Desse potencial, mais da metade está concentrada na Região Sudeste, enquanto o Nordeste e o Centro-Oeste deverão concentrar cerca de 20% cada.

Como referência, pode ser mencionado que a utilização de uma disponibilidade anual de 4,0 x 10⁶ t de bagaço de cana permitiria a geração de eletricidade da ordem de 230 MW-ano.

4.3. Maremotriz

A ELETOBRÁS patrocinou um estudo de pré-inventário das possibilidades de geração maremotriz, compreendendo a costa dos Estados do Maranhão e Pará e do Território Federal do Amapá.

Foram selecionados 42 sítios com potencial superior a 60 MW e área do reservatório acima de 15 km². Os resulta-

dos, mediante estimativa conservadora, acusaram uma potência total instalável de 27.000 MW e produção anual de energia de 8.200 MW-ano.

Posteriormente, foram escolhidos e estudados com maior profundidade 12 desses sítios para os quais a potência instalável é de 16.900 MW com uma produção anual de energia de 5.250 MW-ano.

4.4 Resíduos Agrícola e Urbano, Eólico e Solar

Não existem estimativas globais da possível contribuição energética dessas fontes.

O potencial de uso dos resíduos agrícolas através de biodigestores seria na zona rural onde poderiam ser utilizados como opção para acelerar o suprimento de energia destas áreas.

Um dos rejeitos da sociedade industrial que tem encontrado aplicação na produção de eletricidade é o lixo urbano. Em cidades de grande porte, os problemas de degradação do meio-ambiente com o armazenamento e a disposição final do lixo podem ter custos tais que viabilizem a aplicação desse rejeito para geração elétrica.

A energia eólica/solar deverá ter um grande potencial em equipamentos de pequena potência para gerar energia elétrica em sistemas do tipo estação repetidora de microondas, centrais remotas de comunicações, equipamento de meteorologia e telemetria, sinais de navegação, pequenas ilhas e povoados e até mesmo bombeamento de água e usos rurais. Seu uso mais intenso vai depender da evolução tecnológica.

A energia solar especificamente deverá ter também um potencial de uso para fins de aquecimento de água, substituindo o aquecimento elétrico e o aquecimento a derivados de petróleo.

BIBLIOGRAFIA

1. O Potencial Hidrelétrico do Brasil - Eletrobrás, Maurício Schulman - 1980
2. Plano de Atendimento aos Requisitos do Mercado de Energia Elétrica até o Ano 2000 - Plano 2000 - ELETOBRÁS - 1981
3. Política e Planejamento do Setor de Energia Elétrica no Brasil - ELETOBRÁS, Diretoria de Planejamento e Engenharia - 1982
4. Balanço Energético Nacional - MME - Secretaria Geral - 1984
5. Boletim de Planejamento - ELETOBRÁS - Diretoria de Planejamento e Engenharia - 1984
6. Perspectivas Futuras da Produção e da Utilização da Energia Elétrica - ELETOBRÁS, Antonio Carlos Tatit Holtz

Panorama da oferta de energia elétrica

ALTINO VENTURA FILHO

Chefe do Departamento de Geração da ELETROBRÁS. Engenheiro eletricitista pela Escola de Engenharia da Universidade de Pernambuco, com pós-graduação na Universidade de São Paulo e na Universidade do Rio de Janeiro, foi engenheiro do Departamento de Energia da Sudene e chefe da Divisão de Planejamento da Geração da ELETROBRÁS.

As principais características que distinguem o sistema gerador de energia elétrica brasileira são as seguintes:

a) sistema de grande porte, predominantemente hidrelétrico, que ainda dispõe de significativo potencial para sua evolução.

De fato, no final de 1984, a capacidade instalada nas concessionárias e autoprodutores no país alcançou 41.662 MW, dos quais 85% correspondem a usinas hidrelétricas. A produção bruta, em 1984, ultrapassou 170 TWh, com uma participação hidrelétrica de 94%.

A capacidade hidrelétrica instalada corresponde ao aproveitamento de aproximadamente 16% do instalável no país;

b) grandes distâncias entre as usinas geradoras e os principais centros de carga.

O potencial hidrelétrico das bacias hidrográficas mais próximas aos principais centros de carga está paulatinamente se esgotando em função das crescentes necessidades de energia.

Dessa forma, tem-se que recorrer progressivamente à energia proveniente de bacias mais distantes. A longo prazo, esta característica deverá se acentuar, com o aproveitamento do potencial hidrelétrico da região Norte para atendimento aos mercados das regiões Nordeste e Sudeste, envolvendo distâncias da ordem de 2.500 km, entre as usinas geradoras e os principais centros de carga.

c) grande volume de armazenamento nos reservatórios, que permite a regularização plurianual, normalmente de 4 a 5 anos.

A disponibilidade de geração de energia elétrica do sistema brasileiro, predominantemente hidrelétrico, está direta-

mente ligada à disponibilidade de água nas usinas, resultante das vazões naturais dos rios e da utilização do armazenamento dos reservatórios.

A hidraulicidade da maioria das bacias hidrográficas brasileiras caracteriza-se pela existência de seqüências de anos secos, consecutivos, onde as vazões naturais apresentam-se inferiores à média. Como conseqüência, desde o seu início, os sistemas elétricos no Brasil foram concebidos com aproveitamentos hidrelétricos com reservatórios de capacidade de regularização plurianual, de modo a garantir a produção de energia de forma contínua, através do armazenamento da água, nos anos de vazões favoráveis, para sua utilização nos períodos secos.

Os reservatórios permitem armazenar conjuntamente uma quantidade de água suficiente para produzir a energia afluyente média durante cerca de 6 meses.

Parque Energético Instalado e em Implantação

a) Parque Energético Instalado

O Quadro 1 a seguir apresenta a capacidade instalada no Brasil, desmembrada por tipo de usina e por região geográfica

Na Região Sul está incluído o total instalado na UHE Itaipu em 31/12/84, $2 \times 700 = 1.400$ MW, usina de propriedade conjunta do Brasil e Paraguai.

Em termos de Brasil, a capacidade instalada em usinas térmicas, por tipo de combustível utilizado, está apresentada no Quadro 2.

A capacidade instalada nos autoprodutores alcança 3.169 MW (7,6% do total no País), sendo predominantemente térmica 2.547 MW (80,4% do total instalado em autoprodutores).

Como se verifica e conforme já referido anteriormente, a participação hidrelétrica na capacidade instalada é de 85%.

Com relação às usinas térmicas, estavam em operação, até o final de 1984, somente unidades convencionais, utilizando como combustível o carvão, derivados de petróleo (óleo diesel e óleo combustível) e outros (bagaço de cana, lenha, carvão vegetal, etc.). A usina nuclear Angra I de 675 MW encontrava-se, no final de 1984, em teste operacional.

As unidades térmicas a carvão estão localizadas na Região Sul, sendo a maior parcela em Santa Catarina (Jorge Lacerda - 482 MW) e no Rio Grande do Sul (Candiota - 132 MW).

QUADRO 1

BRASIL

CAPACIDADE INSTALADA EM 31/12/84 * CONCESSIONÁRIAS E AUTOPRODUTORES

REGIÃO	Hidro	Térmica	Total
Norte	719	1.033	1.752
Nordeste	5.669	1.048	6.717
Sudeste	21.514	2.664	24.178
Sul	7.080	1.197	8.277
Centro-Oeste	542	196	738
Total	35.524	6.138	41.662

(*) Em MW

QUADRO 2

BRASIL

CAPACIDADE INSTALADA TÉRMICA EM 31/12/84 (*)

Diesel	Combustível	Carvão	Outros	Total
1.617	2.387	788	1.347	6.138

(*) Em MW.

As unidades térmicas a derivados de petróleo dos dois sistemas interligados do País — Sudeste/Centro-Oeste/Sul e Norte (Sistema Tucuruí)/Nordeste compõem a reserva do sistema, sendo sua operação programada apenas para as condições de baixa hidráulidade nas usinas hidrelétricas ou em condições de emergência no sistema de transmissão.

As unidades térmicas a derivados de petróleo dos sistemas isolados estão localizadas, quase que na sua totalidade, nas Regiões Norte e Centro-Oeste e constituem-se na atual fonte de geração de energia elétrica nestes sistemas, sendo o óleo diesel o combustível mais usado. Existem algumas poucas usinas hidrelétricas nestes sistemas, como, por exemplo, a UHE Coaracy Nunes, no Amapá, e a UHE Curuá-Una, no Pará.

No que concerne à produção de energia elétrica, as concessionárias e autoprodutores conjuntamente alcançaram o valor bruto de $176,5 \times 10^3$ GWh em 1984 no país, dos quais 94% de origem hidrelétrica. Esta participação da geração hidrelétrica, no total, é superior à da capacidade hidrelétrica instalada (85% do total), devido ao fato de se fazer um uso mais intenso das usinas hidrelétricas, aproveitando hidrologias favoráveis e, conseqüentemente, economizando combustível.

A parcela de geração térmica — 10.300 GWh, 6% do total de 1984 — desmembrada por tipo de combustível utilizado apresentou, em 1984, a seguinte estrutura: carvão — 28%; óleo combustível — 25%; óleo diesel — 11% e outros (lenha, carvão vegetal, bagaço de cana, etc.) — 36%.

O consumo de derivados de petróleo para produção de energia elétrica no Brasil, em 1984, alcançou cerca de 690.000 toneladas de óleo combustível e 420.000×10^3 l de óleo diesel; aproximadamente, 50% deste consumo de derivados de petróleo foi na Região Norte, cujo mercado de energia elétrica, em 1984, foi de apenas 2% do total do País.

b) Parque Energético em Implantação

Das principais usinas em construção, complementação ou ampliação e em estudo para implantação até 1995, destacam-se, pelo porte, as seguintes hidrelétricas acima de 1.000 MW: Itaipu (Binacional, Brasil/Paraguai — 12.600 MW), Tucuruí (7.260 MW), Xingó (5.000 MW), Itaparica (2.500 MW), Ilha Grande (2.000 MW), Porto Primavera (1.800 MW), Itá (1.500 MW), Segredo (1.260

MW), Machadinho (1.200 MW) e Serra de Mesa (1.200 MW). Destas usinas, apenas duas já estavam com as primeiras unidades em operação no final de 1984: Itaipu (2 x 700 MW) e Tucuruí (2 x 330 MW).

O programa de usinas térmicas consta das unidades nucleares de Angra I, II e III (3.307 MW), das unidades a carvão Jorge Lacerda IV (350 MW), Candiota III (335 MW) e Jacuí (350 MW) e das unidades a lenha de Balbina (50 MW).

Este programa de expansão permitirá que o País alcance, sem computar os acréscimos dos autoprodutores, uma capacidade instalada de aproximadamente 62.000 MW em 1990 e cerca de 81.000 MW em 1995, mantendo-se a participação hidrelétrica, nesta capacidade instalada, em torno de 85%. Desta forma alcançar-se-ia em 1995, um aproveitamento de cerca de 33% da capacidade hidrelétrica instalável no Brasil.

Domínio da Tecnologia da Geração/ Capacidade de Fabricação

A implantação da capacidade instalada de quase 42.000 MW permitiu ao Brasil desenvolver e consolidar a tecnologia da geração de energia elétrica, nas suas diferentes fases e/ou setores: estudos e projetos, indústria de equipamentos, construção e montagem, operação e manutenção e gerenciamento dos empreendimentos. De fato, no que concerne aos serviços de engenharia de construção de usinas geradoras, bem como os estudos e projetos necessários, à implantação do programa de geração, as empresas de consultoria existentes no País estão devidamente preparadas, quantitativa e qualitativamente. As concessionárias de energia elétrica, por outro lado, dispõem, nos seus quadros, de pessoal capacitado para a execução de parte desses serviços de engenharia e para gerenciá-los.

Quanto à construção propriamente dita, o Brasil dispõe hoje de um número adequado de construtores e montadoras aptas à execução de empreendimentos de qualquer porte, tanto na área de hidrelétricas quanto na de termelétricas.

Quanto à fabricação de equipamentos, em função do crescimento do mercado de energia elétrica e do programa de expansão nos últimos 15/20 anos, que demandou bens de capital de elevado conteúdo tecnológico, foram instaladas no Brasil diversas fábricas, com aporte de capitais nacionais, privados e

governamentais, complementado por investimentos estrangeiros.

A indústria nacional encontra-se estruturada segundo diferentes estágios, podendo ser considerada como bastante moderna, com fábricas bem montadas e, em geral, equipadas com maquinarias de modelos recentes. Está, qualitativa e quantitativamente, em condições de fornecer toda a gama de equipamentos, componentes e materiais necessários às instalações de geração programadas pelo Setor Elétrico, sendo registradas exceções no que tange às usinas termelétricas.

Além disso, um conjunto de fábricas de máquinas-ferramentas, capazes de gerar a produção de novas máquinas, completa o ciclo de reequipamento da indústria nacional.

Torna-se oportuno registrar que existe dependência externa quanto a alguns importantes componentes, matérias-primas e insumos, como vernizes, esmaltes, resinas, etc., que devido ao nível de consumo continuarão a constar da pauta de importações por algum tempo, na medida em que estes produtos são produzidos internacionalmente por fabricantes tradicionais, capazes de atender à demanda mundial.

Vale mencionar a fabricação dos equipamentos para a hidrelétrica de Itaipu, por diversos fabricantes locais, tendo sido alcançado um índice de nacionalização de 85% nas turbinas hidráulicas e nos hidrogeradores desta usina, os mais potentes já fabricados no mundo.

Quanto às usinas termelétricas, a estrutura industrial apresenta carências em diversos aspectos, particularmente no que concerne ao manuseio e tratamento do carvão e outros combustíveis, tais como madeira, bagaço de cana e a turfa, e à fabricação de turbogeradores de porte superior a 150 MW.

A atual capacidade de fabricação dos equipamentos é suficiente para atender o mercado interno, havendo na realidade uma margem razoável para exportação. Como exemplo, pode-se citar a capacidade de fabricação de turbinas e hidrogeradores de 9.700 MW/ano e 8.900 MVA/ano respectivamente (valores de 1982), enquanto que o programa de expansão da geração no País é, em média, de cerca de 3.200 MW/ano no período 1985/95, o que resulta numa ocupação média de cerca de 33%.

Finalmente, vale a pena destacar, como apoio ao desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, o papel desempenhado pelo Centro de Pesquisas de Ener-

gia Elétrica — CEPEL, criado pela ELETROBRÁS em 1974 por orientação do Ministério das Minas e Energia. Dotado de recursos humanos altamente qualificados e de instalações de ensaios e testes comparáveis às mais conceituadas entidades congêneres internacionais, o CEPEL apresenta-se, hoje, como o instrumento mais adequado de apoio tecnológico ao setor. Suas instalações, distribuídas entre o Laboratório de Sistemas Elétricos — LSE e o Laboratório de Equipamentos Elétricos — LEE, permitem a realização de praticamente todos os estudos, ensaios experimentais e testes necessários ao desenvolvimento da tecnologia aplicável ao setor em futuro previsível.

BIBLIOGRAFIA

- Plano de Suprimento aos Requisitos de Energia Elétrica até o ano 2000, março/1982.
- Política e Planejamento do Setor de Energia Elétrica no Brasil — Antônio Carlos Tatit Holtz/ELETROBRÁS, agosto/82.
- ELETROBRÁS — Relatório Anual — 1983.
- Siese — Boletim Trimestral — out/nov/dez — Síntese Anual — 1984
- MME/DNAEE — Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade — Eletrotermia/Política — Módulo 4 — 1984.

História da implantação de um aproveitamento hidráulico

ALBERTO JABOUR

Assistente-Executivo da Diretoria de Engenharia e Construção das Centrais Elétricas do Sul — ELETROSUL. Engenheiro civil pela Universidade Federal do Paraná, foi chefe da Divisão de Programação e Custos, do Departamento de Construção e Geração e do Departamento Salto Santiago da ELETROSUL. Foi também assessor especial da Ilha Grande/ELETROSUL.

Quando uma hidrelétrica começa a gerar energia, o país cresce. Mais usinas, quando postas a funcionar, produzem o mesmo resultado: cada vez mais, afastam o risco de cortes de eletricidade, garantindo que milhões de pessoas possam se utilizar dessa forma não poluente, barata e renovável de energia.

O Brasil precisa de mais energia elétrica para melhorar a qualidade de vida da população. Mais energia significa também a criação de empregos e aumento de nível de conforto em nossos lares.

É tarefa do Governo organizar o crescimento econômico. E é como propulsor desse crescimento que o sistema elétrico é planejado para atender o contínuo aumento de consumo.

O preço a ser pago pela energia assim fornecida deve ser justo. Os debates sobre a política tarifária, ora renovados, conduzirão certamente ao estabelecimento de critérios que melhor atendam os anseios nacionais.

A tarifa de energia elétrica busca refletir os investimentos e custos de operação da rede de distribuição que alimenta o consumidor, do sistema de transmissão que liga essa rede à usina e da própria usina. E é desta que falaremos a seguir.

Trabalhos Iniciais

Cada obra é um novo desafio. Entre a idéia e a realidade é preciso muita rocha, muito concreto, muito aço, muita tecnologia, muita criatividade, muita gente, num trabalho de equipe longo e diversificado, até que se consiga tirar de um rio a energia que ele tem.

Tudo começa num escritório, numa prancheta. Um grupo estuda uma bacia

hidrográfica. Avalia seu potencial, os locais mais interessantes, os custos envolvidos, concentra seu trabalho nas áreas mais promissoras.

É uma fase de muita pesquisa bibliográfica e também de estudos do local, com equipes de topógrafos e geólogos, com vôos de reconhecimento e para obtenção de aerofotos; de trabalhos de medições das vazões nas enchentes e vazantes e do levantamento das seções mais importantes do rio; de estudos meteorológicos; das avaliações energéticas e impactos sócio-econômicos e ambientais.

Vai-se definindo então qual a melhor forma de dividir em degraus a declividade natural do rio, a cada degrau correspondendo uma usina. É a chamada divisão de quedas: como extrair o máximo de benefícios energéticos, ao mínimo custo, provocando o menor impacto negativo possível na área de implantação.

Para cada usina são formuladas várias alternativas de arranjo geral das estruturas que a compõem: onde situar a barragem, o descarregador de cheias, as estruturas para tomada d'água, casa de máquinas, subestação. Como desviar o rio de seu curso natural para permitir a construção dessas obras; em quanto tempo se faz tudo isso e quanto irá custar fazê-lo dessa maneira; qual a infraestrutura de apoio local e os acessos necessários de que a região não dispõe.

Descartar o mais cedo possível os locais menos promissores é garantir concentração de recurso — escassos por princípio — aos locais mais favorecidos, permitindo convergência mais rápida dos resultados.

Essa etapa é chamada de Estudo de Inventário. Quando se decide quais os projetos que serão levados avante, dentre todos os locais pesquisados, passamos ao chamado Estudo de Viabilidade. Tanto o Inventário quanto a Viabilidade seguem um roteiro que pode ser assim resumido:

a) Estudos Preliminares

É feita a identificação de locais aproveitáveis, após coleta e análise dos dados disponíveis. Formulam-se, a partir daí, alternativas de divisão de queda, en-

quanto, nos locais escolhidos, são desenvolvidos trabalhos de topografia, hidrologia, geologia e geotécnica, sócio-econômicos e ambientais. Estuda-se também as alternativas de usos e aproveitamentos: irrigação, abastecimento d'água, combate à erosão, transporte fluvial, etc.

Após o dimensionamento prévio dos aproveitamentos, são feitas as estimativas de custo, que permitam comparar e selecionar as alternativas mais convenientes.

b) Estudos Finais

Para os locais assim selecionados, executamos as investigações e estudos complementares com maior nível de profundidade. São dimensionados de forma mais detalhada as obras e equipamentos, estabelecendo-se estimativas mais acuradas do potencial de usos e os custos correspondentes. É possível, então, uma comparação final entre alternativas e a seleção da mais atraente. Um Relatório Final reúne todas essas informações.

Estará assim concluída a etapa de viabilidade que definiu o aproveitamento, detalhando o arranjo otimizado da usina e os tipos de estrutura que a compõem: a barragem (de terra, de rocha, de concreto ou uma combinação desses materiais); a adução da água do reservatório até às turbinas (com ou sem canal, condutos forçados, túneis); o descarregador de cheias; a casa de força (sub-



FIGURA 1: Aproveitamento hidrelétrico com preservação da natureza.

terrânea ou céu aberto e, neste caso, se abrigada ou semi-abrigada), etc. Estará recomendando também o equipamento mais adequado com escolha do tipo de turbina, gerador, comportas, pontes e pórticos rolantes, transformadores, etc.

Nesta época, já teremos determinado o prazo necessário para implantação da usina hidrelétrica, que gira em torno de sete anos: um ano para Projeto Básico, um ano para contratação do empreitei-

ro principal e sua mobilização e cinco anos para construção até o início de geração. Sua potência final estará determinada e seu orçamento total já estabelecido.

A Hora das Decisões

As áreas de Planejamento, por meio de avaliações do crescimento do mercado de energia elétrica, produzem indicadores dos déficits futuros. A união dos trabalhos destas áreas com aqueles das áreas de engenharia desenvolvidos até aqui faz surgir os planos de expansão das instalações, ou seja, a ordenação das usinas ao longo do tempo, de modo a cobrir os déficits apontados, com os menores custos.

Uma vez abastecida essa ordem de prioridades, vai-se ter uma visão global dos recursos necessários ao setor, para não colocar em risco o fornecimento de energia ao país.

Atingimos assim um momento importante na vida de nosso empreendimento: o da decisão da oportunidade de sua implantação. Os recursos necessários virão de financiamentos especiais, compatíveis com suas características próprias: alta velocidade de desembolso para aplicação, um certo período de carência e longo prazo de pagamento (retorno), compatíveis com a natureza do investimento.

As fontes desses financiamentos — geralmente bancos e agências de desen-



FIGURA 2: O início do acampamento

volvimento — costumam exigir acordos a níveis de governo para conceder os empréstimos necessários.

Fecha-se assim o circuito de decisão, com os governos reconhecendo como suas as prioridades do Setor Elétrico.

A Construção

Estamos aqui no início do período de sete anos indicados nos Estudos de Viabilidade: a usina hidrelétrica já tem suas características principais definidas.

Vamos agora selecionar a empresa projetista para nos auxiliar na montagem do chamado Projeto Básico, que deve tomar o primeiro ano deste período.

O Projeto Básico compreende uma revisão dos estudos anteriores para ajustá-los ao atual estado da arte, se necessário, e os aprofunda, indo culminar com a emissão dos documentos para as diversas licitações.

Neste momento, vamos buscar mais informações do sítio de implantação, procurando eliminar grandes surpresas por ocasião da construção. É a fase em que implantamos o acampamento pioneiro, passando a usina a ter uma significação mais palpável às pessoas que moram em sua área de influência.

Nós que construímos as usinas somos um contato permanente e concreto entre as autoridades responsáveis pela decisão — política — dessa implantação e a população atingida.

a) A Questão Política

O reservatório do aproveitamento irá desalojar pessoas, que cultivam a terra e dela tiram seu sustento, provavelmente como seus antepassados o faziam.

A essas pessoas não bastará apenas acenar com os benefícios da energia elétrica para o país, se não lhes forem oferecidas perspectivas concretas de melhor qualidade de vida.

A falta de sensibilidade para os fatores sócio-culturais locais pode provocar impasses políticos de difícil solução após deflagrados, agravando os impactos negativos inevitáveis.

Conhecer esses problemas e formular soluções válidas para eles deve merecer a mesma atenção que se dá ao levantamento dos benefícios da implantação.

Com essa preocupação fundamental, um projeto básico integrado do Reservatório estará sendo montado e não se limita ao levantamento cadastral da área a ser inundada, ao estudo da aptidão agrícola do solo, das benfeitorias a se-

rem realocadas, de navegação, de capacidade erosiva do rio antes e após a formação do lago, ao transporte de sedimentos, aos estudos dos efeitos de cheias e estiagens antes e após o enchimento, ao levantamento de sítios de interesse arqueológico, ao estudo do potencial de produção de pescado, aos aspectos de saúde pública e outros.

Desse projeto consta também a pesquisa de área própria para relocação da população atingida, visando: um reassentamento que mantenha a relação do homem com seu meio, evitando deslocamentos para regiões distantes; o dimensionamento da necessária assistência técnica a ser provida nos locais de reassentamento, tornando viável, assim, a tão desejada troca de terra por terra, com participação dos relocados.

Isto decerto irá diminuir os impactos negativos locais. Se esta diminuição representa aumento dos custos finais da usina, estes, uma vez agregados ao valor de venda da energia produzida, serão rateados por entre os beneficiários. Distribuem-se assim os lucros e ônus sociais, sem distinção entre usuários distantes e atingidos locais.

b) As Contratações

Com o prosseguimento dos trabalhos de campo e de escritório, nesta fase, vamos melhorando o nível de conhecimento sobre a usina hidrelétrica. A estratégia de implantação deverá estar já for-

mulada, com suas diversas etapas bem discutidas entre todos os envolvidos: o planejamento básico de execução, as especificações técnicas dos serviços e equipamentos, o plano de contratações, o orçamento básico global.

A partir deste momento da vida do projeto, os atos serão definitivos, irreversíveis; não há muitas oportunidades para correção de erros cometidos na fase de implantação. Este fato provoca a necessidade de um intenso trabalho de consolidação, de verificação das repercussões em cascata que cada um dos elementos do projeto provoca nos demais: o projeto de engenharia em si, o orçamento de custos e sua cobertura com fontes de recursos, a metodologia do canteiro de construção e cronogramas.

Uma junta de consultores, formada por pessoas altamente experientes, reconhecidas internacionalmente e que acompanham o Projeto desde o início, é chamada a opinar nesta etapa decisiva, reconfirmando hipóteses de projeto e recomendando soluções aos problemas de engenharia, de modo a permitir diminuição dos riscos na concretização do empreendimento.

Pronto o Projeto Básico, chegamos à fase de licitação que se inicia com a decisão sobre os regimes de contratação.

A prática tem demonstrado que, para os serviços de construção e montagem, um bom regime de contratação é aquele que não repassa ao contratado os riscos

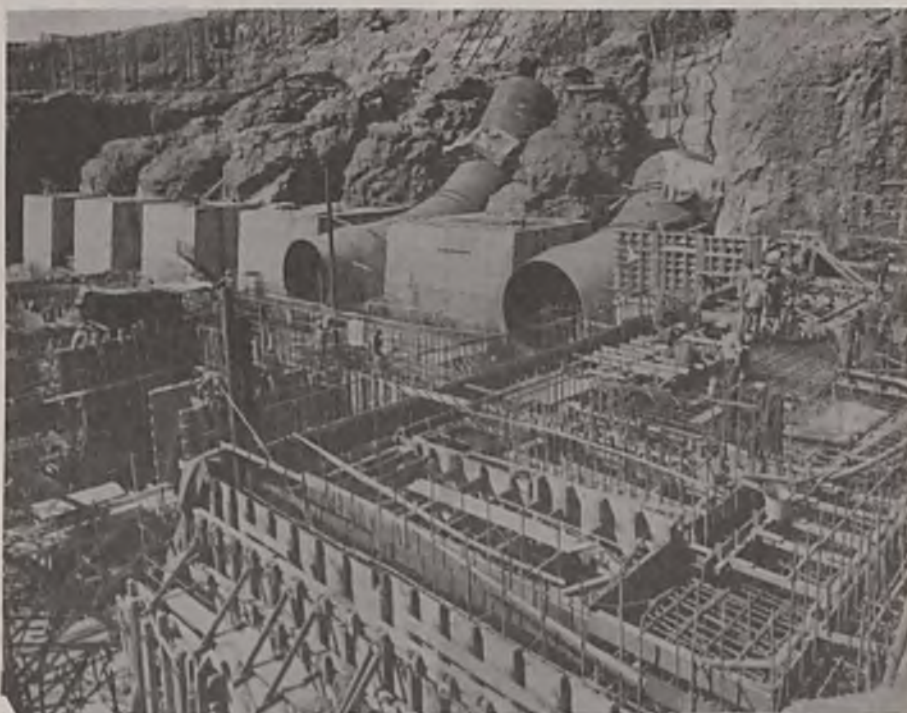


FIGURA 3: Construção da casa de força

que são próprios do contratante.

As principais entidades envolvidas são: o *proprietário* da usina ou contratante; a empresa *projetista* contratada para elaborar o Projeto Executivo; as empresas *contratadas* para executar as *obras civis* e a *montagem* dos equipamentos e os *fornecedores* desses equipamentos.

É usual contratarmos a projetista pelo regime de custo real mais taxas.

Quanto às obras civis e montagem, caso nós tenhamos os serviços bem conhecidos e detalhados em qualidade, prazos e custos básicos, podemos contratá-los por preços unitários, facilitando as tarefas de condução dos trabalhos de campo.

Os fornecimentos de equipamentos, geralmente, são contratados por preço global, o qual vai sendo pago à medida que etapas importantes da fabricação são dadas como concluídas.

Decidido o regime de contratação, fazemos a pré-seleção de empresas, convidando para apresentar propostas aquelas que demonstrem capacitação técnica e financeira compatível com o porte e natureza do objeto dessa contratação.

A essas empresas são fornecidas todos os elementos resultantes dos estudos e trabalhos realizados até aqui: especificações técnicas, normas para medição e pagamento, condições gerais do contrato e específicas do local de implantação, minuta do contrato e as informações adicionais que irão compor a proposta.

A escolha da proposta mais conveniente é o novo passo: às vezes o *preço* não é o fator decisivo no julgamento. Uma boa proposta deve harmonizar seus preços com os aspectos técnico-executivos envolvidos, com os recursos alocados e com o cronograma de execução dos serviços.

Tomados esses cuidados, a assinatura do contrato vem a marcar o início de nova etapa na implantação do aproveitamento.

c) O Trabalho no Campo

Nesta época, o acampamento já estará em condições de receber os trabalhadores em mobilização para iniciar os serviços principais.

Quando há cidades próximas às obras, utilizamos o que estiver disponível nelas. Mas essa disponibilidade é geralmente menor do que a necessidade criada pelos trabalhadores que serão mobilizados e, então, construímos uma pequena vila temporária para abrigá-los.



FIGURA 4: A montagem dos geradores



FIGURA 5: A usina pronta

São milhares de "barrageiros" — cerca da metade vem com família — que irão viver nas casas e alojamentos, utilizar hospital, escolas, supermercado, servindo-se de energia elétrica, água potável, rede de esgotos. Essa alta população afluyente exige que não se discorde de rigoroso controle sanitário para prevenir proliferação de doenças nesses núcleos urbanos; das medidas de segurança; do controle de qualidade da alimentação; do lazer organizado para combater a

monotonia das horas de folga nesses locais.

Esses "barrageiros" vão chegando e dando vida ao acampamento. Este vai sendo ampliado continuamente, obedecendo ao planejamento básico e atento às adaptações necessárias, a fim de atender ao contingente que cresce à medida que os serviços de escavação se intensificam e se superpõem aos de concretagem e montagem.

No campo, a equipe da contratante,

chamada de "fiscalização", tem por finalidade principal conduzir os trabalhos das várias empresas contratadas. Isto é feito pelos topógrafos (através das medições técnicas e das qualificações para pagamento dos serviços), por laboratorista (controle de qualidade do que se faz), pelos fiscais do campo (acompanhamento permanente dos serviços de obras civis e montagens) e pelos gerentes de programação e produção que, com as informações próprias e mais aquelas do pessoal do campo, controlam os trabalhos, visando ao cumprimento dos objetivos definidos no planejamento geral. É um trabalho de equipe, ombro a ombro entre contratado e contratante, de contínua avaliação do que está sendo executado e de estabelecimento de metas futuras.

d) O Trabalho no Escritório

Mas os trabalhos de implantação não se desenvolvem apenas no campo.

Também a equipe encarregada do projeto executivo civil enfrenta nesta fase novos problemas: cálculos estruturais detalhados, estudo das necessidades de tratamento de fundações recém-abertas, cuidados com taludes de corte e aterro, "balanço" entre materiais vindos de escavações e destinados aos aterros e à produção de brita para filtros e para concreto.

Já os fabricantes de equipamentos a serem instalados também estarão produzindo milhares de desenhos que são analisados pela equipe de projeto; a partir desses desenhos, são executados aqueles de interligação entre os equipamentos e emitidas as listas de materiais a serem comprados e utilizados na montagem.

O reservatório, por sua vez, exige atenção. São os cadastramentos das propriedades; as relocações das benfeitorias atingidas (estradas vicinais e municipais, pontes, portos e, mesmo, vilas inteiras); a identificação e salvamento do patrimônio arqueológico existente, etc.

Na área das obras, há trabalho dia e noite. Os turnos se sucedem com pequenas interrupções para refeições, trocas de equipes, manutenção dos equipamentos.

Esse ritmo intenso tem sua justificativa: é nesta etapa que se consome a grande maioria dos recursos financeiros. Quanto menor o tempo de implantação, menores os juros durante a construção, melhor utilização das instalações de produção, menor o custo final.

Entretanto, isso não significa que quanto mais rápida a implantação, mais

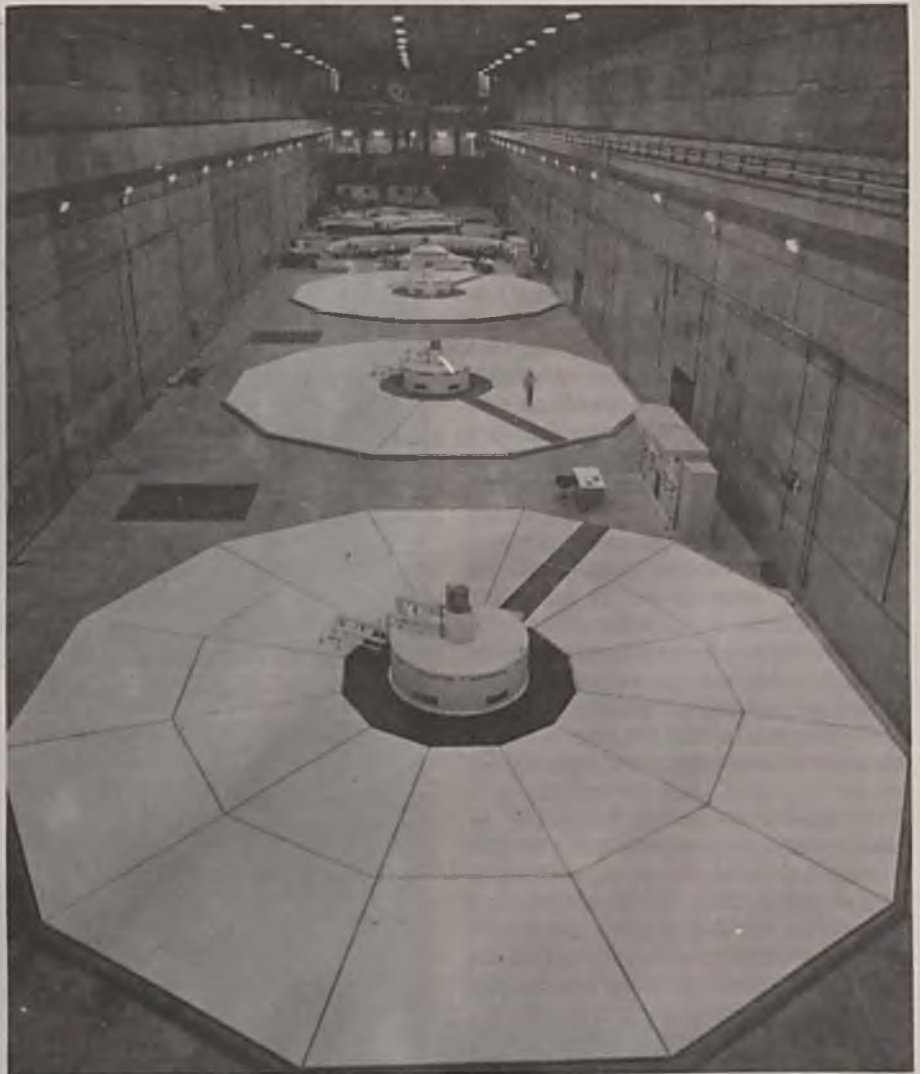


FIGURA 6: O interior da casa de força

econômico se torna o empreendimento. Uma aceleração não prevista, que exija aumento do número de trabalhadores ou dos equipamentos de construção, custa caro. A decisão de acelerar uma fase de implantação é tomada somente com a certeza de que trará benefícios, como, por exemplo, antecipação da produção de energia.

Atrasos na data da entrada em operação, por sua vez, privam o país da energia pelo período de retardo, além de impedir retorno do investimento nos prazos programados.

Afinal de contas, é grande o risco de atrasar uma usina. São muitos os fatores de incerteza: desde os de ordem geotécnica — surpresas em fundações; e climática — uma cheia inesperada; até atrasos na entrega de equipamentos — uma greve no país onde são fabricados. Ou ain-

da superposições de efeitos desses inconvenientes.

A gerência de implantação da usina, neste período, estará às voltas com interferências entre vários serviços numa mesma área, contratados a firmas diferentes.

Quando o projeto exige escavar uma área para aí colocar a casa de máquinas e usar a rocha assim obtida na barragem, por exemplo, estamos certamente otimizando custos. Mas, também, tornando instável o equilíbrio entre materiais escavados e lançados: qualquer atraso na fundação da barragem, por exemplo, impede que lancemos aí a rocha escavada na casa de máquinas, como previsto. Vamos ter que estocar esse material se não quisermos atrasar a execução das escavações.

E se incorrerem imprevistos nas escavações da casa de máquinas, não tere-

mos material para execução da barragem. Esses são exemplos dos riscos que se corre durante a execução e que só não se transformam em atrasos nas datas de conclusão por um trabalho contínuo de reprogramação que vise a contornar essas dificuldades.

e) A Fase de Montagem

A montagem dos equipamentos permanentes, como último elo desta cadeia, corre maiores riscos que as atividades precedentes. A equipe responsável por estes serviços deve estar sempre muito bem informada sobre o estado da fabricação dos equipamentos e seus prazos de entrega. Somente assim poderá programar com segurança as etapas subsequentes de seu trabalho.

Quando se iniciam essas montagens, atingimos nova fase de vida da obra: há uma profunda alteração no perfil da população, com predomínio de montadores, soldadores, eletricitistas, e declínio do número de operários da construção civil.

Aparecem os supervisores de montagem enviados pelos fabricantes para orientar a montagem de seus equipamentos, alguns poucos estrangeiros.

Nossa indústria pesada já permite alcançarmos índices de nacionalização de equipamentos para hidrelétricas superiores a 80%. São passíveis de importação apenas alguns equipamentos mais sofisticados de supervisão e controle.

A Formação do Lago

Neste estágio, as obras civis terão avançado o suficiente para permitir iniciar o enchimento do reservatório; este já terá toda sua população indenizada ou reassentada, suas benfeitorias relocadas e o desmatamento recomendado já executado; os equipamentos hidromecânicos instalados e testados; os equipamentos de geração em fase final de montagem e testes. Pode-se então iniciar o enchimento do reservatório, após instalados os dispositivos de proteção contra o afluxo de madeira proveniente das margens do rio e que pode danificar a tomada d'água, vertedouro, etc.

Durante a formação do lago, os trabalhos de salvamento da fauna preservam os seres vivos à medida em que vão sendo desalojados, levando-os a novo "habitat". A jusante, são tomados cuidados para não prejudicar as travessias e as comunidades existentes devido à eventual e temporária redução da vazão do rio.



FIGURA 7: *Despachando energia*

Em paralelo, os maciços de terra e enrocamento das barragens estão sendo auscultados por intermédio de instrumentação instalada com finalidade de se observar se seu comportamento está de acordo com os parâmetros de projetos previamente estabelecidos.

Os Testes

Os equipamentos instalados nas usinas hidrelétricas têm características próprias: são especialmente projetados e fabricados para uso único; não sendo produzidos em série, sua fabricação exige muitas vezes ensaios em modelos reduzidos. As turbinas e geradores, por exemplo, são constituídos por peças que pesam mais de uma centena de toneladas, em alguns casos, mas que devem funcionar e ser montados com precisão de frações de milímetro. Exigem instrumentos especiais, de muita precisão para sua instalação, ao mesmo tempo que requerem enormes carretas, pontes e pórticos rolantes para sua movimentação até os locais definitivos de funcionamento.

Trabalham sujeitos a enormes esforços provocados pela ação do fluxo da água (turbinas, comportas) ou de campos elétricos (gerador, transformador, disjuntor).

Testar tais equipamentos é tarefa das mais complexas na implantação da usina. Exige profissionais bastante qualificados, que tenham estudado as características de projeto e acompanhado sua fabricação e montagem. Constitui-se assim a "Equipe de Testes" que irá verificar se o desempenho real dos equipamentos corresponde às suas especificações contratuais de fornecimento.

Os testes irão verificar, pela primeira vez, o funcionamento dos equipamen-

tos que, apesar de fabricados por vários fornecedores, devem constituir-se em um conjunto harmônico, funcionando de forma integrada.

Uma vez aceito cada equipamento, *per si* e no conjunto, passa a vigorar o período de garantia contratual.

Por fim, quando o reservatório atinge nível suficiente, inicia-se o teste de enchimento dos condutos forçados e ajustes das suas juntas de dilatação para eliminar eventuais vazamentos. Os túneis de adução, caso existam, também são testados previamente.

Estará concluído e testado, assim, o caminho das águas que irão impulsionar turbina e gerador. Chegamos finalmente ao momento em que o rio passará a escoar pelo caminho hidráulico concebido à época dos estudos do Planejamento, melhor conhecido nos estudos de Inventário e Viabilidade, detalhado nos Projetos Básico e Executivo e, finalmente, implantado.

O fluxo das águas, assim dirigido através das estruturas e equipamentos, iniciará a produção pretendida de energia elétrica. Uma subestação elevadora de tensão irá colocar essa eletricidade em condições de ser transportada a longas distâncias pelos sistemas de transmissão, atingindo os centros de carga e cumprindo seu papel de suporte do desenvolvimento do país.

BIBLIOGRAFIA

- HOLTZ, A. C. T. "Impactos do Aproveitamento dos Recursos Hídricos" Revista Brasileira de Engenharia — Vol. 2 — nº 2 (1984)
BARRIE, D. S. e PAULSON, B. C. Jr. "Professional Construction Management" Mc Graw Hill Book Company, New York (1978).

Dimensionamento da potência instalada em hidrelétricas

GERALDO QUEIROZ SIQUEIRA

Engenheiro mecânico e eletricitista pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, foi Diretor de Engenharia da CESP e Diretor de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS. Foi Vice-Presidente Executivo da CESP e trabalha atualmente na iniciativa privada.

Logo que assumimos a Diretoria de Planejamento e Engenharia (DPE) da ELETROBRÁS, em outubro de 1980, um assunto — definição da potência a ser instalada em aproveitamentos hidrelétricos — por circunstâncias várias, passadas e recentes, passou a merecer nossa particular atenção.

Estando no setor elétrico há cerca de 25 anos, tendo trabalhado na Canambra (Grupo Coresp) e conhecendo os critérios que, à falta de outros, foram então adotados para comparação expedita entre aproveitamentos hidrelétricos, e verificando que ainda hoje, às vezes imprópriamente, se volta a arguir com tais critérios, pareceu-nos oportuno abordar o assunto de maneira bastante prática e atual, buscando com isto trazer subsídios que possam atenuar algumas distorções que, de outra forma, se agravariam no setor elétrico.

O presente artigo, preparado basicamente pelo Departamento de Geração (DEGE) da DPE, coloca apropriadamente os conceitos atuais que regem o assunto.

Sem embargo do que pretendemos expor neste artigo, a relevância do assunto — Dimensionamento de Usinas Hidrelétricas — levou-nos a enquadrá-lo dentre os temas que serão objeto de estudo e definição pelo Grupo Coordena-

do Planejamento do Sistema (GCPS), integrado pelas principais empresas do setor elétrico nacional, sob a coordenação da DPE da ELETROBRÁS.

Demanda de energia elétrica

A demanda de energia elétrica ao sistema gerador dá-se de maneira diferenciada, em termos diários, semanais e sazonais. Isto porque os consumidores têm solicitações diferentes, em função do ritmo das atividades econômicas e de seus hábitos diários de consumo.

Assim, o consumo cresce durante o dia, a partir do amanhecer, atingindo um máximo por volta das 18 horas, resultante do acréscimo de carga de iluminação pública e residencial à carga industrial, passando a decrescer com a redução desta última, até um mínimo nas horas da madrugada.

Ao longo da semana, em cada dia se mantém aproximadamente a forma característica da demanda, porém há uma nítida redução desta nos feriados e fins de semana. Fenômeno semelhante é observado em termos mensais e sazonais, quando influências climáticas e atividades econômicas ligadas a fatores sazonais, como a agroindústria, diminuem ou intensificam o consumo.

A Figura 1 ilustra uma curva de carga típica (demanda de energia elétrica do sistema ao longo do dia). A área duplamente hachurada corresponde à chamada hora da ponta, ou do pico de demanda do sistema. É normalmente resultado da superposição das demandas industriais (as indústrias ainda não cessaram completamente suas atividades) com a iluminação pública, comercial e residencial. A energia média demandada ao

longo do dia corresponde à área sob a curva, enquanto que a ponta corresponde à demanda máxima. À relação demanda média (MWMédio) sobre demanda máxima (MW) dá-se o nome de fator de carga do mercado. Representando a demanda média como a altura de um retângulo de área equivalente à energia média demandada ao longo do dia, e assinalando na curva de carga a demanda máxima, o fator de carga (fc) é a relação entre esses dois valores (Figura 2).

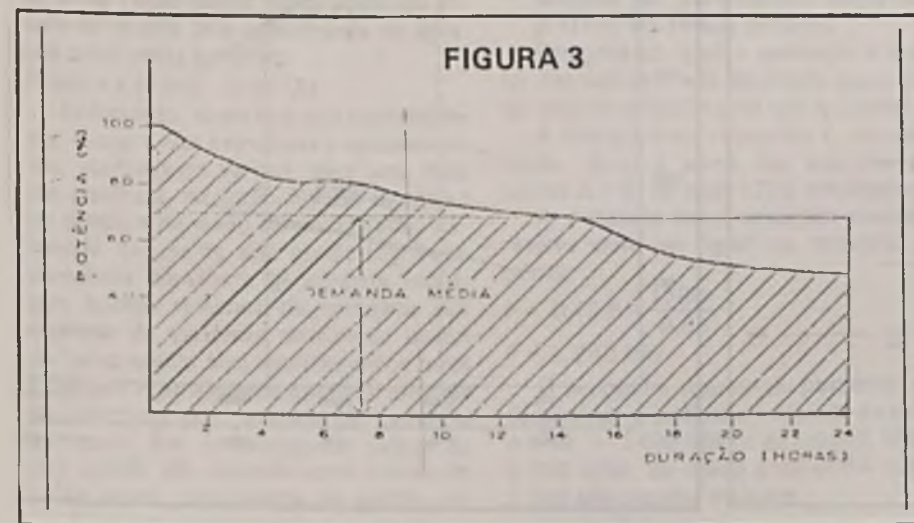
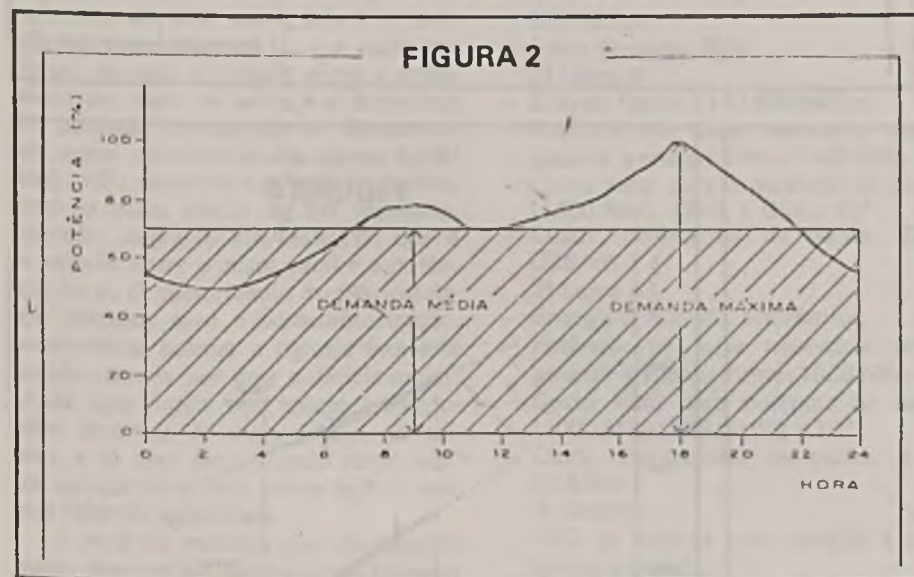
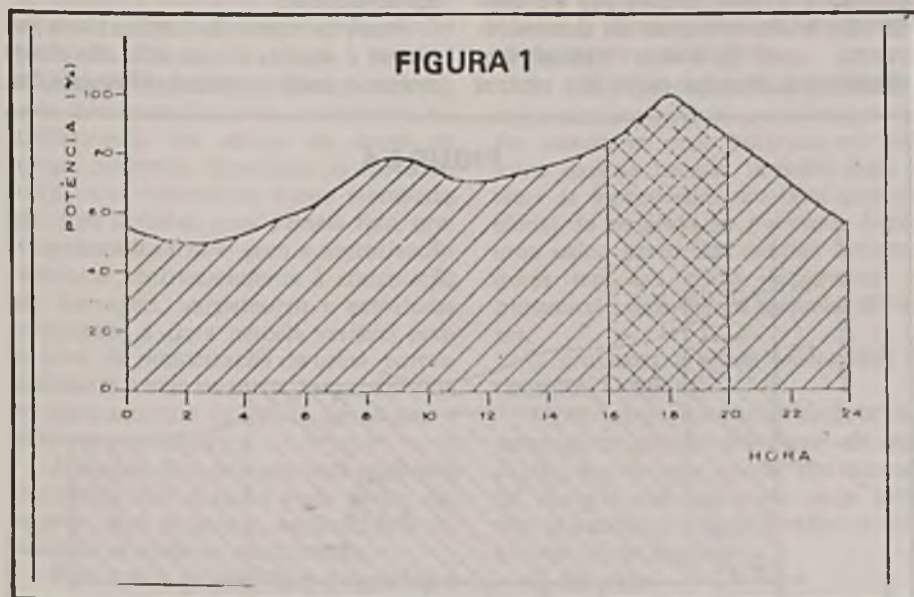
A Figura 3 mostra uma curva de carga em termos de curva de permanência no tempo (às vezes chamada curva monótona ou curva de duração). Trata-se da mesma curva de carga já apresentada, apenas rearrumando-se o consumo, não na ordem cronológica, mas por ordem decrescente de potência, com a duração correspondente. Para fins de raciocínio, esta curva é normalmente aproximada na forma de retângulos em três patamares: um patamar de ponta, um patamar denominado intermediário e um patamar de base. Em um sistema real, estes patamares correspondem à aproximadamente 13% de duração, 75% de duração e 100% de duração (Figura 4).

A energia elétrica, embora possa ser estocada na sua forma primária — sob a forma de energia potencial, na água armazenada nos reservatórios de um sistema hidrelétrico, ou sob a forma de combustível em sistemas termelétricos —, não pode ser armazenada, devendo ser produzida no instante em que é solicitada.

O fato da demanda de energia elétrica variar com o tempo e de não se poder estocar eletricidade obriga os sistemas de geração a se aparelharem para atender às necessidades de energia, assim

TABELA 1

Potência (MW)			Custo (US\$ x 10 ⁷)			
A	B	Total	A	B	Total	Diferença acumulada
2240	1000	3240	2289,6	648,3	2937,9	—
2064	1176	3240	2177,7	685,4	2863,1	74,8
1630	1610	3240	1901,6	777,0	2678,6	259,3
1400	1840	3240	1755,4	825,5	2580,9	357,0



como de demanda máxima de potência. Em outras palavras, o sistema elétrico deve ser capaz de fornecer as quantidades de energia solicitadas pelos consumidores na hora em que esta solicitação ocorre.

Desta forma, o sistema elétrico deve possuir uma capacidade instalada de potência superior àquela que seria necessária se a produção e consumo de energia se dessem de forma invariável ao longo do intervalo de tempo considerado.

Exemplificando: se a quantidade de energia demandada pela curva de carga apresentada na Figura 2, fosse invariável ao longo do dia, seria representada pelo retângulo de área equivalente àquela sob a curva. Para gerar esta quantidade de energia seria necessária apenas uma potência equivalente à altura do retângulo, enquanto que para atender-se a mesma energia, mas da forma que o consumidor a solicita, deveria instalar no sistema uma potência equivalente à altura máxima da curva de carga.

A quantidade de energia que uma usina hidrelétrica é capaz de gerar, em um determinado período de tempo, é limitada pela quantidade de água (vazões afluentes e estoque de reservatórios) disponível neste período. Entretanto, a potência máxima que a usina pode fornecer depende não diretamente das vazões, mas, sim, da capacidade instalada (MW) na usina¹. É conveniente lembrar que uma mesma quantidade de energia pode ser gerada em um intervalo de tempo menor, desde que gerada a uma potência maior.

A relação entre a quantidade da energia que uma usina pode gerar em um determinado intervalo (MWh médios) e a sua capacidade instalada (MW) dá-se o nome de fator de capacidade da usina. É a contrapartida, do lado da geração, do fator de carga do mercado. Assim, o fator de capacidade de uma usina indica a sua capacidade de modular a geração e, por conseguinte, indica como ela pode ser alocada na curva de carga.

Tomando como referência a Figura 4 anterior, em que a demanda foi dividida em três patamares, pode-se dizer que usinas que contribuem com sua energia para atender a curva de carga gerando até 13% do tempo são denominadas usinas exclusivamente de ponta; acima de 13% do tempo e até cerca de 75% do tempo, usinas intermediárias; e acima de 75% do tempo, usinas de base².

Especialização de hidrelétricas

Em decorrência do exposto nasce aqui um conceito de usinas especializadas — ou seja, usinas projetadas para operar em partes determinadas da curva de carga. Este conceito tem origem, principalmente, em razões de ordem econômica.

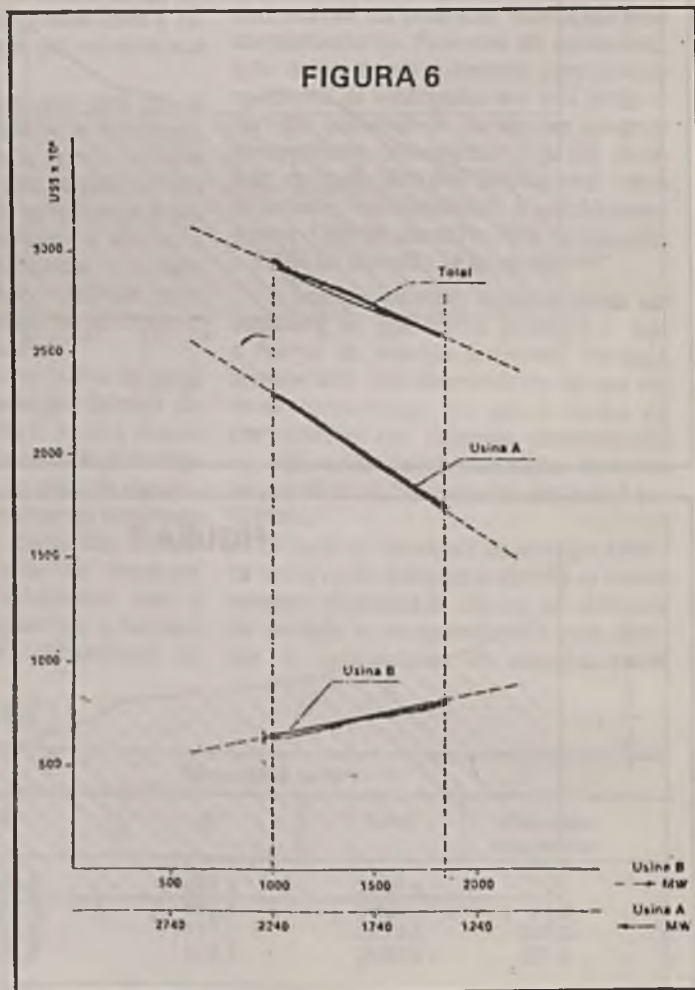
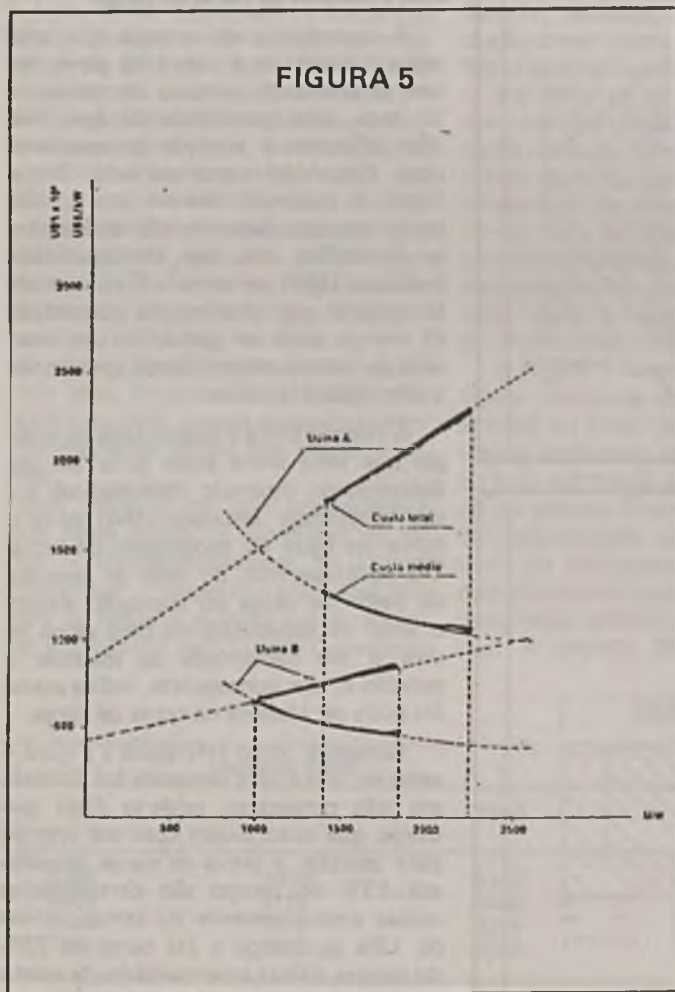
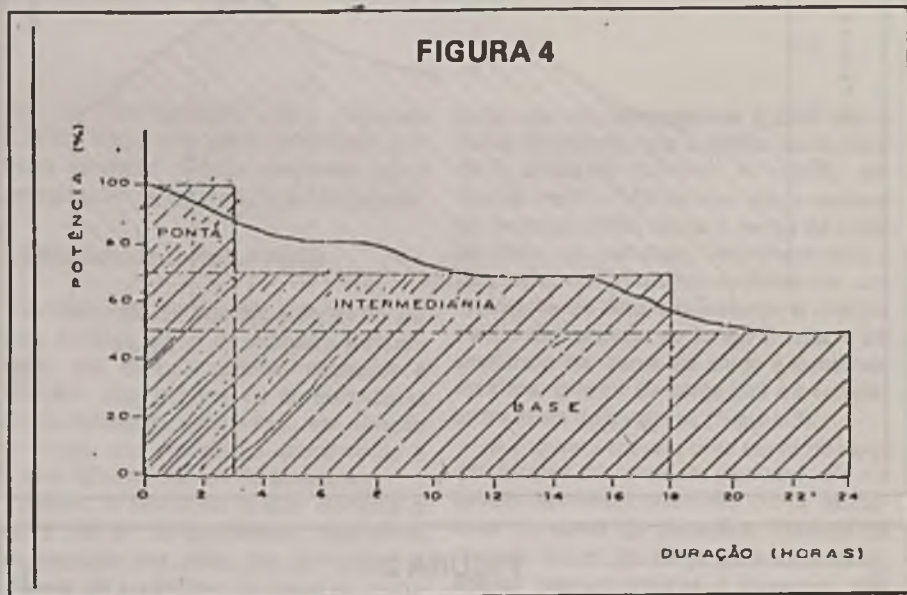
Em sistemas termelétricos, esta especialização é clássica e bastante conhecida: usinas de custo de investimento alto e custos de operações e combustível menores, operam em regime de base (por exemplo, usinas nucleares e termelétricas a carvão); a faixa intermediária é normalmente coberta por usinas a óleo pesado; e, finalmente, aquelas de baixo custo de investimento e alto custo de combustível operam na ponta (térmicas a diesel e turbinas a gás).

Nos sistemas hidrelétricos, esta especialização, embora exista e possa levar a economias de capital de grande magnitude, não é tão evidente, principalmente

quando o sistema encontra-se em estado não muito avançado de desenvolvimento, com potências hidrelétricas abundantes, situados perto dos centros

consumidores.

Aqui, os custos de combustíveis inexistem e aqueles de operação não são de ordem a levar a grandes diferenciações.



A diferença resume-se aos custos de capital na usina e custos da transmissão associada.

Para entendermos melhor como se dá esta diferenciação, com conseqüente especialização das usinas na curva de carga, podemos conceituar o custo de uma usina hidrelétrica como composto de duas parcelas: uma parcela fixa, praticamente invariável com a motorização adicional, correspondente à construção da barragem, vertedouros e estruturas principais; e uma parcela variável com o nível de motorização da usina, correspondente à casa de força, tomada d'água e equipamentos (turbinas, geradores e serviços auxiliares).

A parcela fixa do custo está associada à energia que a usina pode gerar, enquanto que a parcela variável está associada ao nível de motorização.

É o custo variável que determina a competitividade de instalar-se potência adicional em uma usina, isto é, a decisão de supermotorizá-la. Ao custo variável, ou seja, à relação entre o acréscimo de custo na usina e o acréscimo de potência correspondente, denomina-se custo incremental de ponta (US\$/kW). Não devemos confundir-lo, porém, com o custo médio do kW instalado, também expresso em US\$/kW, que é a relação entre o custo total e a potência total. O custo médio do kW instalado decresce com a supermotorização, exatamente porque a parcela fixa está sendo rateada por uma potência maior. Aliás, este índice tem levado a conclusões errôneas de motorização de usinas, e só deve ser utilizado como índice comparativo para usinas com o mesmo fator de capacidade.

A potência máxima que um determinado desnível em um rio pode fornecer varia na razão direta do produto da altura da queda pela quantidade de água que passa pelas turbinas:

$$P (W) = k H (m) \cdot Q (m^3/s)$$

Entretanto, o porte e, em conseqüência, o custo das estruturas e equipamentos, via de regra, variam para uma mesma potência, na razão inversa da altura de queda e na razão direta da vazão turbinada. Usinas de alta queda têm equipamentos baratos e geralmente requerem baixos volumes de concreto por unidade de potência adicional; usinas de baixa queda têm equipamentos caros e exigem normalmente grandes volumes de concreto por unidade de potência adicional. Em conseqüência, usinas de alta queda são normalmente usinas de baixo custo incremental de ponta, en-

quanto que em usinas de quedas média e baixa o custo incremental de ponta é normalmente mais elevado.

O custo de transmissão associado à usina também pode ter peso importante. Ao instalar-se mais potência em uma usina deve-se instalar também mais linhas de transmissão para levar este adicional de potência ao mercado. Assim, uma usina perto dos centros consumidores tem um custo incremental de transmissão inferior ao daquelas distantes.

O problema a seguir exemplifica os conceitos expostos.

Suponhamos que se vá projetar um sistema de geração composto de duas usinas, A e B, para atender um mercado de energia com curva de carga semelhante àquela da Figura 3, cujas características são as seguintes:

- 1) Mercado
 - Requisitos de energia: 1790 MWMédios;
 - Fator de carga: 65%;
- 2) Usina A
 - Energia firme: 1140 MWMédios;
 - Potência de base necessária para garantir a energia firme: 1400 MW;
 - Custo total para a potência de base (1400 MW): 1755,4 US\$ x 10⁶;
 - Custo incremental de ponta: 636 US\$/kW;
- 3) Usina B
 - Energia firme: 650 MWMédios;
 - Potência de base necessária para garantir a energia firme: 1000 MW;
 - Custo total para potência de base (1000 MW): 648,3 US\$ x 10⁶;
 - Custo incremental de ponta: 211 US\$/kW;
- 4) Sistema
 - 15% de reserva com relação à potência instalada;
 - Sistema de transmissão: custo desprezível em ambos os casos.

Pergunta-se: qual a potência a instalar nas usinas A e B, de modo que o custo total de atendimento seja mínimo?

A energia total requerida é, por definição, igual à soma das energias das usinas A e B, ou seja, 1790 MWMédios.

A potência total requerida menos a reserva deve ser igual ao requisito de ponta:

$$P - 0,15 P = \frac{1790}{0,65}$$

$$P = 3,240 \text{ MW}$$

O problema resume-se, portanto, em determinar a potência instalada da usina A ($PA \geq 1400 \text{ MW}$) e da usina B ($PB \geq 1000 \text{ MW}$), de modo a ter-se $PA + PB = 3240 \text{ MW}$ e custo mínimo.

O custo total das usinas A e B pode ser escrito como³:

$$CA (PA) = 1755,4 + 636 (PA - 1400) \times 10^{-3} \text{ US\$} \times 10^6$$

$$CB (PB) = 648,3 + 211 (PB - 1000) \times 10^{-3} \text{ US\$} \times 10^6$$

O problema proposto pode ser facilmente resolvido, principalmente quando de dimensões maiores, por técnicas de programação linear. Não sendo este o espírito do artigo, e em benefício da compreensão, apresentamos a solução pelo método exaustivo, analisando as combinações possíveis.

A Tabela 1 apresenta os custos totais de atendimento para quatro diferentes combinações de potência instalada nas usinas A e B.

Verifica-se que a solução mais econômica é a de instalar-se a maior potência possível na usina B e a menor potência possível na usina A, ou seja, $PA = 1400 \text{ MW}$ e $PB = 1840 \text{ MW}$.

A solução mais comumente encontrada — as duas usinas com mesmo fator de capacidade atendendo o mercado e garantindo a reserva — é a de $PA = V.O$ de fator de capacidade. Neste exemplo, esta solução é 282,2 milhões de dólares (11%) mais cara que a solução econômica.

As Figuras 5 e 6 ilustram a solução.

A Figura 5 mostra, em função da potência, o custo total das usinas (US\$ x 10⁶) e o custo médio do kW instalado (US\$/kW). O custo incremental da ponta é dado pela declividade da reta de custo total — por conseguinte, constante. O custo médio do kW instalado é decrescente com a potência e seu valor tende assintoticamente para o custo incremental de ponta.

A Figura 6 é uma ilustração da Tabela 1, compondo todas as soluções possíveis e os custos correspondentes.

Os dados energéticos e de custo das usinas A e B correspondem aos dados de duas usinas no Sul do Brasil. Para fins de simplificação não foram considerados os custos de transmissão, o que, no caso, penalizaria ainda mais a usina A.

⁽¹⁾ Supõe-se que há sempre uma capacidade instalada capaz de gerar a energia média no período.

⁽²⁾ Abstraem-se, para este raciocínio, a geração mínima obrigatória por razões de vazão mínima defluente, a regulação de tensão, etc.

⁽³⁾ A experiência indica que o custo variável de uma usina hidrelétrica é bem representado por uma função linear da potência instalada, pelo menos dentro de uma faixa de motorização compatível com os limites físicos normais da casa de força.

TABELA 2

Fator de capacidade (F _k)	Função	Custo de instalação (US\$/W)
70%	Base	1490
50%	intermediária	1150
30%	semiponta	810
15%	ponta	555

Evolução

A evolução do uso da energia elétrica no Brasil, como de resto em todos os países do mundo, iniciou-se pela implantação de pequenas usinas hidrelétricas, quase sempre voltadas ao atendimento de uma determinada localidade.

A construção de hidrelétricas para o atendimento de um grupo de localidades vizinhas entre si, associando o atendimento a pequenas indústrias, já constituiu uma primeira evolução.

Em tais situações era comum e normal que o equipamento de hidrogeração instalado fosse dimensionado com folga bastante, eis que a concentração de cargas no sistema praticamente se resumia às horas em que se somavam iluminação pública e iluminação residencial. O uso de eletrodomésticos era incipiente ou nulo e as cargas industriais pouco expressivas, desligando-se a partir das 17 ou 18 horas; a iluminação comercial também era incipiente ou não existia.

A potência instalada chegava ao dobro da demanda máxima, a qual, por sua vez, era de 5 a 6 vezes maior que a demanda mínima e aproximadamente o triplo da demanda média. O fator de carga do sistema era baixo, cerca de 30%, e o fator de capacidade das usinas de apenas 20%.

Foi uma época de proliferação das companhias municipais de eletricidade, muitas das quais possuíam apenas uma pequena usina geradora para atender às necessidades de eletricidade de seus consumidores.

O surgimento de pequenas e médias cargas industriais, dos eletrodomésticos e da iluminação comercial fez com que mudasse o aspecto das curvas de carga, tornando menos distantes a demanda média da demanda máxima, determinando o achatamento da curva de carga.

A interligação entre usinas e entre centros de carga, constituindo um novo passo, veio possibilitar uma melhor utilização das instalações geradoras existentes, eis que as curvas de carga de diferentes localidades não eram absolutamente iguais e, conseqüentemente, as

demandas máximas não eram totalmente coincidentes, aliviando assim as necessidades de potência instalada. Exemplo típico ocorreu no Estado de São Paulo em 1927, quando constituiu-se a CPFL, a partir da compra de diversas pequenas usinas. Só a interligação desses pequenos sistemas permitiu à CPFL atender, com o mesmo parque gerador, o mercado então existente e seu crescimento durante cerca de 10 anos, quando iniciou, então, a construção de novas e maiores usinas geradoras (Usina Americana e Usina Avanhandava).

A evolução esboçada acima, sendo absolutamente normal, encontra paralelos em outras regiões do país e em outros países, variando a época segundo os respectivos graus de desenvolvimento. Entre nós, as décadas de 40 e 50 carac-

terizam-se pelo início das interligações entre sistemas elétricos e pela entrada do Poder Público no setor elétrico.

A solução adotada foi a criação de companhias apoiadas pelos governos estaduais e federal — basicamente visando ao atendimento de um Estado ou região, caso da CEMIG e da CHESF, ou para a exploração de um aproveitamento hidrelétrico de grande porte, como os casos de FURNAS (Usina de Furnas) e CELUSA (Urubupungá).

É também da mesma época, entre nós, o início efetivo de utilização dos dados hidrológicos, como vazões naturais, vazões mínimas, médias e máximas, e vazões regularizadas, para efeito de dimensionamento de usinas hidrelétricas. Os conceitos de energia firme, energia secundária, carga mínima, ponta de carga, tornaram-se de uso normal para fins de dimensionamento de instalações geradoras.

Obras de maior porte começaram a ser projetadas e constituídas e as empresas proprietárias, obviamente, passaram a se preocupar em implantar instalações dimensionadas adequadamente aos requisitos presentes e futuros de seus respectivos mercados.

TABELA 3

USINA	Energia firme (MWano)	Potência (MW)	F _k (%)
Estreito	444	1104	40
V. Grande	202	400	51
P. Colômbia	179	320	56
Marimbondo	671	1440	47
Itumbiara	928	2100	44
A. Vermelha	672	1380	49
I. Solteira	1550	3230	48
Jupia	860	1411	61
Xavantes	171	414	41
Capivara	338	640	53
Foz do Areia (1ª Etapa — 4 unid.)	552	1668	33
S. Santiago (1ª Etapa — 4 unid.)	823	1332	62
S. Osório	563	1050	54
Itauba	169	500	34
B. Esperança	121	232	52
Moxotó — Paulo Afonso IV	2023	4424	46
Sobradinho	437	1050	42

TABELA 4

Empresas	Região Sudeste — Fator de carga (%)				
	1976	1977	1978	1979	1980
LIGHT RJ	62,9	63,8	65,1	64,6	67,5
ELETROPAULO	65,5	66,3	66,6	65,7	65,4
CESP	66,4	63,3	63,0	58,7	59,8
CEMIG	71,1	71,4	69,4	71,5	70,4
CERJ	57,7	59,3	57,9	57,8	61,9
ESCELSA	65,0	61,6	63,7	71,6	70,0
CPFL	59,0	58,2	61,8	61,4	61,1

Obs.: Inclui o intercâmbio.

O conceito de energia firme, particularmente, passou a ser fundamental como ponto de partida para o dimensionamento de usinas geradoras, adotando-se como firme aquilo que se sabia garantido na pior das hipóteses, ou seja, na pior seca conhecida.

A implantação de reservatórios em cascata veio trazer os benefícios de controle e regulação de vazões e, estando as usinas interligadas eletricamente, passou-se a otimizar naturalmente o conjunto, transferindo cargas de uma para outra, ou para outras, através do racional aproveitamento das disponibilidades hídricas.

Na década de 60 houve a padronização da frequência em todo o país, permitindo o início da ampla interligação dos sistemas; nasce a primeira supridora de caráter regional — FURNAS Centrais Elétricas S.A. — enquanto no Estado de São Paulo são fusionadas as diversas companhias estaduais então existentes, CHERP, USELPA e CELUSA, dando origem à CESP.

Datam também da década de 60 os trabalhos da CANAMBRA, que se originaram da intenção da CEMIG, em 1962, de executar um levantamento dos recursos hidrelétricos do Estado de Minas Gerais. Esse levantamento foi ampliado para toda a região Sudeste e parte da região Centro-Oeste, passando a contar com o patrocínio conjunto dos governos estaduais e federal, bem como do Banco Mundial. Os trabalhos foram iniciados em 1963 e concluídos em 1966, sendo, na seqüência, executado estudo semelhante para a região Sul, parte esta concluída em 1969.

Na década de 70 foi decidida a construção de Itaipu — que, através de seus troncos de transmissão, ligados tanto à região Sudeste quanto à região Sul, interliga os dois sistemas regionais.

Simultaneamente, foi criado o GCOI, para coordenar a operação do sistema interligado assim formado. Na região Norte, foi decidida a construção da usina de Tucuruí e da interligação Norte-Nordeste, daí surgindo outro grande sistema interligado.

Futuramente, com a utilização de parte do potencial hidrelétrico da bacia Amazônica para suprir a região Sudeste, interligando os sistemas Norte e Sudeste, haverá a formação de um único grande sistema interligado brasileiro; dada a grande extensão da Amazônia, permanecerão isolados ainda por vários anos alguns sistemas locais, hoje supridos a partir de derivados do petróleo, mas que, no futuro, poderão contar também com energia de origem hidráulica.

Critérios atuais de motorização

Os critérios atuais para dimensionamento da potência instalável em aproveitamentos hidroelétricos têm sido baseados nos critérios estabelecidos à época da CANAMBRA. É um enfoque tradicional, coerente com o critério de atendimento ao binômio energia-ponta, que considera apenas a produção de energia e da potência máxima.

Este critério implicitamente pressupõe uma suficiente flexibilidade operativa das usinas, para que toda área da curva de carga seja coberta, desde que os

requisitos de energia e de demanda máxima sejam atendidos.

A capacidade de produção de energia da usina, denominada energia firme, baseia-se na produção média de energia, para uma operação integrada, durante o período crítico do sistema — ou seja, o ciclo mais seco de anos verificado no registro histórico de aflúências.

A energia (E) deve ser colocada junto ao mercado, sendo transportada por um sistema de transmissão e sofrendo perdas. O mesmo acontece com a potência (P), havendo apenas a diferença no coeficiente de perdas, uma vez que para o suprimento da ponta os circuitos operam mais carregados. Adicionalmente, há necessidade de reserva de ponta que, no caso dos estudos na CANAMBRA, foi estimada em 10% da ponta máxima.

A relação entre a energia e a potência fornecidas nos barramentos dos mercados deve ser idêntica à das necessidades deste, que é expressa pelo fator de carga (fc). Ou seja:

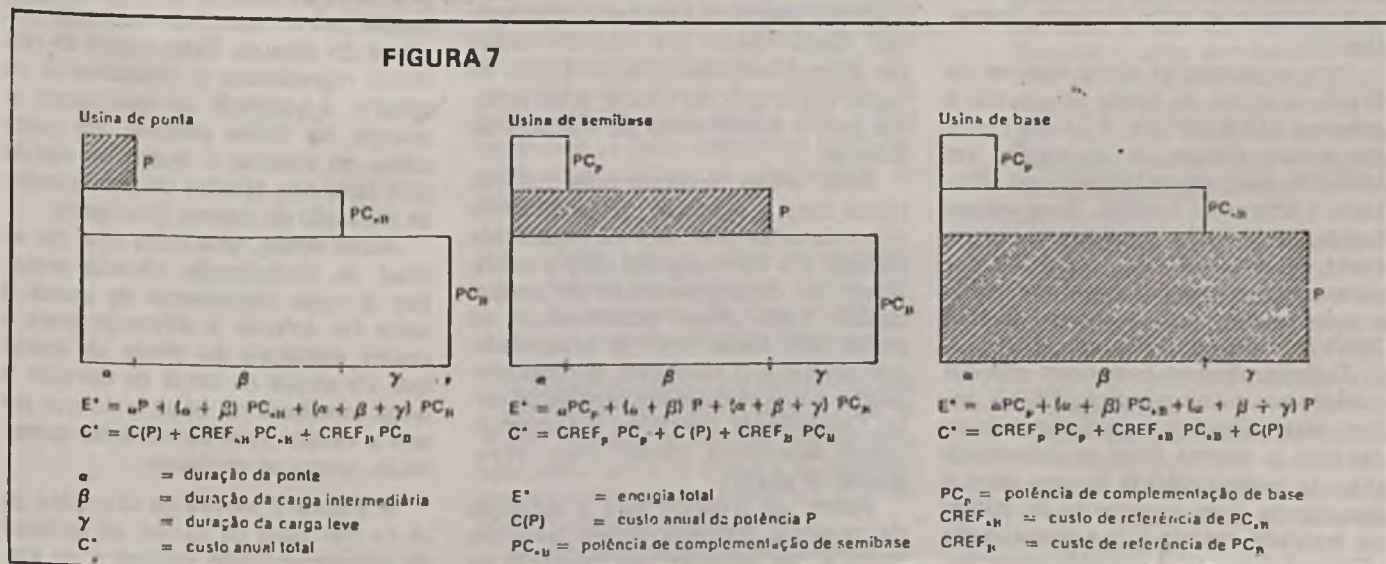
$$fc = \frac{E (1 - P_e)}{P (1 - P_p) (1 - R)}$$

onde P_e e P_p são os coeficientes de perda de energia e ponta, respectivamente, no sistema de transmissão entre a usina e os barramentos do mercado e R, a parcela de reserva de ponta desejada.

Assim sendo, o fator de capacidade da usina (F_k) é deduzido imediatamente:

$$F_k = \frac{E}{P} = (1 - R) fc \frac{1 - P_p}{1 - P_e}$$

FIGURA 7



Nos trabalhos da CANAMBRA, as previsões indicavam que o fator de carga da região Sudeste se estabilizaria em 63% e as perdas na transmissão em EAT foram consideradas como sendo de 8% para a ponta e 6% para a energia. Sendo a reserva de 10%, o fator de capacidade resultante, utilizado nos estudos de inventário, foi de 55%.

Atualmente, o fator de carga da região Sudeste é de 65%. Considerando o mesmo percentual de reserva, 10%, e dado que os fatores de perdas de energia e ponta situam-se em torno de 3% e 5%, respectivamente, teremos com o mesmo critério um fator de capacidade das instalações equivalente a 57%. Nos estudos de inventário que têm sido realizados no Brasil, para se ter uma base uniforme para comparação de custo unitário de potência, tem-se adotado um fator de capacidade de 50%.

Já nos seus estudos de viabilidade, a CANAMBRA considerou a existência de um certo grau de especialização das usinas, uma vez que normalmente a capacidade de ponta é obtida de forma mais econômica nos projetos de alta queda, próximos aos centros de carga. Por outro lado, as usinas distantes, por envolverem perdas e custos de transmissão elevados, ou as usinas de pequena queda, onde o custo unitário de instalação é alto, deveriam ter uma capacidade instalada limitada à necessidade de produção de energia.

Os critérios atuais consideram que a supermotorização de uma usina depende de sua adequação a essa finalidade, o que se traduz, em termos econômicos, por um custo incremental de ponta, na usina, inferior ao custo da ponta alternativa.

Para as condições ainda vigentes no Brasil, o custo da ponta alternativa é próximo a US\$ 300/kW. A Tabela 1 mostra custos típicos de instalação, em US\$/kW, para usinas hidrelétricas adaptadas a diferentes funções. Esses valores foram determinados considerando-se um custo de instalação de US\$ 2000 por capacidade de produção de 1 kW médio e custo incremental de ponta de US\$ 300/kW (preços de 1981, sem JDC).

Todavia, deve-se tomar um especial cuidado ao utilizar o índice US\$/kW, válido para comparar usinas dimensionadas para o mesmo fator de capacidade (F_k). O índice US\$/kW de uma usina é decrescente com o aumento da potência instalada, mesmo com a motorização adicional sendo feita a custos incrementais superiores ao do sistema.

A não aplicação de critérios econômicos adequados tem levado a diferentes fatores de capacidade para as usinas hidrelétricas brasileiras, sendo em alguns casos conflitantes com a adequação da usina à forma de operação na curva de carga. A Tabela 2 lista algumas das principais usinas brasileiras que entraram em operação nos últimos 15 anos, com os respectivos fatores de capacidade considerados em relação à geração média no período crítico do sistema (maio/51-nov/56).

A Tabela 3, por sua vez, apresenta a evolução do fator de carga das principais empresas do Sudeste no período 1976/80, valores estes que se situam em torno e acima de 60%.

Estes fatores de carga são superiores aos fatores de capacidade das dez usinas da região Sudeste citadas como exemplo, sem a contrapartida de usinas dimensionadas para operação de base, indicando a não adequação da motorização deste conjunto de usinas com o mercado por ele atendido, principalmente considerando o sistema operando integrado, e a existência nele de usinas com vocação, por razões econômicas, para operação de base e/ou semibase.

Adequação dos critérios de motorização

O aumento da participação de usinas especializadas, com menor flexibilidade operativa, no parque gerador do sistema elétrico brasileiro limita à validade dos critérios tradicionais, exigindo um enfoque mais adequado a esta nova composição. Casos típicos das referidas usinas são as nucleoeletricas e termelétricas da região Norte que, no futuro, serão voltadas para o atendimento do mercado do Sudeste.

Estas usinas mostram uma vocação típica para a operação de base, sendo dimensionadas com fator de capacidade elevado. Em contrapartida surge a necessidade de complementação do parque gerador com usinas especializadas de ponta, com baixo fator de capacidade, que apresentem condições técnicas adequadas (proximidade aos centros de carga, flexibilidade operativa) e competitividade econômica (baixo custo incremental de ponta).

Assim, os critérios para a definição da potência instalada devem levar em conta a sua vocação para operação na curva de carga do sistema.

A análise completa da curva de carga típica do sistema representa o enfoque mais preciso para a solução do problema. Porém, pode ser um excesso de preciosismo, indicado apenas para sistemas termelétricos, pois as usinas hidrelétricas apresentam sem dúvida um grau de flexibilidade operativa superior ao das térmicas. Assim sendo, a consideração da curva de duração de carga, aproximada por três patamares de potência constante, representa uma aproximação coerente com as demais hipóteses dos estudos de planejamento da expansão do sistema.

A energia produzida por uma usina deve necessariamente se ajustar à curva de carga do sistema. Pelo critério tradicional, a hipótese é que esse ajustamento seja feito na própria usina. Todavia, esse ajustamento pode ser obtido com a incorporação de energia produzida por outras usinas, de forma que a energia do conjunto se amolde à curva de carga do sistema, ou à curva de duração de carga em três patamares, como estamos considerando de forma mais simplificada. Por exemplo, uma usina especializada para ponta produzirá toda sua energia no período de ponta, exigindo, para a adequação à curva de duração de carga, a complementação com usinas de semibase e de base.

O nível de motorização decorre de análise de competitividade econômica, considerando então sua produção ajustada à curva de duração de carga do sistema. O investimento total na usina depende de sua potência instalada e as parcelas de energia necessária ao ajustamento à curva de duração de cargas são valorizadas pelos respectivos custos de referência do sistema. Estes custos de referência representam o investimento necessário à obtenção da quantidade de energia, na forma prevista, em outras usinas do sistema, e devem ser obtidos com base nos estudos de planejamento da expansão do sistema interligado.

Assim sendo, uma usina deve ter seu nível de motorização elevado sempre que o custo incremental de ponta da usina for inferior à diferença entre os custos marginais do bloco de energia que ela ocupa na curva de duração de carga (semibase ou base) e do que passará a ocupar com aumento da motorização (ponta ou semibase).

A Figura 7 mostra os exemplos, para os três tipos de usinas, de aplicação da complementação necessária ao atendimento da curva de carga. O objetivo é

obter, para cada usina, o menor custo-índice C^*/E^* .

Como conclusão, pode ser afirmado que especializar as usinas hidrelétricas, ou seja, dimensioná-las para operar em determinadas partes da curva de carga, conduz a economias de capital de grande magnitude, principalmente quando se considera o sistema operando integrado e o escaçamento dos potenciais hidrelétricos econômicos e próximos aos centros de carga.

A Central Hidrelétrica de Itaipu

JOSÉ COSTA CAVALCANTI

Foi Presidente da ITAIPU Binacional, Ministro das Minas e Energias e Presidente da ELETROBRÁS.

Desde outubro de 1984 a energia de Itaipu está suprindo, em caráter experimental, o mercado de energia elétrica do Brasil e do Paraguai, com suas duas primeiras unidades geradoras.

O programa de suprimento daqueles mercados, já devidamente remunerado, ainda que à base de tarifa provisória, está definido da seguinte forma (demanda contratada), para o período de março/85 a dezembro/85 (10 meses):

- Para o Paraguai, através da ANDE, cerca de 300.000 KW;
- Para o Brasil, através de FURNAS Centrais Elétricas S.A. e ELETROSUL, cerca de 10.259.000 KW.

À medida que novas unidades geradoras entrem progressivamente em funcionamento, até completar, em 1990, as 18 máquinas que estruturam a central de Itaipu, aqueles valores contratados serão devida e gradativamente aumentados.

Em termos de custo de serviço de eletricidade, ainda não estão disponíveis, no momento, todos os dados necessários que servem de base ao cálculo do valor da tarifa no barramento da Usina, tudo conforme preceitua o Tratado de Itaipu (1973) e seu Anexo "C", o qual estabelece as bases financeiras e de prestação dos serviços de eletricidade de Itaipu.

1.1— Idéias básicas sobre o funcionamento da Central de Itaipu, tendo em conta de que se trata de um empreendimento binacional.

É oportuno, agora, pôr em relevo que a exploração da Central Hidrelétrica de Itaipu obedece a normas mutuamente acordadas, entre o Brasil e o Paraguai, através do já citado Tratado e atos diplomáticos complementares.

O conceito básico a ter presente naquele contexto é que as *Altas Partes Contratantes (Governos do Brasil e do*

Paraguai) outorgam à Entidade Binacional denominada ITAIPU, concessão para realizar, durante a vigência do Tratado, o aproveitamento hidrelétrico do trecho do rio Paraná pertencente, em condomínio, aos dois países.

Esse conceito é válido tanto para a fase de construção como para fase de exploração, fases estas que hoje em dia coexistem, devendo, a partir de agora, ir decrescendo, até 1990, a fase de construção e ir crescendo a fase de exploração, a qual a partir de 1990, deverá ser a única existente.

Do exposto, as seguintes ilações devem ser explicitadas:

- 1) os dispêndios que estão sendo feitos para a construção de Itaipu correm por conta da Entidade Binacional, ITAIPU, os quais deverão ser saldados com a receita operacional da própria Entidade, através de recursos oriundos da venda da energia aos compradores indicados pelo Paraguai, no caso a ANDE, e pelo Brasil, FURNAS e ELETROSUL.
- 2) A Central Hidrelétrica de Itaipu não está concluída, devendo isto ocorrer por volta de 1990, o que requer o aporte de recursos financeiros adicionais, através de empréstimos e de financiamento, ainda com a garantia do Governo Brasileiro, como vem acontecendo com os recursos financeiros já utilizados até o presente momento. Em março de 1985, os seguintes resultados tinham sido atingidos na construção da Central de Itaipu:
 - 100% das obras de infra-estrutura necessárias ao projeto;
 - 100% das indenizações relativas à desapropriações das terras e terrenos necessários;
 - 90% dos projetos executivos de engenharia;
 - 95% das obras civis da Central Hidrelétrica;
 - 65% da fabricação e entrega dos equipamentos permanentes da Central;
 - 42% da montagem de tais equipamentos.

3) A Central Hidrelétrica de Itaipu Binacional entrega a energia produzida aos seus três compradores (FURNAS, ELETROSUL e ANDE) no barramento da Usina. A partir daí, cada país signatário do Tratado de Itaipu, toma a seu cargo a transmissão da energia contratada.

1.2 O que falta para concluir o projeto Itaipu

Para concluir o Projeto de Itaipu, falta compreender as seguintes atividades, entre 1985 e 1990:

- Prosseguir e concluir a montagem de mais sete unidades geradoras de 50 Hz e realizar os respectivos ensaios para a sua colocação em serviço, sendo duas em 1985, três em 1987 e as duas últimas em 1988;
- concluir a montagem e realizar os ensaios para a colocação, em serviço, das duas primeiras unidades de 60 Hz (1986);
- levar a efeito a montagem de mais quatro unidades geradoras de 60 Hz e os respectivos ensaios para a colocação em serviço, sendo uma em 1988 e três em 1989;
- concluir o trecho da casa de força no antigo canal de desvio (1985-1988) para as três últimas unidades geradoras de 60 Hz, bem como montar todo o equipamento elétrico e mecânico correspondente às últimas três unidades geradoras de 60 Hz e realizar os respectivos ensaios para a sua colocação em serviço (1989-1990).

1.3 O escoamento da energia de Itaipu para o mercado brasileiro

Contudo, para efetivar integralmente o escoamento da energia elétrica produzida pela Itaipu, para o mercado do Brasil, cumpre terminar a implantação do sistema de transmissão, a cargo de FURNAS Centrais Elétricas S.A., nos seguintes termos:

- completar, nos próximos dois anos, a linha de transmissão em corrente contínua, já parcialmente em operação; por esta linha escoar a energia produzida em Itaipu, em 50 Hz, a qual é inicialmente retificada para corrente contínua (± 600 KV) e, posteriormente, na região da Grande São Paulo, convertida em corrente alternada, 60 Hz:

— Construir, até 1986, o último trecho da linha de corrente alternada (60 Hz) entre Foz do Iguaçu-Ivaiporã (PR), linha esta que transmite, diretamente para o Brasil, a energia produzida por Itaipu em 60 Hz; registra-se que 2/3 desta linha de transmissão, Ivaiporã (PR) — Tijucu Preto (SP) já está construída, e em operação, transmitindo energia produzida por usinas instaladas no Estado do Paraná, para a região Sudeste e para a região Sul.

2. Comentários relativos ao aproveitamento da parte da energia de Itaipu que cabe ao Brasil, nos termos do Tratado de Itaipu.

2.1 — Idéias chaves

É preciso enfatizar que a Itaipu Binacional, por sua excepcional capacitação de produção — 75 bilhões de KWh/ano, só tornou-se economicamente viável, porque a energia gerada pela Central de Itaipu é fundamental para suprir o crescimento da demanda energética das regiões Sudeste e Sul do país que consomem cerca de 80% de toda a energia elétrica do Brasil e onde se concentra o maior potencial sócio-econômico do país.

Foi esse fato, entre outros, que levou o Governo Brasileiro a assumir as seguintes responsabilidades, no quadro do Tratado de Itaipu e Atos Diplomáticos complementares:

- dar garantia aos empréstimos necessários para a obra e toda ela está sendo realizada através da captação de recursos desta forma, pois o capital é simbólico e não há recursos orçamentários específicos para tal;
- comprar, da Entidade Binacional, através da ELETROBRÁS (FURNAS e ELETROSUL), toda a potência instalada na Central de Itaipu, a que tem direito (50%) e mais toda a potência que o Paraguai não venha a consumir da parte que lhe cabe (50%) e que cede ao Brasil; neste quadro, o Governo Brasileiro, logo após a assinatura do Tratado de Itaipu (abril 1973), através da Lei nº 5899, de 5 de julho de 1973, estabeleceu normas para o sistema elétrico brasileiro, quanto à utilização plena da energia elétrica oriunda da Itaipu; neste aspecto um dos pontos é a fixa-

ção de quotas de rateio da potência adquirida de Itaipu, por FURNAS e ELETROSUL, entre as empresas estaduais concessionárias de energia elétrica das regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste do país, proporcionalmente ao consumo de cada uma das unidades da Federação, situadas naquelas regiões.

Recentemente, o Ministério das Minas e Energia, através de Portaria de 15 de fevereiro de 1985, atualizou as quotas estabelecidas em convênios firmados em 1973, nas quais passam a se basear as vendas da energia de Itaipu, da parte que cabe ao Brasil, em caráter provisório, para o período março/85 a dezembro/85.

2.2 — Está garantido o mercado para toda a energia que a Central Hidrelétrica de Itaipu produz e que venha a produzir à medida que entrem em serviço as demais unidades geradoras.

A par do novo surto de crescimento da demanda de energia elétrica nas regiões a serem atendidas por Itaipu no Brasil, deve ser recordado que o setor elétrico brasileiro, desde 1980, adotou providência no campo das obras de geração de energia elétrica, no sentido de não permitir capacidade ociosa e impedir a dispersão de esforços na aplicação de investimento.

Isso assegura a utilização plena, pelo mercado brasileiro, da oferta de toda energia disponível na Central de Itaipu, imperativo a ser observado pelas razões já expostas anteriormente.

2.3 — Sem a energia de Itaipu, no ritmo programado para a entrada em serviço das restantes 16 unidades geradoras, entre 1985 e 1990, o mercado de energia elétrica das regiões Sudeste e Sul do país, pode ficar sujeito ao racionamento.

2.3.1 — A Premissa

Três fatores, que se associam por suas conseqüências, compõem, em última análise, a problemática do atendimento do crescimento da demanda de energia elétrica, num horizonte de 5 anos, nas regiões Sudeste e Sul do país;

- 1) A retomada, desde 1983, do crescimento da demanda de energia elétrica nas regiões a serem

atingidas por Itaipu (7,5% em 1983 e 11,4% em 1984);

- 2) o adiamento da construção das demais obras de geração de eletricidade nas regiões Sudeste e Sul do país;
- 3) a consideração de que, sob o ponto de vista técnico, não há mais tempo hábil para implantar e pôr em operação novas fontes energéticas, nas regiões Sudeste e Sul do país, num horizonte de 5 anos, em substituição à oferta do insumo energético pela Itaipu.

2.3.2 — As Ilações

- 1) Não há outra opção para o atendimento do crescimento da demanda de energia elétrica nas regiões Sudeste e Sul, ou se prossegue a construção da Itaipu de forma que até 1990 todas as suas 18 máquinas estejam em operação, ou criará-se grave situação de déficit deste insumo energético na área que concentra 75% do potencial do país, com gravíssimas conseqüências sociais e econômicas para o Brasil;
- 2) O retardamento da entrada em serviço das demais dezesseis unidades geradoras da Itaipu, entre 1985 e 1990 e a não-aquisição da potência progressivamente disponível em Itaipu pelo sistema elétrico do Brasil, afeta todo o arcabouço econômico-financeiro para possibilitar, a longo prazo (cerca de 40 anos) o pagamento das dívidas contraídas, com a garantia do Governo Brasileiro, para a construção da Central Hidrelétrica, pagamento este que a Entidade Binacional fará com os recursos oriundos da venda da potência instalada aos três compradores já mencionados: FURNAS e ELETROSUL, no Brasil, ANDE, no Paraguai.

A base de cálculo para o pagamento dos compromissos da Entidade Binacional, é, obviamente, o valor da tarifa, no barramento da Usina de Itaipu, única fonte de receita da Entidade Binacional, decorrente da venda de seu produto — a energia elétrica.

3. A tarifa da energia elétrica produzida pela Central Hidrelétrica de Itaipu.

3.1 — Enfoque sob o ângulo restrito da Entidade Binacional a quem

os dois Governos deram concessão

As bases para o cálculo da tarifa da energia elétrica produzida pela Central Hidrelétrica de Itaipu estão estabelecidas e definidas no "Tratado de Itaipu" (1873) e seu Anexo "C".

De acordo com esse Anexo "C", o "Custo do Serviço de Eletricidade", no barramento da Usina de Itaipu será composto das seguintes parcelas anuais:

- o montante para o pagamento dos encargos financeiros dos empréstimos recebidos;
- o montante necessário para o pagamento da amortização dos empréstimos recebidos;
- o montante necessário para o pagamento à ELETROBRÁS e à ANDE de rendimentos sobre o capital;
- o montante necessário para o pagamento em partes iguais ao Tesouro do Brasil e ao Paraguai, de "royalties", pelo uso da água do rio Paraná;
- o montante necessário para o pagamento à ELETROBRÁS e à ANDE, em partes iguais, a título de ressarcimento de encargos de administração e supervisão relacionados com a Itaipu;
- o montante necessário à remuneração ao Paraguai pela energia cedida ao Brasil e não consumida por aquele país.

É importante ressaltar que nos primeiros 20 a 30 anos, as duas primeiras parcelas entram com cerca de 90 a 95% do montante necessário a arrecadar anualmente, e que depois, progressivamente, tendem a reduzir-se.

É natural que nos primeiros anos a receita de Itaipu não gerará recursos suficientes para o cumprimento do pagamento das parcelas anteriormente mencionadas. Há necessidade imperiosa de "rolar" a dívida constante das duas primeiras parcelas citadas.

3.2 — O enfoque sob o ângulo do compromisso de harmonizar dois interesses: o da entidade Binacional e o das Empresas Concessionárias dos Serviços Públicos de Eletricidade

Ainda sob o prisma da fixação da tarifa de venda da Itaipu, há outro ângulo a considerar, qual seja: o de harmonizar, na medida do possível, o interesse da Entidade Binacional com o interesse das empresas concessionárias dos servi-

ços públicos de eletricidade, que compram a energia de Itaipu.

Nesse quadro, esforços devem ser realizados para que a tarifa situe-se num patamar que atenda ao preço médio que o insumo é vendido aos consumidores no Brasil e no Paraguai, produzido pelas fontes de eletricidade locais.

4. Alguns comentários quanto a futuros aproveitamentos binacionais, com a participação do Brasil.

No que tange ao Brasil e Paraguai, a Itaipu já aproveitou todo o potencial hidráulico existente entre os 2 países no rio Paraná, desde e inclusive o Salto de Sete Quedas e a foz do rio Iguçu. Quanto a aproveitamentos hidrelétricos entre o Brasil e outros países limítrofes, existem estudos preliminares relativos a possível aproveitamento no rio Uruguai, entre o Brasil e a Argentina.

5. Alguns comentários quanto à possibilidade de utilização no exterior da experiência nacional, no setor da hidroeletricidade

Sem dúvida, a construção da Central Hidrelétrica de Itaipu projetou, para o exterior, a técnica e tecnologia brasileira peculiar à construção de centrais hidrelétricas.

O progresso das empresas privadas de serviços de engenharia no Brasil, acompanhou a evolução do setor elétrico, nestes últimos vinte anos, criando-se equipes especializadas e competentes para a realização de estudos e projetos nas áreas da hidroeletricidade.

Basta citar, para ilustrar, que o desenvolvimento dos projetos detalhados de engenharia da Itaipu, foram integralmente realizados por firmas brasileiras consorciadas a firmas paraguaias, envolvendo cerca de 30.000 desenhos.

Atualmente existem no Brasil diversas firmas consultoras de engenharia de maior porte, envolvidas em projetos do setor elétrico, abrangendo, fundamentalmente, a geração e transmissão da energia elétrica.

Presentemente, as empresas privadas engajadas na elaboração de diversos projetos para atender o programa de expansão da energia elétrica, incluindo desde os estudos de inventários do potencial hidrelétrico e projetos de engenharia até a construção, fabricação de equipamentos e montagem de usinas.

Ademais, a experiência adquirida por essas empresas que desenvolvem traba-

lhos para o Setor Elétrico tem efeito multiplicador, já que pode ser transferida não só para outros tipos de empreendimentos, como para o exterior.

Em suma, os indicadores que foram consignados comprovam como o Brasil está em condições de ampliar a exportação de serviços peculiares ao setor elétrico, sem prejuízo do seu programa de expansão da infra-estrutura de eletricidade.

As pequenas centrais de geração de energia elétrica

CÉSAR AUGUSTO LOURENÇO FILHO

Assessor da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS. Engenheiro Civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, mestre em Ciências da Engenharia pela Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da UFRJ, foi chefe da Divisão de Engenharia da Geração e adjunto do Departamento de Geração da ELETROBRÁS.

As pequenas centrais de geração de energia elétrica são de dois tipos: hidrelétricas e termelétricas, sendo que estas últimas se subdividem em duas; as que queimam biomassa, principalmente lenha, e as que queimam derivados de petróleo.

Para maior facilidade de exposição, iremos abordá-las separadamente, começando pelas hidrelétricas.

1. Pequenas Centrais Hidrelétricas

A geração de energia elétrica no Brasil, a partir da utilização de recursos hídricos, começa no ano de 1883, com a implantação da usina hidrelétrica do Ribeirão do Inferno, em Diamantina (MG), fornecendo energia para atividades de mineração, através de dois geradores de cerca de 6 KW cada um.

Em 1887, é posta em funcionamento a hidrelétrica do Ribeirão dos Macacos, propriedade de "Cia des Mines d'or du Paris", localizada em Honório Bicalho, atual município de Nova Lima (MG), gerando uma potência bruta de 370 KW. A energia produzida era consumida em trabalhos de mineração e nas residências dos empregados.

Os geradores da época eram de potência muito diminuta, o que possibilitava atender, somente, necessidades de fazendas e de pequenas indústrias, geralmente têxteis e de minerações, ressaltando-se que a geração era então para uso exclusivo dos próprios produtores.

Pouco a pouco, as potências instaladas vão aumentando, sobrepondo às vezes, em muito, as necessidades do proprietário. Com isto, e vislumbrando uma maior rentabilidade do investimento na usina, o autoprodutor passa, também, a construir redes de distribuição e começa

a fornecer eletricidade às populações das áreas onde desenvolvia suas atividades.

Em 1888 é fundada, na cidade de Juiz de Fora (MG), a Companhia de Eletricidade, a qual inaugura, em 1889, a primeira usina hidrelétrica brasileira para serviços de utilidade pública, denominada de "Marmelos-Zero", com dois geradores monofásicos de 125 KW cada, com a tensão de 1000 volts e frequência de 60 Hz.

Em 1896, foi instalada a Usina Marmelo 1, no mesmo local, com potência de 1850 KW.

Assim sendo, entre os anos de 1880 e 1900, a geração de energia elétrica, a partir de pequenas hidroelétricas, é implantada em várias cidades. São geralmente empreendimentos privados, nacionais e estrangeiros, empregando materiais e equipamentos importados.

Em 1900, a potência instalada no Brasil é de 12085 KW, dos quais 6565 KW são provenientes de usinas térmicas e 5500 KW de usinas hidrelétricas.

A partir de 1900, multiplicam-se as companhias que geram, transmitem e distribuem energia elétrica nas pequenas localidades. Tal fato contribui para uma maior divulgação dos benefícios da energia elétrica e, a partir da primeira década do século, definem-se então três tipos de produtores de energia elétrica; as grandes companhias concessionárias, as pequenas concessionárias e os autoprodutores.

As grandes companhias, como "Light and Power Co." (LIGHT) e "American Foreign Power Company" (ANFORP), no princípio controladas por capital estrangeiro e, posteriormente, nacionalizadas, iniciam suas atividades próximas aos grandes centros de consumo.

A usina hidrelétrica Parnaíba, rio Tietê (SP), construída e inaugurada pela "Light and Power Co.", em 1901, marca o início das atividades das grandes concessionárias no Brasil. Sua capacidade geradora inicial foi de 2000 KW, marco excepcional para a época, atingindo 16000 KW em 1912, com sucessivas ampliações.

Na década de 50, o Governo passou a atuar intensamente na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica,

criando-se grandes concessionárias, que passam a construir aproveitamentos de grande porte, que colocaram o Brasil como um dos mais avançados países em hidreletricidade. Nestas circunstâncias, os pequenos aproveitamentos para essas concessionárias deixaram de ser interessantes, motivo pelo qual elas passaram a desativar as pequenas usinas hidrelétricas de sua propriedade.

As pequenas companhias concessionárias originaram-se e desenvolveram-se no seio dos municípios interioranos, por iniciativa privada ou municipal, com áreas de concessão limitadas, implantando pequenas usinas, de potências reduzidas e obras civis simplificadas, porém, utilizando-se de tecnologias e equipamentos importados.

A maioria dessas concessionárias desativou suas usinas, quando o Sistema Interligado chegou aos seus municípios, enquanto que outras foram absorvidas pelas grandes concessionárias e poucas subsistem até hoje.

Quanto aos autoprodutores, o crescimento, a partir do início do século, do uso da hidreletricidade, levou muitos fazendeiros, bem como industriais proprietários de empresas isoladas a gerar sua própria energia hidrelétrica, surgindo daí a denominação de autoprodutor.

Os projetos eram, na sua maioria, de concepção simples, de pouca ou quase nenhuma sofisticação, o que estimulou o surgimento de pequenos fabricantes nacionais de equipamentos também simples, que desenvolveram uma tecnologia nacional para estudos, projeto, construção e operação de pequenas centrais hidrelétricas, que ainda não é de todo difundida. Esta tecnologia nacional é, atualmente, utilizada por restritos grupos de técnicos, quase todos vinculados aos pequenos fabricantes de turbinas, e foi desenvolvida através da implanta-

ção de um grande número de pequenas usinas no território brasileiro.

Funcionando, desde a década de 20, a Wirz Turbinas Hidráulicas Ltda., de Estrela-RS, já fabricou mais de mil pequenas turbinas. O mesmo acontece com a Jomeca Ltda., de São Paulo, que iniciou suas atividades em 1925. A Hidráulica Industrial S/A — Indústria e Comércio, localizada em Joaçaba — SC, desde 1950, fornece pequenas turbinas para o mercado nacional.

Pode-se admitir que os demais pequenos fabricantes nacionais de turbinas produziram centenas de unidades, com o que se estima existirem, no Brasil, milhares de pequenas centrais hidrelétricas em funcionamento, equipadas com turbinas e geradores totalmente fabricados no País.

Como se vê, as concessionárias se desinteressaram das pequenas centrais hidrelétricas, a partir da década de 50, porém, os autoprodutores vêm mantendo, até hoje, seu interesse por elas, motivo pelo qual não se pode dizer, a rigor, que elas tenham sido desativadas generalizadamente.

Recentemente, a partir de 1981, com a publicação do Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas (ELETROBRÁS/DNAEE) e no ano passado, com o lançamento do Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas — PNPCH, supervisionado pelo Ministério das Minas e Energia e coordenado pela ELETROBRÁS, a idéia é se retomar à implantação dessas pequenas usinas.

As razões dessa retomada são várias, porém as mais significativas foram o aumento do preço do petróleo — que tornou bem mais atrativas as usinas hidrelétricas — e a crise financeira, que estimula a implantação de empreendimentos de pequeno porte, que permitem rápido retorno do investimento.

Esses dois fatores, combinados com o fato acima exposto, da existência de uma tecnologia nacional de baixo custo para as pequenas centrais hidrelétricas, conforme demonstra o Quadro 1, permite acreditar-se que haverá grande interesse na implantação dessas usinas, tanto pelas concessionárias quanto, também e principalmente, pelos autoprodutores.

Quanto à padronização de equipamentos, em especial turbinas, oficialmente não existe, mas, na prática, o que se dá é que os citados pequenos fabricantes a possuem, de modo um tanto empírico, o que lhes permite fazer fornecimentos, por assim dizer, a varejo, ou seja, independentemente da potência ou do número de unidades encomendadas, variando a potência desde alguns poucos quilowatts, até cerca de 5.000 KW.

As turbinas por eles fabricadas são as tradicionais Pelton, Francis, Hélice e, em menor número, Kaplan.

Importante ressaltar que a ELETROBRÁS e o DNAEE definiram, de modo bastante claro, o que se passou a denominar, no Brasil, de Pequena Central Hidrelétrica — PCH, seja em termos de classificação (ver Quadro 2), seja no que respeita aos parâmetros técnicos (ver portaria 109/82 de 24/11/82, do DNAEE), oficializando o que consta do Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas ELETROBRÁS/DNAEE.

2. Pequenas Centrais Termelétricas

As pequenas centrais termelétricas queimando óleo diesel, comumente denominadas "grupo diesel", foram implantadas em todo o território nacional, notadamente nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste. Pela simplicidade e facilidade de instalação e, também, por ser pequeno o investimento inicial, eram solução bastante prática e econômica à época em que o preço do petróleo não

QUADRO 1

CARACTERÍSTICAS E CUSTOS DE PCH CONSTRUÍDAS POR PEQUENO FABRICANTE BRASILEIRO

USINA	Ascensão 9/83	Maranhão 5/83	Tupi 5/83	Santarém 5/83	São Roque 10/82	Perdizes 09/82	Serra Azul 08/82	Lagoa Seca 07/82	Castilho 06/82	Colu CCT 08/82	Martins 08/81	Heringer 08/80	Sutin 07/80	Bom Bril 07/80
Obras Civis (%)	40	42	46	48	41	41	38	21	21	33	56	34	20	28
Equip. Elétrico Mec. (%)	49	56	37	52	31	42	47	51	49	35	32	48	69	48
Rede de Transmis. (%)	11	2	17	—	20	17	15	28	30	32	12	18	18	15
Subestação (%)	—	—	—	—	8	—	—	—	—	—	—	—	3	9
Turbina 10 ³ Cr\$ (Jun/81)	4.800	1.200	6.800	1.800	9.900	7.300	4.100	1.400	1.450	4.900	2.700	6.300	7.900	8.500
Gerador 10 ³ Cr\$ (Jun/81)	1.100	490	1.800	420	4.400	1.800	1.560	620	490	1.560	980	2.040	2.040	3.100
Montagem % s/Cto FOB	3	1	3	2	4	3	3	3	2	4	6	4	3	4
Transporte % s/Cto FOB	4	3	5	5	3	3	3	3	4	3	2	4	3	3
Potência (Kw)	32	10	64	8	280	64	48	14,4	10	48	24	30	80	120
Potência (KVA)	40	12,5	80	10	350	80	60	18	12,5	60	30	100	100	160
USS/Kw	1.050	965	768	1.585	1.170	812	700	801	1.108	769	876	595	710	850

era alto. Hoje, continuam práticas, porém o custo de manutenção passou a ser elevado com o salto no preço do petróleo.

Deixando de lado o cotejo econômico para avaliação de competitividade com os outros tipos de solução, porém considerando que a substituição do uso do petróleo, para geração de energia elétrica, é programa de Governo, no que respeita às pequenas centrais termelétricas — PCT, passa-se a cogitar da queima de biomassa, em especial a lenha.

Nesse particular, há que se separar o empreendimento em duas partes distintas: o combustível (lenha) e a usina propriamente dita.

Quanto ao combustível, acha-se em aberto no País a discussão a respeito, de vez que não se tem domínio tecnológico, seja das florestas nativas, seja das chamadas florestas energéticas, principalmente em regiões como a amazônica, na qual a PCT é uma opção quase que natural. Com o atual estágio de conhecimento do assunto, estima-se que o custo do combustível varia de 15 a 25 US\$/tonelada na boca da caldeira.

No que respeita à usina propriamente dita, a tecnologia é dominada pelos fabricantes nacionais, que produzem vários tipos de PCT. Acha-se em final de elaboração, coordenada pela ELETROBRÁS, o Manual de Pequenas Centrais Termelétricas, no qual essas usinas são classificadas de acordo com o Quadro 4.

Quanto a custos, apesar de variarem bastante a potência instalada, encontram-se nas faixas constantes dos Quadros 5 e 6.

Acreditamos que tão logo seja equacionada a questão do combustível e se os custos forem atrativos, também esse tipo de usina será implantado generalizadamente no território nacional.

Relativamente à padronização de equipamentos, cada fabricante tem seus modelos, sendo que, nos trabalhos do Manual de PCT, está se prevendo padronização a ser futuramente adotada por todos, conforme a classificação do Quadro 4.

3. Avaliação Econômica de Alternativas

Aparentemente, pode parecer que na avaliação econômica de alternativas ou se adota extensão de linhas de transmissão do Sistema Interligado, ou se implanta uma pequena central termelétrica a lenha, ou uma diesel, ou uma pequena central hidrelétrica. Na realidade,

QUADRO 2

CLASSIFICAÇÃO DAS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

(Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas — ELETROBRÁS/DNAEE)

CLASSIFICAÇÃO	POTÊNCIA INSTALADA (KW)	QUEDA DE PROJETO (m)		
		Baixa	Média	Alta
Microcentrais Hidrelétricas	Até 100	Menos de 15	15 a 50	Mais de 50
Minicentrais Hidrelétricas	100 a 1000	Menos de 20	20 a 100	Mais de 100
Pequenas Centrais Hidrelétricas	1000 a 10000	Menos de 25	25 a 30	Mais de 130

É muito importante chamar a atenção para o fato de que os parâmetros Queda de Projeto e Descarga de Projeto, apesar de juntos, definirem a potência instalada, necessitam ser, sempre, analisados, também, separadamente, porque cada um deles, por si só, pode conduzir a obras civis e a equipamentos de porte não condizente com o custo da PCH, o que a poderia tornar, economicamente, desaconselhável.

Em outras palavras: uma central hidrelétrica, para ser classificada como pequena, além de ter pequena potência instalada, é necessário que ela seja de pequeno porte quanto a obras civis e equipamentos) e de pequeno custo.

QUADRO 3

DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA

PORTARIA Nº 109, DE 24 DE NOVEMBRO DE 1982.

O Diretor — GERAL DO DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA — DNAEE, no uso de suas atribuições, e

CONSIDERANDO a recente conclusão do "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas", cuja elaboração foi promovida pelo DNAEE e pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. — ELETROBRÁS, com a colaboração de concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico — CNPq, da Financiadora de Estudos e Projetos S.A. — FINEP, da Escola Federal de Engenharia de Itajubá — EFEI e de fabricantes nacionais de equipamentos de pequeno porte para centrais hidrelétricas;

CONSIDERANDO que o referido "Manual" consolida informações sobre a tecnologia nacional de estudo, projeto, construção e operação de pequenas centrais hidrelétricas, tendo sido preparado de conformidade com as normas e recomendações sobre o assunto emanadas da Divisão de Controle de Recursos Hídricos — DCRH e da Divisão de Concessão de Águas e Eletricidade — DCAE, ambos do DNAEE;

CONSIDERANDO a necessidade de incentivar o aproveitamento de fontes nacionais de energia renovável;

CONSIDERANDO a conveniência de serem criadas condições propícias ao desenvolvimento de um Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas;

RESOLVE:

I — Estabelecer que para fim de análise pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — DNAEE de projeto relativo a pequena central hidrelétrica — PCH, será suficiente que o mesmo seja apresentado de conformidade com as recomendações constantes no "Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas", cuja elaboração foi promovida pelo DNAEE e pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. — ELETROBRÁS.

II — Para efeito do disposto no item anterior, será considerada pequena central hidrelétrica — PCH o aproveitamento que atenda, cumulativamente, às seguintes condições:

- opere a fio d'água ou, no máximo, com pequena regularização diária;
- seja provido de barragens e vertedouros com alturas máximas de até 10 (dez) metros;
- tenha sistema adutor composto somente de canais e ou tubulações, não utilizando túneis;
- possua estruturas hidráulicas, no circuito de geração, para vazão turbinável, de, no máximo, 20 (vinte) m³/s;
- seja dotado de unidades geradoras com potência individual de até 5.000 (cinco mil) kw;
- tenha potência instalada total de, no máximo, 10.000 (dez mil) kw.

III — Esta Portaria entrará em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

OSWALDO BAUMGARTEN

a prática demonstra que, geralmente, a melhor solução não é nenhuma delas isoladamente e, sim, uma combinação entre elas, ou seja, a adoção de um pequeno sistema hidrotérmico.

Também nesse campo, ainda não temos metodologia consagrada, o que se está pretendendo consolidar, através do Manual de Avaliação Econômica de Alternativas de Suprimentos de Sistemas Isolados, em final de elaboração, sob a coordenação da ELETROBRÁS.

4. Conclusão

As circunstâncias atuais de alto preço do petróleo e carência de recursos financeiros, especialmente no Setor Elétrico, torna atrativa a implantação de pequenas centrais hidrelétricas ou termelétricas, principalmente por parte do autoprodutor mas, também, para as concessionárias, sendo que algumas delas já têm programa de recuperação e implantação de centrais desativadas e implantação de centrais novas.

O Decreto-Lei 1872, de maio/1981, que permite ao autoprodutor a venda à concessionária, se ela o desejar, do excedente de energia que produza, pode ser um fator de estímulo, como já tem acontecido em alguns casos, nesse tipo de operação.

QUADRO 4

PEQUENAS CENTRAIS TERMELÉTRICAS									
CLASSIFICAÇÃO E CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS									
POTÊNCIA NOMINAL		80 kVA*	150 kVA	250 kVA	750 kVA	1250 kVA	2000 kVA	3750 kVA	6250 kVA
		Gasógeno / Motor Gerador	Gasógeno / Motor Gerador	Gasógeno / Motor Gerador	Caldeira / Turbina Gerador	Caldeira / Turbina Gerador	Caldeira / Turbina Gerador	Caldeira / Turbina Gerador	Caldeira / Turbina Gerador
GASÓGENO	TIPO	CRUZ (C) / DESC (M)	CRUZ (C) / DESC (M)	CRUZ (C) / DESC (M)					
	Autonomia (h)	8	8	10					
	Capacidade (10 ³ kcal/h)	150	350	750					
	Consumo de Óleo (kg/h)	1100-1200	1100-1200	1100-1200					
	PC Gás (kcal/NH ³)	80	80	80					
CALDEIRA	TIPO				Flamotubular	Aquotubular	Aquotubular	Aquotubular	Aquotubular
	Evaporação (t/h)				10	12	15	20	35
	Pressão (kgf/cm ²)				21	21	21	25	42
	Temp. do Vapor (°C)				Setorização	300	320	320	400
	Sistema de Combustível				Gravidade	Gravidade	Gravidade	Gravidade	Gravidade
MOTOR DE TURBINA A VAPOR	TIPO	Ciclo Diesel / Otto	Ciclo Diesel / Otto	Ciclo Diesel / Otto	Simplex Estágio	Múltiplo Estágio	Múltiplo Estágio	Múltiplo Estágio	Múltiplo Estágio
	Potência no Acoplamento (CV)	100 CV	210 CV	280 CV	800	1000 kW	1600 kW	3000 kW	5000 kW
	Velocidade (rpm)				18	18	18	21	38
	Consumo Específico de Vapor (kg/kWh)				Atmosférico ou Condensação	Condensação	Condensação	Condensação	Condensação
	Temp. Entrada (°C)				5000	6000	6000	3800	3800
GERADOR ELÉTRICO	TIPO	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico	Síncrono Trifásico
	Potência Nominal (kW)	80	150	250	750	1250	2000	3750	6250
	Fator de Potência	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Tensão (V)	220	220	220	380-440	380-440	2400	4180	13800
	Rotação (rpm)	600	360	360	1800	1800	1800	1800	3600

* C - Gasógeno a carvão, sistema cruzado
 * M - Gasógeno a madeira, sistema descendente
 FONTE: Manual de Pequenas Centrais Termelétricas - ELETROBRÁS

QUADRO 5

PEQUENAS CENTRAIS TERMELÉTRICAS A LENHA - ESTIMATIVA DE CUSTOS DE IMPLANTAÇÃO

ITEM	CUSTOS DIRETOS	700 KW 10 ³ Cr\$	1000 KW 10 ³ Cr\$	1600 KW 10 ³ Cr\$	3000 KW 10 ³ Cr\$	5000 KW 10 ³ Cr\$
1. Terrenos e Servidões		4.853	12.327	15.268	22.409	32.944
2. Estruturas e Outras Benfeitorias		93.825	238.321	295.185	433.243	636.920
3. Equipamentos de Caldeira		277.212	533.911	640.832	896.040	1.270.349
4. Unidade Turbogenerador		115.427	457.416	584.939	872.357	1.271.639
5. Equipamento Elétrico Acessório		7.853	19.947	31.870	63.662	132.183
6. Equipamentos Diversos		3.926	9.973	14.709	35.368	71.176
7. Peças Sobressalentes		6.471	16.436	20.358	29.879	43.926
8. Transporte e Seguro		24.669	62.662	77.613	113.913	167.466
9. Montagem Eletromecânica		123.348	313.310	388.067	569.565	837.331
		657.584	1.670.303	2.068.841	3.036.436	4.463.934
CUSTOS INDIRETOS						
10. Canteiro e Acampamento		8.220	20.879	25.861	37.955	55.799
11. Engenharia		65.758	167.030	206.884	303.644	446.393
12. Administração da Construção		41.099	104.394	129.303	189.777	278.996
13. Administração do Proprietário		49.319	125.273	155.163	227.733	334.795
		164.396	417.576	517.211	759.109	1.115.983
14. EVENTUAIS		82.198	208.788	258.605	379.555	557.992
		904.178	2.296.667	2.844.657	4.175.100	6.137.909
15. JUROS DURANTE A CONSTRUÇÃO		135.627	344.500	426.699	626.265	920.686
		1.039.805	2.641.167	3.271.356	4.801.365	7.058.595
CUSTO TOTAL						

OBSERVAÇÕES:

- 1) Preços a nível de janeiro de 1984.
- 2) Para usina de 700 KW, foram adotadas caldeiras flamotubular e turbina de simples estágio.
- 3) Para usinas de 1000 KW e acima, foram adotadas caldeira aquotubular e turbina de múltiplo estágio.
- 4) As estimativas foram elaboradas a partir de preços fornecidos pelos fabricantes de equipamentos, consultados especificamente para esta finalidade.

FONTE: Manual de Pequenas Centrais Termelétricas - ELETROBRÁS.

QUADRO 6

PEQUENAS CENTRAIS TERMELÉTRICAS A LENHA – ESTIMATIVA DE CUSTO DE GERAÇÃO

DESCRIÇÃO	POTÊNCIA INSTALADA				
	700 KW	1000 KW	1600 KW	3000 KW	5000KW
● Geração anual (KWh)	4.292.400	6.132.000	9.811.200	18.396.000	30.660.000
● Consumo anual de lenha (Kg)	13.735.680	16.863.000	25.018.560	45.622.080	71.437.800
● Investimento (10 ³ Cr\$)	1.039.805	2.641.167	3.271.356	4.801.365	7.058.595
● Custo unitário (US\$/KW)	1.456	2.588	2.004	1.568	1.383
● Amortização do Investimento (10 ³ Cr\$/ano)	132.575	336.749	417.098	612.174	899.971
● Custo do combustível (10 ³ Cr\$/ano)	72.112	88.531	131.347	239.516	375.048
● Custo de operação e manutenção (10 ³ Cr\$/ano)	73.281	91.601	122.634	179.462	250.498
● Custo anual total (10 ³ Cr\$/ano)	277.968	516.881	671.079	1.031.152	1.525.517
● Custo de geração (mills (KwH)	58.443	78.214	63.356	52.063	46.358

OBSERVAÇÕES:

- 1) Adotado fator de carga 70%
- 2) Investimento inclui 15% de juros durante a construção
- 3) Depreciação da instalação 25 anos
- 4) Taxa de amortização 12% a.a.
- 5) Custos referidos a janeiro/84
- 6) Preço da lenha Cr\$ 5,25/kg.
- 7) Taxa de câmbio US\$ = Cz\$ 1.020,419

Em síntese, como o custo da energia gerada pelas pequenas centrais hidrelétricas é bastante competitivo e o das pequenas centrais termelétricas, resolvido o problema do combustível, poderá vir a sé-lo, vislumbra-se uma intensificação, nos próximos anos, da implantação desses tipos de usinas

BIBLIOGRAFIA

1. Manual de Pequenas Centrais Hidrelétricas – ELETROBRÁS/DNAEE – 1981.
2. Programa Nacional de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PNPCH – ELETROBRÁS – 1984.
3. Minuta do Manual de Pequenas Centrais Termelétricas – ELETROBRÁS/DNAEE, 1985.

Energia nuclear na geração de energia elétrica

DARIO GOMES

Engenheiro civil, foi Diretor Técnico da ELETRONORTE, chefe de Gabinete do Ministério das Minas e Energia e Presidente das Empresas Nucleares Brasileiras S.A. — NUCLEBRÁS, no período de 1983/1985.

A decisão política de dotar o Brasil de um programa nuclear amplo, de natureza industrial, foi tomada no quadro da crise mundial de energia que se seguiu à quadruplicação dos preços do petróleo pelos países produtores, no segundo semestre de 1973. No ano seguinte, a ELETROBRÁS submeteu ao Governo o chamado Plano 90, que previa uma complementação de energia elétrica de origem térmica, da ordem de 10 mil megawatts, até 1990, quando deveria — segundo as estimativas disponíveis — estar esgotado o potencial hidrelétrico da região Sudeste, a mais industrializada do País.

O Governo teve a preocupação fundamental de evitar que o Brasil viesse a se expor à vulnerabilidade do suprimento externo. Estabelecida esta premissa, decidiu iniciar um Programa Nuclear abrangente que incluísse não só a construção de usinas nucleares, mas também as instalações do ciclo do combustível e a capacitação do País em engenharia de processos e de projeto de instalações nucleares e na fabricação de componentes.

A decisão adotada excluiu logo a possibilidade de assinatura de um acordo de tal envergadura com os Estados Unidos, que, nos contatos iniciais, indicaram a impossibilidade de fornecer ao Brasil as tecnologias correspondentes ao enriquecimento isotópico e ao reprocessamento de materiais irradiados. O Governo brasileiro passou então a negociar com dois outros países detentores da tecnologia nas áreas em que o Brasil pretendia executar seu programa nuclear: a França e a República Federal da Alemanha. O Brasil pretendia obter toda a tecnologia de processo e de projeto de centrais nucleares e do ciclo do combustível, incluindo usinas de enriquecimento e reprocessamento.

Receptiva à proposta brasileira, a França não pode aceitá-la, porque sua empresa da área nuclear, a Framatome, ainda estava sob restrições para dispor livremente da licença da Westinghouse para construir reatores PWR.

A República Federal da Alemanha aceitou as condições do Brasil, com o qual assinou não só o Acordo de Cooperação Nuclear, mas também os protocolos empresariais destinados a definir os contratos específicos de transferência de tecnologia.

A NUCLEBRÁS

Quando ainda se encaminhavam as negociações para a assinatura do Acordo Brasil-Alemanha, o Governo criou a NUCLEBRÁS, em dezembro de 1974, com a atribuição principal de implantar no País a indústria nuclear.

A NUCLEBRÁS ajustou, nos últimos anos, o seu programa de atividades ao quadro de dificuldades econômicas e de escassez de recursos orçamentários e adaptou o ritmo de implantação do Programa Nuclear às experiências de suprimento de energia elétrica.

O Programa Nuclear Brasileiro tem hoje como objetivos básicos a criação e fixação de tecnologia, para capacitar o País ao domínio completo da construção de usinas nucleares e do ciclo do combustível nuclear. E faz parte de uma ampla estratégia que objetiva a redução da dependência de energéticos importados. O Programa deverá capacitar o Brasil a fazer uso da energia nuclear como uma de suas principais fontes de energia elétrica a partir dos fins deste século. Pelas previsões do Governo Federal, a energia hidrelétrica estará contribuindo, no ano 2000, com 84% do abastecimento de eletricidade; as termelétricas a carvão com 7%; e a indústria nuclear com 9%. Esses 9% correspondem a 10.600 megawatts de capacidade instalada.

A NUCLEBRÁS está absorvendo a tecnologia nuclear importada, fixando a já criada no País e transferindo-as à indústria por meio da colocação de encomendas e da execução de um programa de capacitação nacional progressiva na área de engenharia e na de fabricação de componentes.

Cabem à NUCLEBRÁS as seguintes atividades principais: pesquisa e lavra de minérios nucleares e associados; instalação no País de uma indústria pesada para fabricação de reatores; instalação no País de uma indústria abrangendo todas as etapas do ciclo do combustível nuclear; promoção do desenvolvimento da engenharia e tecnologia nuclear e sua assimilação pelas empresas privadas nacionais; e gerenciamento da construção de centrais nucleares.

Construção de centrais

Na área de projeto de centrais, atua uma subsidiária da NUCLEBRÁS: a NUCLEN (NUCLEBRÁS Engenharia S.A.). Ela absorve tecnologia em todos os campos da engenharia e transfere-a para as companhias nacionais de engenharia para os fabricantes nacionais, por meio de sua supervisão. A fim de proporcionar capacitação técnica mais elevada às empresas nacionais participantes do Programa Nuclear, já foram firmado 32 contratos de transferência de tecnologia entre firmas nacionais e empresas estrangeiras de alto conceito nas respectivas áreas de atuação. A NUCLEN presta apoio às firmas nacionais não só na fase de negociação dos contratos de transferência de tecnologia — agindo até como interveniente em alguns deles — mas também no processo de sua averbação pelas autoridades brasileiras.

Estão sendo construídas no Município de Angra dos Reis (cerca de 40 quilômetros da cidade do mesmo nome), RJ, as usinas nucleares Angra II e Angra III — as primeiras decorrentes do Acordo Brasil — República Federal Alemã. A construção é feita sob a responsabilidade da NUCLEBRÁS, que absorve a tecnologia de engenharia de projeto transferida pela empresa alemã Kraftwerk Union (KWU). Estas duas usinas e mais a de Angra I (construída pela empresa Westinghouse, dos EUA), já em operação, constituem a Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto. Angra II já está com mais de 60% das obras civis concluídas e executou mais de 86% do projeto estrutural. Em 1985, deverá começar a montagem dos equipamentos. Quanto à Angra III, está na fase de serviços de escavação confirmada.

Equipamentos pesados

Em decorrência da forma abrangente e integrado do Programa Nuclear, foi criada a NUCLEP (NUCLEBRÁS Equipamentos Pesados S.A.), que está em operação desde 1980. Esta subsidiária (com capital de 98,2% da NUCLEBRÁS, o restante corresponde à participação de três empresas alemãs) tem o objetivo de projetar, desenvolver, fabricar e vender componentes pesados para usinas do Terceiro Mundo. Situada no município de Itaguaí — RJ, a NUCLEP está fabricando equipamentos pesados para as centrais nucleares Angra II e Angra III. Já cumpriu sua primeira encomenda do exterior, o vaso de pressão do reator da usina Atucha II, da Argentina.

O atendimento desta encomenda demonstrou a capacitação da NUCLEP nos níveis de alta sofisticação tecnológica exigidos internacionalmente. E graças a este êxito, a empresa está disputando concorrências para o fornecimento de equipamentos pesados a usinas da Turquia e do Egito. Missões técnicas de países interessados em instalar programas nucleares, como a China, têm vindo ao Brasil para conhecer a NUCLEP.

O ciclo do combustível

O chamado ciclo do combustível nuclear compreende várias etapas: prospecção e pesquisa de minérios de urânio; engenharia mineral; beneficiamento do minério de urânio em complexos minero-industriais; conversão do concentrado em hexafluoreto de urânio; enriquecimento isotópico; fabricação do elemento combustível e reprocessamento.

As reservas brasileiras de urânio, que estavam estimadas em 11.040 toneladas em 1975, são, desde 1982, de 301.490 toneladas. Este avanço, que em pouco mais de sete anos colocou o Brasil em 5º lugar no quadro das reservas mundiais, foi fruto de trabalho intenso das equipes de prospecção da NUCLEBRÁS. E grande parte do território brasileiro ainda está inexplorada, com muitas áreas potencialmente favoráveis para a prospecção e pesquisa.

A maior jazida do país é a de Itatiaia, no Ceará, com uma reserva avaliada até agora em 142.500 toneladas. A segunda é a de Lagoa Real, na Bahia, com 93.190 toneladas. A terceira, a do Planalto de Poços de Caldas, em Minas Gerais, com 26.800 toneladas.

No Planalto de Poços de Caldas está operando, desde 1982, um complexo

mínero-industrial no qual a NUCLEBRÁS produz o concentrado de urânio, conhecido no jargão nuclear como diuranato de amônio. A construção do Complexo Mínero-Industrial do Planalto de Poços de Caldas (CIPC) começou em 1977. Instalado junto à jazida, o Complexo tem uma capacidade mineral de 500 toneladas anuais de concentrado de urânio. A mineração é feita a céu aberto.

A produção do concentrado no Planalto de Poços de Caldas é feita com tecnologia inteiramente brasileira, e a NUCLEBRÁS já conseguiu um índice de quase 100% de nacionalização dos equipamentos.

Na área de engenharia mineral, a NUCLEBRÁS elabora os projetos básicos conceituais e os estudos de viabilidade técnica e econômica. Além disto, dá suporte técnico aos complexos minero-industriais. Dentre as áreas já estudadas e consideradas viáveis para a instalação de novos complexos minero-industriais, destacam-se Itatiaia e Lagoa Real, onde estão sendo implantadas usinas-piloto para beneficiamento do minério e produção do concentrado de urânio.

Três outras etapas do ciclo do combustível são desenvolvidas pela NUCLEBRÁS no Complexo Industrial de Resende, no Município de Resende, Estado do Rio de Janeiro. São a usina de conversão a usina de enriquecimento isotópico e a Fábrica de Elementos Combustíveis.

A finalidade básica da usina de conversão é converter o concentrado de urânio em um gás, o hexafluoreto de urânio. Estão em curso os serviços de engenharia de detalhe.

A usina de enriquecimento de urânio é de responsabilidade da NUCLEI (NUCLEBRÁS Enriquecimento Isotópico S.A.), uma subsidiária da NUCLEBRÁS com 75% de capital nacional (o restante é dividido por duas empresas alemãs). A primeira fase da usina, a chamada "Primeira Cascata", está em fase de testes desde início de 1985. A usina opera segundo o processo do "jato centrífugo", cuja patente mundial pertence ao Brasil em co-propriedade com a República Federal da Alemanha.

Está em operação, desde 1982, a Fábrica de Elementos Combustíveis (FEC), que produz o combustível nuclear destinado a reatores à água pressurizada. Na fase inicial de operação, ela tem capacidade nominal de processar 100 toneladas anuais de urânio enriquecido. A FEC já produziu a primeira recarga para a usina Angra I, por encomenda de FURNAS Centrais Elétricas S.A. e deverá pro-

duzir as recargas subsequentes, assim como as cargas de Angra II e Angra III.

A última etapa do ciclo do combustível é o reprocessamento, que recupera o material físsil ainda contido no elemento combustível irradiado, proveniente das centrais nucleares. São recuperados principalmente o Urânio 235 e o plutônio gerado artificialmente no reator, com a transmutação do Urânio 238. O urânio poderá ser reaproveitado e o plutônio é o combustível para os reatores "super-conversores", os chamados reatores "rápidos" — a futura geração de reatores nucleares.

Na área de reprocessamento, a NUCLEBRÁS desenvolve atualmente estudos de serviços de engenharia de detalhe e de consultoria para o projeto da usina-piloto.

Também é responsabilidade da NUCLEBRÁS pesquisar, lavrar, industrializar e comercializar as areias pesadas, conhecidas como areias monazíticas. Uma subsidiária, a NUCLEMON (NUCLEBRÁS de Monazita e Associados Ltda.), executa esta atividade, obtendo muitos produtos com uma variada gama de aplicações industriais. Numerosos desses produtos são exportados pela NUCLEMON para países industrialmente avançados, como o Japão e os Estados Unidos.

Na área de capacitação tecnológica, a NUCLEBRÁS dispõe do Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN), instalado em Belo Horizonte. O CDTN faz pesquisa e desenvolvimento em todas as áreas de atuação da Empresa e dá-lhes apoio técnico. A NUCLEBRÁS tem também uma empresa coligada, a NUSTEP, em associação com uma empresa alemã, para promover o programa tecnológico necessário ao aproveitamento industrial do processo "jato centrífugo" para o enriquecimento do urânio.

As perspectivas da geração nuclear

JOAQUIM FRANCISCO DE CARVALHO

Representante no Rio de Janeiro das empresas de energia de São Paulo: CESP, CPFL, ELETRIPAULO e COMGÁS. Mestre em Ciências de Engenharia Mecânica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio, foi coordenador do Setor Industrial do Ministério do Planejamento e Coordenação Geral, Secretário-Geral da FINEP e Diretor da NUCLEBRÁS.

As raízes históricas da energia nuclear, no Brasil, aprofundam-se até a década de 30, com a vinda de eminentes professores europeus, para a Universidade de São Paulo, formando um núcleo do qual originou-se a Seção de Física da Faculdade de Filosofia, Ciências e Letras, que deu lugar ao atual Instituto de Física, daquela Universidade. Desse núcleo, saíram inúmeros físicos e engenheiros que, em 1956, congregaram-se no Instituto de Energia Atômica — IEA, hoje denominado Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares de São Paulo — IPEN. Em 1966, criou-se o Centro de Energia Nuclear na Agricultura — CENA, ligado à Escola Superior de Agricultura de Piracicaba, da Universidade de São Paulo.

Enquanto isso, o Governo Federal criava, no Rio de Janeiro, nas décadas de 40, 50 e 60, o Centro Brasileiro de Pesquisas Físicas — CBPF (1949), o Conselho Nacional de Pesquisas CNPq (1951), a Comissão Nacional de Energia Nuclear — CNEN (1956), o Instituto de Radioproteção e Dosimetria — IRD (1960) e o Instituto de Energia Nuclear — IEN (1962).

Antes da criação da CNEN, havia sido criado, em Belo Horizonte, o Instituto de Pesquisas Radiológicas — IPR (1953), ligado à Universidade Federal de Minas Gerais, posteriormente transferido para a NUCLEBRÁS, sob a denominação de Centro de Desenvolvimento de Tecnologia Nuclear — CDTN.

Em 1971, quando a CNEN e FURNAS defrontavam-se com o problema de gerenciar a construção e montagem da central nuclear de Angra I, contratada com a Westinghouse, foi criada a Com-

panhia Brasileira de Tecnologia Nuclear — CBTN, com as atribuições de planejar e implantar no país um programa de geração eletronuclear, em escala adequada para atender à demanda de energia elétrica, quando o potencial hidrelétrico estivesse plenamente aproveitado. Esta companhia foi extinta em 1975, nascendo, em seu lugar, a NUCLEBRÁS, já sob o clima das negociações com o governo alemão e com a KWU, que culminaram com o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha.

Desde 1956, quando se iniciaram as obras de seu reator, que começou operar em 1957, o IEA (atual IPEN) tem sido um dos mais ativos centros de pesquisas nucleares no Brasil.

É no IPEN que se realiza o que de mais importante se faz no país, em campos tais como química do urânio, tório e outros materiais de interesse nuclear, metalurgia nuclear e combustíveis, tecnologia de produção de radioisótopos, aplicações industriais e biomédicas, processamento de material radioativo, engenharia de reatores, etc. Vale assinalar que, atualmente, são irradiadas no Instituto, mais de 10 mil amostras por ano.

Situação Atual do Programa

Para avaliar-se o programa nuclear brasileiro, vamos desdobrá-lo em duas vertentes: a vertente da Nuclebrás que, associada à Kraftwerk Union (KWU), procura implementar o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, e a vertente nacional, também chamada programa nuclear paralelo, que compreende algumas instituições de pesquisas ligadas à universidades, tais como o Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares de São Paulo — IPEN, o Departamento de Ciências de Materiais da Universidade de São Carlos, o Instituto de Estudos Avançados, ligado ao ITA, de São José dos Campos, os Institutos de Física da USP e da Unicamp, a Coppe e o IEN, do Rio de Janeiro.

A vertente nacional é, de certo modo, representada, perante o Governo Federal, pela Comissão Nacional de Energia Nuclear, particularmente, depois que esta, há cerca de três anos, assumiu parte da responsabilidade pela administra-

ção do IPEN. Esta vertente foi muito prejudicada pela NUCLEBRÁS, que sendo, politicamente, mais forte nos primeiros anos da vigência do Acordo Brasil-Alemanha, conseguia captar uma parcela preponderante dos orçamentos do setor. Como consequência, diversas instituições tiveram que desativar programas e dispersar equipes já treinadas e experientes.

Vejamos qual é a situação atual do programa nuclear brasileiro:

1º — A parte sob a responsabilidade da NUCLEBRÁS, ou seja, o Acordo Nuclear Brasil-Alemanha, enfrenta sérias dificuldades que, segundo o Governo, são um reflexo da crise econômica que o país atravessa.

Na verdade, as razões da inviabilidade do Acordo Brasil-Alemanha, são muito mais profundas, pois ele se baseou em premissas altamente discutíveis.

A primeira dessas premissas, foi de que o Brasil conseguiria superar a crise do petróleo, mediante sua substituição por eletricidade, gerada em centrais nucleares, o que é um absurdo, por ser evidente que, aos níveis tecnológicos atuais, e considerando a infra-estrutura brasileira, a eletricidade não pode substituir os derivados de petróleo, exatamente no setor em que estes são mais críticos, que é o dos transportes. As substituições possíveis resumem-se, praticamente, aos usos de óleos combustíveis na indústria, que estão sendo deslocados pela eletrotermia.

A segunda premissa frágil foi a de que a demanda de energia elétrica continuaria crescendo, exponencialmente, seguindo as mesmas tendências constatadas nos anos do chamado "milagre brasileiro", elevando, de tal modo, o consumo de energia elétrica, que seríamos obrigados a apelar, pesadamente, para as centrais nucleares, antes do ano 2000. Isso é um absurdo, pois não leva em conta o esforço de conservação de energia, que poderá reduzir a elasticidade-renda do consumo de energia a valores próximos da unidade.

A terceira premissa discutível foi de que o potencial hidrelétrico, economicamente aproveitável, não chegaria nem a 100.000 megawatts. Ora, três anos de

depois de assinado o Acordo com a Alemanha, a ELETROBRÁS anunciou que esse potencial ultrapassa os 213.000 megawatts.

Finalmente, outra premissa frágil foi a de que o Acordo seria um importante veículo de transferência de tecnologia nuclear para o Brasil. A verdade é que não existe transferência de tecnologia, substantiva, nessa área. O que há é, apenas, uma transferência de experiência nas áreas de coordenação de projeto e de montagem de centrais nucleares, o que, também, é importante, sem dúvida, mas deixa-nos dependentes do exterior, nas áreas mais relevantes de concepção e engenharia básica.

2º — A vertente nacional do programa nuclear brasileiro está indo bem, apesar da escassez de recursos. Como foi dito acima, esta vertente concentra-se, basicamente, no Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares de São Paulo (IPEN), no Centro de Energia Nuclear na Agricultura, de Piracicaba (CENA), nos Institutos e Departamentos de Física de algumas universidades, como as de São Paulo, Campinas, São Carlos, Rio de Janeiro e Porto Alegre e, ainda, o Instituto de Energia Nuclear do Rio de Janeiro.

O IPEN e o CENA participam, ativamente, de inúmeros programas de assistência técnica à indústria e à agricultura, devendo-se enfatizar que, graças ao IPEN, somos, praticamente, autossuficientes em fontes para uso industrial e biomédico.

Ultimamente, alguns setores do IPEN têm sido mobilizados em programas relacionados ao projeto do sistema de propulsão para um submarino nuclear, a ser construído pela Marinha brasileira.

Não me parece que isso contribua para o desenvolvimento da tecnologia nuclear no Brasil. Seria aconselhável que, atividades dessa natureza, fossem realizadas em instituições de pesquisa da própria Marinha, em locais afastados de campi universitário.

Reavaliação do Programa Nuclear Brasileiro

Sem embargo de se terminar a instalação da unidade II e antes de se avançar na construção da unidade III do parque nuclear de Angra dos Reis, deve-se reabrir a discussão sobre o ciclo de combustível a ser adotado, uma vez que seria estrategicamente errado prosseguirmos com os reatores a urânio enriquecido, sem que tenhamos capacidade industrial

para enriquecer urânio, em escala compatível com a demanda dos reatores a serem construídos. Isto colocar-nos-ia na dependência de potências estrangeiras para a geração de energia elétrica, criando sérias vulnerabilidades para a própria segurança nacional.

A reabertura da questão do ciclo do combustível colocar-nos-á diante das seguintes perguntas: Teremos tempo suficiente para projetar, testar e desenvolver um protótipo de reator a urânio natural e água pesada e, ainda, para construir, em escala industrial, um reator padronizado, resultante da extrapolação do projeto do protótipo, testado e aprovado? Esse tempo seria suficiente para, simultaneamente, desenvolver-se a unidade de enriquecimento de água pesada? Até que ponto existe, no Brasil, capacidade técnica e industrial para a realização desses programas?

É evidente que tais perguntas só podem ser respondidas, com seriedade, por um grupo multidisciplinar, do qual participem representantes de instituições de pesquisas como o IPEN, o IPT, o IEN e outros, pertencentes à vertente nacional do programa nuclear, em interação com os departamentos de engenharia e de produção de alguns estabelecimentos industriais, de notória qualificação nos campos da caldeiraria, da construção mecânica, da fabricação de equipamentos elétricos e da eletrônica de controle.

Uma vez estimado, com a necessária margem de segurança, o prazo necessário para o desenvolvimento da capacidade técnico-industrial e para a realização dos programas mencionados, teríamos que confrontá-lo com o prazo previsível de duração de oferta de energia hidrelétrica, na medida suficiente para atender à crescente demanda.

A escolha da energia hidráulica, como referencial para a oferta de energia elétrica, se deve às excepcionais peculiaridades geográficas, climáticas e hidrológicas, que garantem ao Brasil uma das maiores se não a maior reserva de recursos hidrelétricos economicamente aproveitáveis do planeta, e, também, ao fato de que a engenharia e a indústria brasileira não depende de fornecimentos externos significativos para o aproveitamento dos recursos hidroelétricos.

É evidente que uma análise semelhante, para ser realizada em outros países, deve adotar como referencial a fonte de energia mais abundante e para cujo aproveitamento o país esteja tecnológica e industrialmente mais capacitado. Assim, por exemplo, em países como a

Grã-Bretanha, França, Alemanha ou Itália, parece claro que a fonte de energia elétrica mais acessível, a curto e médio prazos, é a energia da fissão nuclear, pois esses países já aproveitaram, praticamente, todo o seu potencial hidrelétrico e, neles, a geração termelétrica a carvão é, economicamente e socialmente, problemática. Na Austrália, ao contrário, o referencial a ser adotado é, nitidamente, a geração termelétrica a carvão, face às excepcionais reservas australianas dessa matéria-prima energética. Foi, por esta razão, aliás, que há alguns anos, quando a energia da fissão nuclear era considerada como obrigatória para qualquer nação aspirante ao desenvolvimento tecnológico e industrial, o governo australiano teve o descortino e a coragem de abandonar um projeto já iniciado de construção de uma central nucleolétrica, no momento em que os técnicos e planejadores constataram que custaria de duas a três vezes mais caro que a energia termelétrica a carvão e que a adoção da energia nucleolétrica inviabilizaria os grandes projetos de alumínio a serem implantados no país, a não ser que essa energia fosse subvencionada mas, então, com prejuízos para o restante da economia e, o que é mais grave, com grandes injustiças sociais, uma vez que toda a população seria onerada com os custos da energia nuclear. À vista disso, o Governo australiano sensibilizou-se diante dos argumentos técnico-econômico, decidindo — por ser muito mais lógico e coerente com os interesses nacionais — cancelar o projeto nuclear e continuar com o carvão até um horizonte de tempo compatível com a duração das respectivas reservas.

Enquanto isso, algumas universidades e instituições de pesquisas australianas desenvolvem programas nucleares com decidido apoio do governo. O objetivo desses programas é preparar recursos humanos e acompanhar o desenvolvimento tecnológico da indústria nuclear nos países que foram obrigados a adotar a geração eletronuclear, por não disporem mais de fontes de energia mais simples e econômicas. Esses programas, de formação de recursos humanos e acompanhamento da evolução tecnológica, custam ao país apenas uma fração pequena do que custaria a implantação, prematura, de um programa de geração eletronuclear, de modo que ficam disponíveis recursos para investimentos mais urgentes, à luz do processo de desenvolvimento econômico e social equilibrado, que faz

da Austrália uma das nações mais prósperas e, tecnologicamente, evoluídas da comunidade internacional.

Isto posto, vejamos como se pode calcular o prazo de duração da oferta de energia hidrelétrica, na escala adequada, para atender à demanda previsível.

De acordo com o Balanço Energético Nacional, o perfil do consumo final de energia no Brasil, em 1983, apresenta-se como na Tabela 1.

Em 1983, a população brasileira era de 128.173.000 de habitantes, de modo que o consumo final de energia, per capita, foi de 1.045 TEP. Nesse consumo, a energia elétrica entrou com 30,7%, ou seja, 321 TEP/hab., equivalente a aproximadamente 1.100 kWh/hab., com base no coeficiente de 0,29 TEP/MWh utilizado no Balanço Energético Nacional.

Para fazer nosso cálculo de duração das reservas hidrelétricas, delinearemos um cenário que possa ser, realisticamente, atingido pela economia brasileira no ano 2000, partindo da atual conjuntura interna e levando em conta as restrições impostas pelo endividamento externo, à taxa de formação bruta de capital e à capacidade de investimento. É bom lembrar que, em 1983, nosso PIB apresentou uma taxa de crescimento negativa da ordem de -3,2%.

Em 1984, o PIB cresceu à taxa de 4,5%, de acordo com a Fundação Getúlio Vargas, o que representa um aumento de apenas 1,26%, em relação aos níveis de 1982.

O mesmo tem acontecido no tocante ao consumo de energia elétrica: nos anos de recessão mais pronunciada, as altas taxas inicialmente previstas não foram atingidas e, nos anos de reaquecimento da economia, as taxas de crescimento do consumo de energia elétrica apresentam valores muito altos. Isso não deve, entretanto, a induzir-nos no erro de projetar para o futuro taxas excepcionais, localizadas em curtos intervalos de tempo, como ilustra a Figura 1.

A fim de nos colocarmos a salvo de erro induzidos por projeções para o futuro de tendências verificadas no passado, construiremos um cenário de antecipação no qual definiremos uma situação desejável e viável para a economia brasileira no ano 2000.

Seria, naturalmente, desejável que, naquele ano, a qualidade da vida no Brasil e o PNB, per capita, atingissem os níveis encontrados em países desenvolvidos, como por exemplo, a Itália, o Japão, a França ou Alemanha, que são

exemplos de potências industriais das mais avançadas.

Uma análise detalhada de nossa atual conjuntura econômico-social evidencia, entretanto, que dificilmente isso seria viável.

Assumamos, mesmo assim, que com um notável esforço do setor privado e muita competência e austeridade por parte do governo consigamos chegar ao ano 2000 com um produto per capita ao nível de 3.060 dólares, a valores de 1983, ou seja, aproximadamente igual ao da Alemanha em 1965, ou ao da Itália em 1970.

Considerando que no ano 2000 a população brasileira será da ordem de 180 milhões de habitantes, o produto nacional teria que chegar a 550 bilhões de dólares para atingirmos o objetivo procurado. Em outras palavras, teremos que chegar ao ano 2000 com um PNB praticamente igual, a valores de 1983, ao PNB que o Japão apresentou em 1979.

Assim, nosso PNB, que atualmente é da ordem de 230 bilhões de dólares, deveria crescer, até o ano 2000, a uma taxa média de 6% ao ano.

Não há dúvida de que a hipótese de crescimento ininterrupto adotada colocaria o Brasil entre as maiores potências industriais do mundo por volta do ano 2000. Note-se, ainda, que uma das principais características das nações desenvolvidas e industrializadas é que, ne-

las, as taxas de crescimento da economia são apenas um pouco superiores às taxas de crescimento demográfico. Ora, segundo o IBGE, por volta do ano 2000 a população brasileira estará crescendo a taxas inferiores a 1,9% ao ano, de modo que se o produto nacional crescer a, digamos, 3% ao ano, após aquele ano, o resultado será excelente. Para que a economia brasileira cresça, ininterruptamente, a uma taxa média de 5,21% ao ano, de 1985 até o ano 2000, deveremos ter taxas bem maiores nos primeiros anos do período, que irão decrescendo até os 3% ao ano, que deverão ser sustentados daquela época em diante.

Para esboçar nosso cenário, no que diz respeito ao setor energético, admitamos, com segurança, que a elasticidade-renda do consumo total de energia fique em torno da unidade, ao contrário do que vem ocorrendo de 1973 para cá, em países industrializados como os Estados Unidos, a Alemanha, a França, a Itália, o Japão e outros, nos quais essa elasticidade caiu para valores inferiores à unidade, graças a eficientes programas de conservação de energia e eliminação de desperdícios. Admitamos, ainda, que a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica continue acima da unidade, em virtude da penetração da eletricidade em processos industriais que, hoje, empregam outras formas de energia. Com isso, a energia elétrica, que em 1983 estava contribuindo com 30,7% no

TABELA 1

PERFIL DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA, EM 1983

Fontes/Formas de Energia	10 ³ TEP	%
Gás natural	1.586	1,2
Carvão vapor	1.453	1,1
Lenha	20.257	15,1
Outras fontes primárias	47	0,0
Óleo Diesel	15.187	11,3
Óleo combustível	9.770	7,2
Gasolina	6.734	5,0
GLP	3.642	2,7
Nafta	3.577	2,7
Querosene	2.251	1,7
Gás	1.080	0,8
Coque de Carvão mineral	3.308	2,5
Eletricidade	41.069	30,7
Carvão vegetal	3.956	3,0
Álcool etílico	3.828	2,9
Bagaço de cana	9.367	7,0
Outras fontes secundárias	2.059	1,5
Produtos não-energéticos	4.817	3,6
TOTAL	133.988	100,0

Fonte: Balanço Energético Nacional, MME, 1984

perfil de consumo final de energia, pasará a contribuir com 40% por volta do ano 2000.

Com essas hipóteses, podemos antecipar para o ano 2000 o perfil de consumo final de energia indicado na tabela II.

O esboço de cenário de antecipação, apresentado na Tabela 2, pode ser considerado normativo, na medida em que define a síntese de uma situação preferida, ou desejável, a ser atingida no ano 2000. Neste caso, temos que aceitar que a economia e a sociedade são dinâmicas e evoluem sob a influência do desenvolvimento científico e tecnológico.

Assim, é possível para a sociedade, em geral, e para os setores empresarial e governamental, em particular, administrar certas mudanças, orientando-as para direções que permitam que o cenário desejável seja atingido. Em outras palavras, é possível para o homem escolher, entre diferentes futuros possíveis, um "futuro preferido".

Ora, justamente na área da energia pode-se fazer muita coisa, com o objetivo de otimizar a utilização final dos recursos disponíveis e evitar desperdícios. Vejamos alguns exemplos:

1) Seria lógico e desejável, para um país das dimensões do Brasil, que se tirasse melhor proveito das possibilidades de produção de biomassas em larga escala para suprimento de parte da demanda de energia primária; ainda mais porque um dos problemas mais graves que temos pela frente é o de criar empregos, na

proporção de um milhão e meio por ano, para os enormes contingentes de mão-de-obra que vão surgindo no mercado. Ora, como todos sabem a produção de energia de biomassas é uma atividade altamente labor intensiva.

2) É notório que o Brasil copiou de países industrializados alguns hábitos e padrões de consumo de energia elétrica francamente perdulários. Esses hábitos e padrões já foram abandonados nos países de origem, mas continuam em voga entre nós. As autoridades e os empresários precisam compreender que é muito mais econômico para a sociedade e para a nação racionalizar o uso da energia elétrica do que construir onerosas unidades geradoras para atender a consumos supérfluos.

Seria possível, por exemplo, economizarem-se grandes cargas de energia elétrica, hoje desperdiçadas em climatização e condicionamento de ambientes, se os arquitetos e construtores brasileiros pesquisassem formas e soluções arquitetônicas mais apropriadas para o clima tropical, e abandonassem as fachadas envidraçadas que são verdadeiras estufas.

3) No setor industrial, também está havendo muito desperdício em decorrência dos incentivos à eletrotermia. Aqui, vale ponderar que, como sabemos, a geração de vapor é, talvez, a aplicação menos eficiente da eletrotermia, face ao pequeno rendimento energético. Muitos estabelecimentos industriais obtiveram bons resultados econômicos com esse

ta opção; mas isto se deve, basicamente, ao baixo preço da eletricidade excedente, vendida de acordo com tarifas sazonais.

As boas aplicações da eletrotermia dependerão, de um lado, de inovações tecnológicas para o desenvolvimento de processos que utilizem a própria corrente elétrica e, de outro lado — quando se tratar de sistemas que pressupõem a geração de vapor —, não devem resumir-se ao uso do vapor gerado apenas como vetor de calor, quando esse vapor não for, efetivamente, necessário ao processo em si.

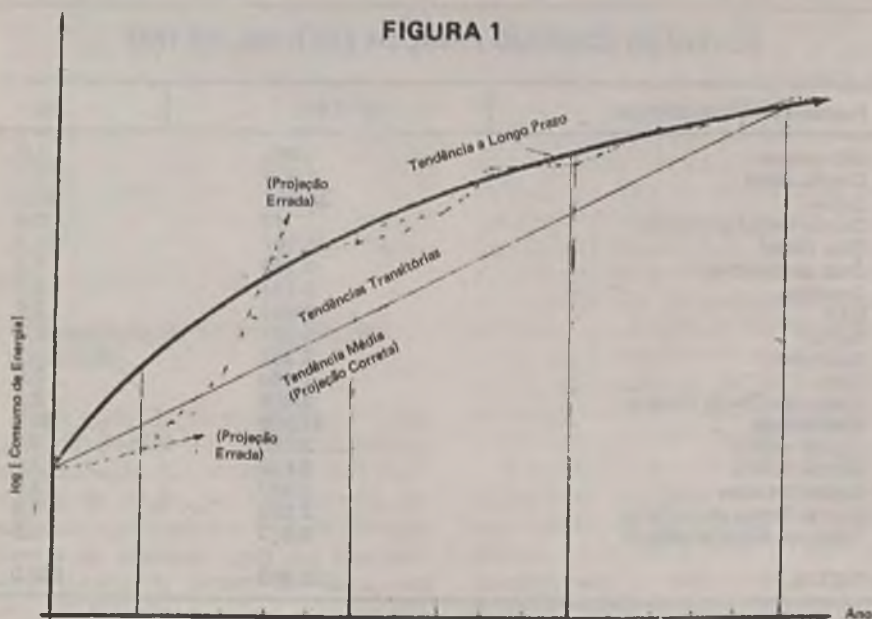
No caso da geração de vapor, as inovações tecnológicas deverão passar pela reformulação dos lay-outs dos sistemas, de modo que o vapor seja empregado, preferencialmente, nos pontos de consumo, com vistas à eliminação de perdas.

A utilização indiscriminada de vapor é o resultado de uma avaliação inadequada dos processos produtivos, nascidos em países ricos em carvão ou petróleo e em capitais. Eletricidade não é combustível e, em princípio, seu uso, para a geração de vapor, representa um desperdício de energia. Ainda mais: se usarmos, indiscriminadamente, a eletricidade, em qualquer processo térmico estaremos, na maioria dos casos, "queimando" energia desnecessariamente e antecipando o esgotamento de nossa capacidade hidrelétrica, o que nos obrigará a instalar centrais termelétricas convencionais ou nucleares mais cedo do que desejáramos.

Com vistas à eficiência macro-econômica, deve-se dar prioridade aos investimentos em programas que contribuam para adaptar nosso perfil de consumo aos insumos energéticos disponíveis, deixando-se para segundo plano os programas que visem apenas escoar, a curto prazo, os excedentes hidrelétricos ocasionais.

4) É necessário abolir a idéia de que exportar a qualquer custo é uma política vantajosa. No bojo de um ilusório sistema de incentivos, temos exportado matérias-primas e produtos manufaturados e semimanufaturados a preços que, muitas vezes, não cobrem satisfatoriamente os custos de produção. É evidente que tal prática descapitaliza o país como um todo em benefício de alguns poucos exportadores, ligados ou não a grupos estrangeiros e multinacionais. Projetos como o da Albrás, no Pará, e Alumar, no Maranhão, deveriam ser cuidadosamente reavaliados e reformula-

FIGURA 1



dos, pois como se sabe, recebem energia elétrica de Tucuruí a uma tarifa de 12 mills por kWh, enquanto o custo de produção dessa energia é de 52 mills por kWh. Com isso, a ELETROBRÁS tem um prejuízo anual de 400 milhões de dólares; o que representa, em última análise, uma transferência líquida de recursos da nação brasileira para os grupos que controlam aqueles projetos, sem que o povo tire disso praticamente nenhum benefício. Isso contribui para o empobrecimento gradual de um país potencialmente rico, que se deixou levar pelas ilusões do "exportar é a solução".

5) Em 1975, exportamos 92 milhões de toneladas de matérias-primas e produtos acabados e, em 1984, nossas exportações foram de 141 milhões de toneladas. Enquanto isso, de acordo com o departamento de mercado da ELETROBRÁS, a energia elétrica incorporada às nossas exportações montou em aproximadamente, 5,8 bilhões de kWh, em 1975, e 24 bilhões de kWh, em 1984. Assim, enquanto a tonelagem exportada cresceu por um fator de 1,53, a energia elétrica incorporada nessas exportações multiplicou-se por 4,14. Isso naturalmente, é uma decorrência da exportação cada vez maior de produtos como o alumínio, os ferros-liga, os laminados de aço e alguns petroquímicos, todos altamente *electricity intensive*. Resta ver se, com a energia elétrica subsidiada, essas exportações contribuíram para enriquecer ou para empobrecer o país, em termos líquidos.

Para finalizar, voltemos a nossos perfis de consumo final de energia em 1983 e no ano 2000: vemos que a eletricidade passaria de 41.069.000 TEP, equivalente a 141.617.241 MWh, para 127.200.000 TEP, equivalente a 438.620.000 MWh, aumentando sua participação relativa de 30,7% para 40%.

Como a população, no ano 2000, será da ordem de 180 milhões de habitantes, teríamos naquele ano um consumo per capita de aproximadamente 2.400 kWh por ano, equivalente ao de países adiantados, como a Itália e a França, na década de 60, no auge do "milagre econômico" europeu do pós-guerra.

Por outro lado, para chegar-se ao consumo de 438.620.000 no ano 2000, a partir dos 141.617.241 MWh consumidos em 1983, teríamos que ter um crescimento médio anual de 6,88% ininterruptamente, até aquele ano; enquanto o consumo global de energia estaria crescendo a uma taxa média de 6,00% ao ano, de modo que, para alcançarmos o nosso cenário, a elasticidade-renda do consumo de energia elétrica deveria ser de 1,3.

Naturalmente, a taxa média representa uma tendência de longo prazo. Na realidade, nos próximos anos, a taxa de crescimento do consumo de energia elétrica poderá ultrapassar valores da ordem de 11% ao ano, para ir caindo aos poucos, até ficar apenas um pouco acima da taxa de crescimento do consumo global de energia, por volta do ano 2000.

Com nossas hipóteses de que o crescimento anual do PNB estará por volta de 3% no ano 2000 e que a elasticidade-renda do consumo global de energia será igual à unidade, poderíamos assumir que, do ano 2000 em diante, o consumo de energia elétrica cresça a 3,5 ao ano, apresentando, ainda, uma elasticidade-renda superior à unidade. Os 438.620.000 MWh a serem consumidos no ano 2000 podem ser gerados por hidrelétricas, totalizando uma potência instalada da ordem de 100.000 MW, admitindo-se perdas de 8% na transmissão e distribuição e uma reserva técnica de 12%.

Por outro lado, com as taxas de cres-

cimento de consumo então vigentes e, levando em consideração que o potencial hidrelétrico brasileiro assegura a produção, em condições hidrológicas críticas, de 933.000.000 MWh por ano, poderemos atender à demanda com boa margem de segurança, até por volta do ano 2000, apenas com centrais hidrelétricas, não esquecendo, evidentemente, o necessário sistema interligado de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Dispomos, pois, de um prazo de aproximadamente 35 anos para desenvolver e testar protótipos e gradativamente ir passando ao emprego da energia nuclear em escala industrial.

O Brasil dispõe de um parque industrial suficientemente amplo, diversificado e integrado que lhe permite, sem dúvida, desenvolver um programa nuclear preponderantemente baseado em esforço próprio, com pequena margem de assistência técnica externa. Para isso, será necessário que centros de pesquisas, tais como o IPEN e o IPT, e os departamentos especializados de determinadas universidades possam interagir eficientemente com empresas industriais, segundo um plano rigorosamente definido pelos organismos governamentais competentes, com o objetivo de construir um protótipo de reator de potência, a partir do qual seria então construído um modelo padrão de reator em escala industrial que, produzido em série, destinaria-se a complementar a geração hidrelétrica, quando isso se fizer efetivamente necessário.

TABELA 2

PERFIL DO CONSUMO FINAL DE ENERGIA NO ANO 2000		
Fontes/Formas de Energia	10 ³ TEP	%
Petróleo		
Gás natural	79.500	25
Carvão mineral		
Xisto e Turfa		
Eletricidade	127.200	40
Álcool etílico		
Carvão vegetal		
Lenha e outras biomassas	111.300	35
Produtos não energéticos		
TOTAL	318.000	100

Sistemas de transmissão e a transmissão a longa distância: conceitos básicos

ÂNGELO VIAN

Diretor-Executivo da Themag Engenharia. Engenheiro eletrônico com láurea em Engenharia Eletrotécnica pelo Politécnico di Milano — Itália, 1961; foi chefe de Divisão e chefe do Departamento dos Estudos de Redes Elétricas do Centro Eletrotécnico Sperimentale Italiano em Milão, Itália; foi professor de cursos de pós-graduação na Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, engenheiro-chefe do Departamento de Estudos de Sistemas Elétricos e Diretor Operacional da Diretoria de Estudos de Sistemas Elétricos da Themag.

O trabalho aborda, em termos gerais, os sistemas de transmissão de energia elétrica em vários de seus aspectos mais importantes, sob os pontos de vista técnico e econômico. Relativamente a este último, procura-se dar um panorama amplo do problema, considerando-se sempre duas alternativas de geração de energia elétrica: localmente, junto aos centros de consumo, ou remotamente, onde se verifica a existência de recursos energéticos exploráveis a baixo custo.

Sem se aprofundar em nenhum dos tópicos abordados, oferece-se uma visão geral sobre a estrutura de um sistema elétrico de potência, sobre sistemas elétricos isolados e interligados e sobre alguns aspectos operativos de uma rede elétrica. Também são abordados os tipos básicos de transmissão (em corrente alternada e em contínua). Um enfoque especial é dado à transmissão a distâncias extremamente longas (acima de 1000 km), aqui designada por "muito longa distância", associados de interesses, exemplos envolvendo o sistema elétrico nacional brasileiro são mencionados.

1. Introdução

Restrições de ordem técnica, econômica e ambiental tornam praticamente impossível, pelo menos nos dias de hoje, gerar nos próprios locais de seu uso toda

a energia elétrica necessária para alimentar os grandes centros comunitários. Além disso, raramente se encontram nos locais ou nas proximidades dos locais de consumo as fontes e/ou recursos energéticos (tais como: carvão, óleo, quedas d'água, etc.), cujas disponibilidades fundamentais impõem a localização das centrais de geração de energia.

Há, portanto, a necessidade de se transferir a energia do local onde ela se encontra disponível (geração), seja ele remoto ou não, para o local onde será consumida. Muitas vezes, o meio mais prático e econômico é transmiti-la sob a forma de energia elétrica. Um exemplo típico e que ilustra bem essa situação é o relativo às usinas térmicas a carvão:

- a) situadas remotamente junto à mina de carvão, com transmissão da energia gerada através de linhas elétricas, ou
- b) situadas nas proximidades do centro consumidor, local até onde seria transportado o carvão.

Dependendo do montante de potência envolvida, a alternativa "a" tenderá a ser mais atraente do que a outra, apresentando, sobretudo, vantagens econômicas. Vantagens econômicas desse tipo têm sido uma das razões importantes do grande desenvolvimento dos sistemas de transmissão de energia elétrica em todo o mundo. A principal, no entanto, é ditada pela exploração de grandes potências provenientes dos recursos hidráulicos, cujo aproveitamento necessariamente é feito no local onde eles existem, na maioria das vezes remotamente. Enquadra-se bem nessa situação o caso do Brasil, país de dimensões continentais e rico em recursos hidráulicos, o que propicia condições para se ter transmissão à longa distância (da ordem de 1000 km) e a muito longa distância (acima de 1000 km).

Concluindo, o problema da transmissão de energia elétrica, excluídos os aspectos de ordem ambiental e verificada a viabilidade técnica, resume-se em comparar economicamente o custo da transmissão, acrescido dos custos das partes e da geração remota, com o custo da geração local (instalações e combustível).

Ou seja, o fator determinante é o custo final da energia entregue nos pontos de consumo.

Por outro lado, considerando-se os custos praticamente proibitivos do óleo combustível em países importadores de petróleo, a alternativa de geração local (junto aos grandes centros consumidores) tem como principal opção a de origem nuclear. Visando a minimizar os custos do seu sistema de transmissão, as usinas nucleares normalmente são situadas o mais próximo possível dos locais de consumo. Mas, ultimamente, no entanto, tais localizações estão sendo amplamente contestadas ou vivamente debatidas quanto a aspectos de segurança e conservação ambiental.

Abordados esses tópicos iniciais, os itens seguintes deste trabalho apresentam considerações sobre:

- sistemas elétricos de potência;
- interligação dos sistemas elétricos;
- alguns aspectos operativos de sistemas de transmissão;
- tipos de transmissão;
- transmissão a muito longa distância:
 - ★ progressos na tecnologia de transmissão (UAT);
 - ★ confiabilidade e seu custo;
 - ★ perspectivas nacionais.

2. Sistemas elétricos de potência

Ao conjunto das instalações e equipamentos que se prestam para a geração (conversão de uma dada forma de energia em energia elétrica) e transmissão de grandes blocos de energia dá-se o nome de sistema elétrico de potência. Ele é constituído basicamente pelos geradores, estações de elevação de tensão e chaveamento, linhas de transmissão e estações abaixadoras. Nessa rede elétrica, os grandes blocos de energia são transmitidos, normalmente, em alta ou extra-alta tensão e, a partir daí, se subdividem em blocos menores, os quais são injetados nas chamadas redes de subtransmissão, já em tensões médias. Finalmente, os pequenos consumidores individuais são alimentados por redes de distribuição em baixas tensões.

É interessante observar que as tensões das redes de distribuição (em torno de 11-14 kV) não diferem muito das tensões de geração, ou seja, mesmo modernamente, as grandes unidades geradoras têm tensões terminais da ordem de 20-25 kV ou abaixo, tensões estas limitadas por problemas construtivos das máquinas. No entanto, entre a geração e a distribuição existem sistemas de transmissão em EAT (extra-alta-tensão: 500-750 kV) ou em AT (230, 345 ou 440 kV) e de subtransmissão em 138, 88, 69 ou 34.5 kV. A razão disso é que é impossível transmitir diretamente, mesmo em distâncias modestas, a potência elétrica gerada nas usinas, pois as quedas de tensão e as perdas na transmissão seriam inaceitáveis. Esse aspecto é mais problemático quanto maior for a potência a ser transmitida, ou seja, quanto maior for a corrente elétrica. Considerando que, por questões econômicas, as tendências mais recentes têm sido as de construir grandes complexos de geração de energia (Ilha Solteira, Paulo Afonso, Tucuruí e Itaipu, no caso brasileiro) e cada vez localizados mais longe dos centros consumidores, é fundamental limitar as correntes elétricas em valores adequados. Isso é conseguido com a elevação da tensão, que é transformada da faixa de alguns kV, na geração, para níveis de algumas centenas de kV, na transmissão, através dos chamados transformadores-elevadores. No exemplo acima citado, as tensões de transmissão são 440 kV para Ilha Solteira, 500 kV para Paulo Afonso e Tucuruí e 750 kV para Itaipu. Tratam-se de linhas em corrente alternada (CA) que, individualmente, podem transportar potências na faixa de 700.000 kW (700 MW) a 2000 MW (os sistemas de corrente contínua — CC — são abordados no item 5).

Por outro lado, os consumidores requerem potências mais baixas do que essas, mesmo as grandes indústrias, que então são alimentadas em tensões inferiores às de transmissão. Para tanto, existem as estações abaixadoras, nas quais as tensões de transmissão são abaixadas para níveis compatíveis com as cargas que vão alimentar. Em particular, as pequenas potências de distribuição (linhas aéreas ou subterrâneas nas ruas ou avenidas) se adequam mais às baixas tensões, também necessárias por questões de segurança.

Portanto, sob o ponto de vista funcional e também operacional, vê-se que a estrutura de um sistema elétrico de

potência pode ser dividida em várias subestruturas, baseadas, sobretudo, nos seus diversos níveis de tensão.

3. Interligação dos sistemas elétricos

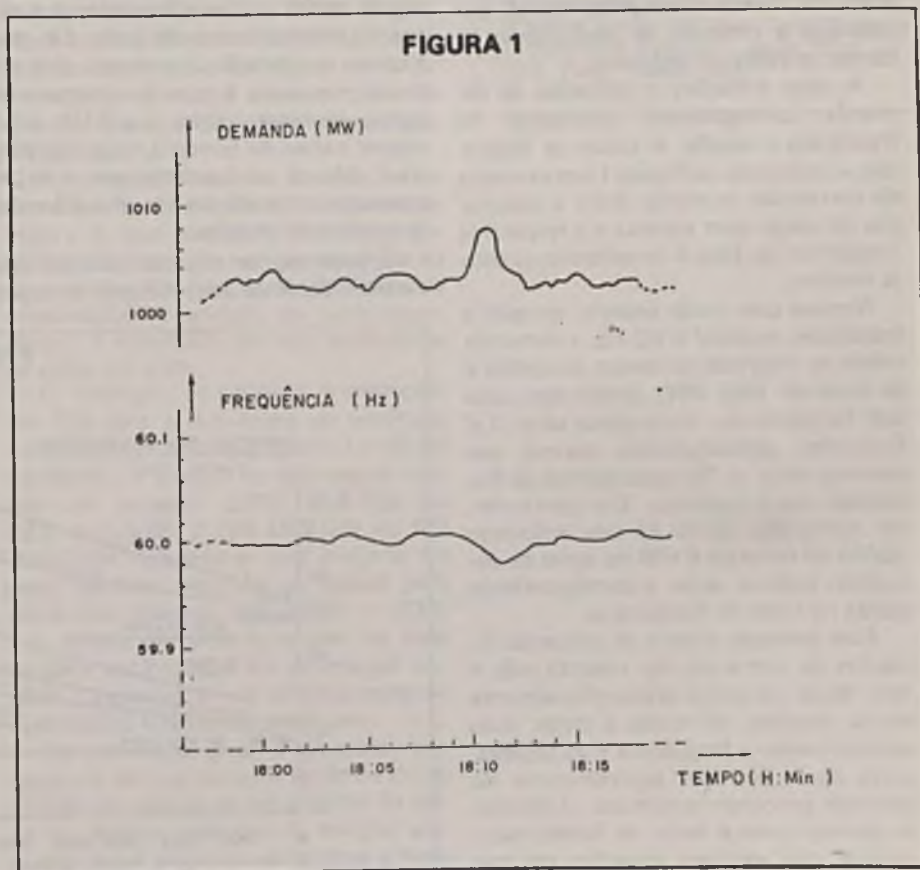
A explanação feita no item anterior sobre a estrutura "geração + transmissão + subtransmissão + distribuição" é geral: ela é aplicável a um simples sistema radical e isolado, isto é, uma usina conectada a uma ou mais cargas por meio de uma ou mais linhas de transmissão (LT), como também é aplicável aos chamados sistemas interligados.

À medida em que aumenta a demanda de energia, mais fontes necessitam ser exploradas e mais LT's necessitam ser construídas para conectar essas novas estações geradoras aos novos pontos de distribuição e também às estações já existentes, surgindo, assim, a interligação de sistemas. Se, por um lado, essas interligações implicam uma maior complexidade de operação do sistema como um todo, por outro são economicamente vantajosas, além de aumentarem a confiabilidade do suprimento às cargas. Imagine-se, por exemplo, um centro consumidor alimentado radialmente: qualquer falha na transmissão ou na ge-

ração pode prejudicar ou mesmo comprometer totalmente a sua alimentação, ao passo que se tal centro consumidor fizer parte de um sistema interligado existirão "caminhos" alternativos para o seu complexo suprimento.

As interligações de sistemas elétricos também podem propiciar um melhor aproveitamento das disponibilidades energéticas de regiões com características distintas. Como por exemplo, cita-se a interligação dos sistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul do Brasil: são sistemas predominantemente hidrelétricos, caracterizados por sensíveis diferenças de hidraulicidade de seus rios, isto é, não são coincidentes numa e noutras regiões as grandes vazões fluviais. Dessa forma, através da interligação SE/CO-S pode-se fazer uma adequada troca de energia, sendo o superávit de uma exportado para a outra e vice-versa.

Relativamente aos sistemas isolados, outras vantagens das interligações não são tão evidentes, mas são bastante importantes sob o aspecto econômico: necessita-se de menos unidades geradoras de reserva para o atendimento dos picos de carga e menos máquinas nas usinas trabalhando em vazio (reserva girante) para atender os requisitos dinâmicos do



sistema, como, por exemplo, perdas de linhas de transmissão, aumentos súbitos de carga, etc....

4. Alguns aspectos sobre a operação de sistemas de transmissão

Desde os grandes motores industriais até os mais simples equipamentos eletrodomésticos, todos são projetados e construídos para trabalharem dentro de certas faixas de tensão e frequência, fora das quais podem apresentar funcionamento insatisfatório ou até mesmo se danificarem. Essas exigências básicas impõem, portanto, à operação dos sistemas elétricos, um adequado controle da tensão e da frequência na rede, a qual está sujeita as mais variadas solicitações. Essas solicitações, mesmo nas chamadas condições normais de funcionamento nas quais todos os elementos do sistema trabalham perfeitamente, mudam ano a ano, mês a mês e, o que é mais importante, variam muito durante um único dia (por exemplo, nos horários de pico — 18/20 horas — é muito grande a demanda no sistema, enquanto durante a madrugada ela cai aos seus valores mínimos). Além dessas variações razoavelmente bem previstas, existem outras mais ou menos aleatórias, como por exemplo a conexão ou desconexão de cargas, grandes ou pequenas.

A essas variações e oscilações de demanda correspondem alterações na frequência e tensão. A título de ilustração, é mostrado na Figura 1 um exemplo da correlação existente entre a solicitação de carga num sistema e a respectiva frequência (o fato é semelhante quanto às tensões).

Nota-se que, neste sistema, no qual a frequência nominal é 60 Hz, a demanda média no intervalo de tempo mostrado é de cerca de 1002 MW, porém com uma leve flutuação em torno desse valor. Tal flutuação, absolutamente normal nos sistemas reais, se faz acompanhar de flutuações na frequência. Em particular, em torno das 18:10 há um acréscimo rápido de cerca de 6 MW na curva de demanda; pode-se notar a correspondente queda na curva de frequência.

Esse exemplo mostra as pequenas variações de demanda. No entanto, não é raro ter-se variações proporcionalmente muito maiores, de modo a afetar mais sensivelmente a frequência e as tensões, cujas oscilações dos equipamentos de controle procuram minimizar. O controle normalmente é feito de forma automática, mas existem situações em que

há intervenção manual.

A frequência é controlada automaticamente nos próprios geradores através dos reguladores de velocidade, equipamentos que injetam mais ou menos água (ou vapor ou gás) nas turbinas que acionam as máquinas, dependendo do aumento ou diminuição da demanda.

O controle da tensão pode ser feito remotamente nas usinas, através dos reguladores automáticos de tensão, mas também pode ser efetuado a nível de transmissão, subtransmissão e/ou distribuição. De um modo geral, o controle remoto não é suficiente e o controle junto à carga é mais efetivo; automaticamente, se realiza por meio de condensadores síncronos ou compensadores de reativos estáticos controláveis e, manualmente, por meio de conexão ou desconexão de bancos de capacitores e/ou reatores em desativação.

Afora esses aspectos ligados a controle de tensão e carga/frequência, na operação das redes interligadas existe o problema de como distribuir-se as cargas entre as diversas usinas do sistema, nas diversas situações de demanda (máxima, média e mínima). À alocação dessa geração dá-se o nome de despacho de geração, de cujo estabelecimento depende muito a operação racional e eficaz do sistema como um todo. Em particular, a operação econômica dos sistemas nos quais é grande o número de usinas térmicas (como nos EUA e em alguns países da Europa), cujo combustível, sabe-se ser bastante caro, é extremamente dependente da alocação dos despachos de geração.

É interessante ressaltar também que existem sistemas automáticos de super-

visão e controle ou de despacho automático. O controle é feito por meio de computador, o qual monitora continuamente o carregamento das linhas de transmissão e os montantes gerados nas diversas usinas.

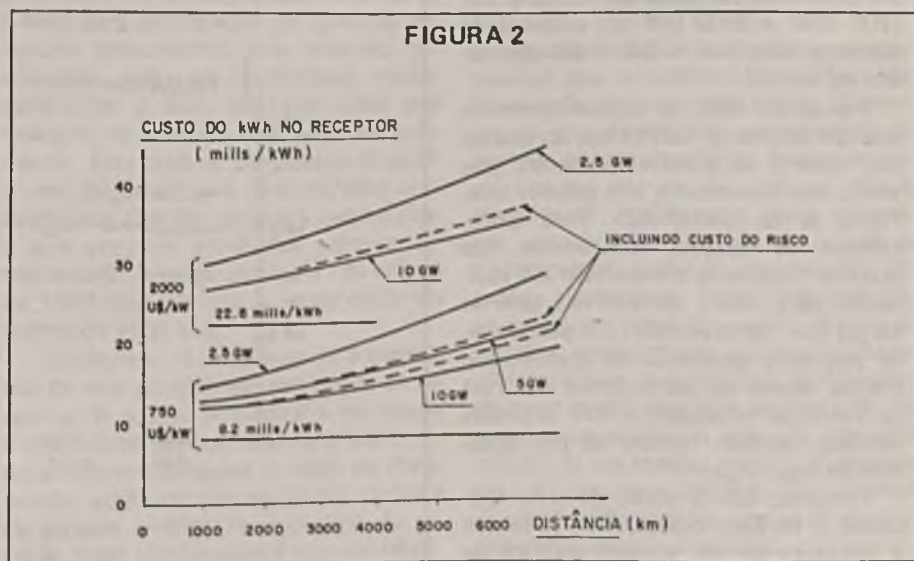
5. Tipos de transmissão: corrente alternativa (CA) ou contínua (CC)

Apesar de nos primórdios (final do século XIX) da eletricidade ter sido utilizada transmissão em corrente contínua(*), foi a transmissão em CA que apresentou um espetacular desenvolvimento desde então. A utilização da corrente alternada em grande escala deveu-se principalmente aos seguintes aspectos:

- As máquinas em CA, tanto geradoras como motoras, são equipamentos bem mais simples do que as correspondentes em CC, especialmente as polifásicas (trifásicas) de grande potência;
- o surgimento dos transformadores de potência, equipamentos estáticos (sem partes girantes) que tornaram possível a transmissão de energia em tensões bastante mais altas do que as de geração (ver importância desse fato no item 2 anterior).

Nesse contexto, os sistemas de transmissão em CA evoluíram e ainda continuam evoluindo muito, com emprego de tensões cada vez mais elevadas. No entanto, é reconhecidamente comprovado que as linhas de transmissão em CA são mais caras que as linhas CC, além do que a transmissão em CC é mais simples do que a CA. A partir de 1950/60, co-

FIGURA 2



meçaram então a surgir equipamentos (conversores CA/CC) que possibilitaram o aproveitamento das vantagens tanto da corrente alternada como da contínua, ou seja, geração e consumo permanecem em CA, sendo somente a transmissão feita em CC.

Os conversores são equipamentos estáticos que num dos terminais da transmissão (geralmente no lado gerador) retificam a corrente — conversão CA para CC — e, no outro, fazem a inversão CC para CA. Acontece no entanto, que as estações conversoras são ainda bastante caras, de modo que o conjunto "estação + linhas em CC" somente apresenta vantagens econômicas a partir de certas condições específicas, caracterizadas principalmente por transmissão a grandes distâncias. Para distâncias menores a transmissão CA ainda é economicamente mais atraente.

Outra característica importante de um elo CC é que o mesmo se constitui numa ligação assíncrona, isto é, as frequências dos lados CA do retificador e do inversor não necessitam ser iguais (restrição básica das ligações síncronas em CA). Assim, sistemas com frequência nominal de 50 Hz, como a das máquinas paraguaiás da ITAIPU Binacional, podem ser interligados com sistemas a 60 Hz, como o restante do sistema elétrico brasileiro. No exemplo acima citado, a potência transmitida pode ser considerada bastante grande (6300 MW), que correspondente à metade da capacidade instalada da usina de Itaipu, o mesmo não acontecendo com a distância, que é da ordem de 800/900 entre a geração e as imediações de São Paulo. No caso, a necessidade do elo assíncrono é ditada pelas frequências 50 Hz, no lado retificador, e 60 Hz, no inversor.

Também julga-se importante mencionar que as interconexões em CC, além de não aumentarem as potências de curto-circuito das partes interligadas, em muito podem contribuir para a operação estável dos sistemas.

6. Transmissão a muito longa distância

O aproveitamento a baixos custos de recursos energéticos disponíveis a muito longa distância dos centros consumidores pode se tornar competitivo, com conseqüência dos altos custos das fontes instaláveis próximas a esses centros e também como resultado dos recentes avanços na tecnologia de transmissão a ultra-alta tensão em CA (1000 kV e

acima), bem como da transmissão em CC. Com exemplos desse tipo de aproveitamento para produção de energia elétrica podem ser citados o rio Zaire (Inga), bacia do Amazonas, no Brasil, rios no Sudoeste da China, etc., além de minas de carvão situadas remotamente.

Conforme já mencionado anteriormente no item 1, a viabilidade econômica dos aproveitamentos remotos e baratos está condicionada unicamente ao custo da transmissão e das perdas, desde que a viabilidade técnica tenha sido alcançada.

Na transmissão a muito longa distância, um aspecto que passa a ter grande importância é o da confiabilidade do suprimento. É mais ou menos evidente que, à medida em que se aumenta a distância, aumenta os riscos de falhas na transmissão, sejam elétricas ou mecânicas. Assim, mais recentemente e visando a uma melhor comparação econômica do custo da energia entregue ao consumidor, entre as alternativas de geração local ou remota, passou-se a se levar em conta também o chamado "custo do risco" de falha. Isto é, são feitos estudos de confiabilidade, que envolvem tratamento probabilístico das falhas de geração e transmissão, resultando daí os níveis de expectativa de cortes de carga. Associando-se custos a esses níveis de energia não suprida, obtém-se os "custos do risco".

Para exemplificar essa situação foram extraídas da referência (a) as curvas da Figura 2, que também ilustram o aumento do custo da energia entregue ao consumidor em função da distância de transmissão. A unidade de custo considerada é mills/kWh, ou seja, milésimos de dólar por kWh.

O exemplo se refere à transmissão em CC para vários níveis de potência, com fator de utilização igual a 1.0 (8760 horas/ano) e a partir de dois custos básicos de geração: 2000 US\$/kW ou 22.8 mills/kWh e 750 US\$/kW ou 8.2 mills/kWh. Observa-se que o custo do risco torna-se significativo apenas para distâncias maiores que 2000 — 3000 km, tendo ele sido calculado na base unitária de 2 US\$/kWh de energia cortada e referido a um sistema receptor com 48000 MW de carga máxima.

De um modo geral, o custo do risco depende do montante de potência transmitida em relação ao valor global da carga do sistema receptor. A seleção adequada do(s) ponto(s) de entrega é também um item relevante a ser considera-

do para o dimensionamento da transmissão a longa distância.

Finalizando, quantificações de custo como essa apresentada acima permitem verificar sempre a viabilidade econômica da transmissão a muito longa distância e do aproveitamento dos recursos energéticos remotos. No caso brasileiro, caracterizado por dois grandes sistemas elétricos isolados entre si (N/NE e SE/CO/S), a transmissão entre Norte e Sudeste na distância de cerca de 2500 km, viável tecnicamente, pode ser competitiva economicamente. Para tanto basta fazer uma comparação análoga à da referência (a), considerando-se os custos da exploração hidrelétrica na Amazônia, acrescidos dos da transmissão até o Sudeste, com os custos, por exemplo, da instalação e combustível de usinas nucleares localizadas no próprio Sudeste.

(*) Inclusive, a geração era em CC, porém de pequenas potências destinadas basicamente à iluminação.

BIBLIOGRAFIA

- a) L. Paris, G. Zini, M. Valtorta, G. Manzoni, A. Invernizzi, N. de Franco e A. Vian, "Present Limits of Very Long Distance Transmission Systems", paper 37-12, CIGRÉ, Paris, França, 1984.

Sistemas nacionais de transmissão: implantação e perspectivas

CARLOS ALMIR MORISSY

Chefe do Departamento de Transmissão da ELETROBRÁS. Engenheiro eletricista com mestrado pelo Rensselaer Polytechnic Institute, NY, EUA.

Distinguem-se, no Brasil, duas redes de transmissão ainda isoladas entre si, a saber: o sistema interligado das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste e o sistema interligado do Nordeste e parte da Região Norte (Pará).

Ao final de 1984, contava o país com extensa rede de transmissão associada a um parque gerador predominantemente hidráulico, com os seguintes comprimentos das linhas em operação, discriminados por nível de tensão, de 230 kV e acima:

kV	km
230	21.800
345	7.200
440	5.800
500	8.700
750	570

No Sudeste, extensa rede de 345 kV liga usinas hidrelétricas localizadas nos rios Grande e Paranaíba aos principais centros de carga — São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte — atingindo pontos extremos do sistema interligado, como Vitória e Brasília.

No Estado de São Paulo, em especial, troncos de transmissão em 440 kV, partindo das principais usinas da concessionária estadual (CESP), como Ilha Solteira, Jupuí, Água Vermelha (bacia do Paraná) e Capivara (rio Paranapanema), demandam à Grande São Paulo e ao vale do Paraíba, passando por Bauru, Araraquara e Ribeirão Preto.

Sobrepondo-se a essas redes de 345 kV e 440 kV, esquemas de transmissão em 500 kV, destinados ao escoamento da energia gerada em outras usinas localizadas nos rios Grande e Paranaíba (Marimbondo, Itumbiara, São Simão e Emborcação), desenvolvem-se no sentido de Belo Horizonte e do Grande Rio, onde também se processa a integração da usina nuclear Angra I ao sistema Sudeste.

De Jupuí, no rio Paraná, e Cachoeira Dourada, no Paranaíba, longos troncos radiais, nas tensões de 138 kV e 230 kV,

são utilizados para o suprimento aos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, destacando-se os polos de carga de Cuiabá, Campo Grande e Corumbá.

A presença de tensões de transmissão em valores próximos, como 345, 440 e 500 kV, reflete a evolução histórica do sistema Sudeste, anteriormente à execução de um planejamento integrado na área, coordenada pela ELETROBRÁS, hoje, a nível nacional. O Decreto nº . . . 73.080, de 05/11/73, estabeleceu em 500 kV o nível de tensão que se segue a 230 kV no país, admitindo-se expansões de redes existentes de 345 e 440 kV apenas quando técnica e economicamente justificadas.

Na Região Sul, os principais sistemas de transmissão desenvolvem-se em 230 kV e 500 kV, ligando usinas localizadas nos rios Iguaçu, Uruguai e Jacuí aos principais centros de consumo, como Curitiba, Porto Alegre, litoral catarinense e norte do Paraná. Até o momento, linhas de 138 e 230 kV mostraram-se adequadas à integração de centrais termelétricas a carvão ao sistema da Região Sul, destacando-se aquelas localizadas em Tubarão, no Sul de Santa Catarina, e Candiota, no Rio Grande do Sul.

Em 1982, estabeleceu-se forte a interligação elétrica entre o Sul e o Sudeste, ensejando o aproveitamento da diversidade hidrológica existente entre as bacias das duas regiões. Tal interligação consiste da antecipação de parte da primeira linha de 750 kV do sistema de transmissão em corrente alternada associada a Itaipu, desde Ivaiporã (PR) até Tijuco Preto (SP). Linhas de transmissão em 500 kV, interligando as usinas de Salto Santiago e Foz do Areia (rio Iguaçu), entre si e à subestação de Ivaiporã, completam a chamada interligação Sul/Sudeste.

Na Região Nordeste, longos circuitos nas tensões de 230 e 500 kV emanam de Paulo Afonso, principal complexo hidrelétrico implantado no rio São Francisco, em direção aos centros de carga de Salvador, Recife, Natal e Fortaleza. Extenso sistema de 230 kV, associado à usina de Boa Esperança, no rio Parnaíba, atende pólos de carga no

FIGURA 1



Maranhão e Piauí, destacando-se as capitais, São Luís e Teresina.

A chamada interligação Norte/Nordeste estende-se desde Sobradinho, no rio São Francisco, até as proximidades de Belém, passando por Boa Esperança, Presidente Dutra, Imperatriz, Marabá e Tucuruí. Esta interligação, ainda singela, entrou em operação em 1981 e, através de 1800 km de linhas de 500 kV, permitiu o suprimento aos citados centros de consumo com energia hidrelétrica e a conseqüente desativação dos parques geradores térmicos a óleo aí existentes.

Atualmente, com a entrada em operação de Tucuruí, em sua primeira etapa, será possível exportar, para o Nordeste, os eventuais excedentes de energia elétrica a serem produzidos nessa usina.

Na Região Norte, observa-se a existência de vários sistemas isolados, geralmente associados a parques geradores termelétricos a óleo. Dentre os centros de carga assim atendidos, destacam-se, pelo porte, Manaus e Porto Velho.

1. Perspectivas futuras

Alinham-se, a seguir, as principais expansões do sistema de transmissão nacional, previstas para implantação no próximo quinquênio, descritas em termos dos principais troncos de transmissão que as caracterizam.

No que concerne ao sistema interligado das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, destaca-se a implantação do esquema de transmissão associado a Itaipu. O tronco de corrente contínua, constituído por dois bipolos na tensão de ± 600 kV, com 830 km de extensão, ligando Foz do Iguaçu a São Roque, na Grande São Paulo, está programado para operação completa até 1987, quando deverá atingir sua capacidade final de transporte de 6.300 MW, equivalente à potência final instalada no setor de 50 Hz de Itaipu.

A primeira linha do tronco de corrente alternada em 750 kV será completada em 1987, mediante a construção do trecho Foz do Iguaçu-Ivaiporã e conexão, em Ivaiporã, à interligação Sul/Sudeste, já em serviço. Dois outros circuitos de 750 kV, interligando, da mesma forma, Foz do Iguaçu a Tijuco Preto, completam o esquema de corrente alternada associada ao setor de 60 Hz de Itaipu, com previsão de operação em 1989 e 1989/1990, respectivamente. A implantação de compensação série no tronco de corrente alternada possibilitará o es-

coamento dos 6300 MW a serem gerados na frequência de 60 Hz. Em conseqüência, será consideravelmente reforçada a interligação entre o Sudeste e o Sul.

Os terminais do sistema de transmissão de Itaipu localizados na Grande São Paulo — São Roque e Tijuco Preto — serão integrados ao sistema receptor da região, em 345 kV. Em adição, as linhas de 500 kV Tijuco Preto — Cachoeira Paulista e São Roque — Campinas, previstas para 1987/88 interligarão os troncos de Itaipu à rede de 500 kV do Sudeste, reforçando o suprimento ao Rio de Janeiro.

Em Minas Gerais, o sistema de 500 kV associado à usina de Emborcação será concluído em 1988, com a implantação da linha Emborcação-Neves. Complementando o esquema de suprimento à Grande Belo Horizonte, será implantada ainda em 1988, a linha de 500 kV Neves-Terminal Sul. O suprimento às áreas Norte e Sul do Estado será reforçado por expansões na rede de 345 kV.

Na Região Centro-Oeste, destaca-se a construção de um segundo circuito de 230 kV, desde Cachoeira Dourada (rio Paranaíba) até Cuiabá, com 800 km de extensão e previsão de operação em 1987. Ainda no Centro-Oeste, cabe mencionar o reforço do suprimento ao Centro e Meio-Norte de Goiás em 1988, na tensão de 230 kV, partindo de Brasília.

Como evento de maior importância

FIGURA 2



na Região Sul, situa-se a duplicação do circuito de 500 kV, desde as usinas do rio Iguaçu até Porto Alegre. Em 1987 será construído o primeiro circuito de 500 kV, de Ivaiporã à Londrina, para reforço da região norte do Paraná.

Objetivando melhorar o suprimento do Mato Grosso do Sul, será implantada longa linha de transmissão a partir de Cascavel, no Paraná, até o local onde será construída a hidrelétrica de Ilha Grande. Este circuito de 500 kV, operando inicialmente em 230 kV e previsto atualmente para 1987, será complementado pelas linhas de 230 kV Ilha Grande — Dourados, Dourados — Aquidauana, também em 1987.

O sistema interligado das Regiões Nordeste e parte da Norte, já contando com a integração de Tucuruí à interligação, será reforçado em 1988 com a duplicação do trecho entre esta usina e Presidente Dutra, no Maranhão, em 500 kV. Na mesma época e também em 500 kV, será duplicado o circuito Tucuruí-Belém. A duplicação do trecho Presidente Dutra — São Luís está prevista para 1986. O total do empreendimento contempla a construção de 1400 km de linhas de 500 kV, bem como a ampliação das subestações associadas.

Diversas linhas de 230 kV serão construídas no Nordeste, até 1988, objetivando o reforço do suprimento a Fortaleza, Natal, Teresina e Maceió.

Vale ressaltar, ainda, a implantação dos sistemas de 230 kV e 138 kV destinados a escoar a potência dos aproveitamentos de Samuel, em Rondônia e Balbina, próximo a Manaus. Tais usinas estão programadas para 1989 e 1987, respectivamente.

Dado o porte do potencial hidráulico ainda disponível no país, notadamente na Região Norte, estão em andamento estudos visando a avaliar, técnica e economicamente, a transmissão de grandes blocos de energia, desde aproveitamentos localizados na Amazônia até os principais pólos de carga das regiões Nordeste e Sudeste.

Montantes da ordem de 10 milhões de quilowatts e distâncias na faixa 2000-2500 quilômetros estão sendo considerados nos estudos em andamento.

Para esta transmissão a longas distâncias têm sido investigadas duas modalidades, a saber:

- transmissão em corrente contínua, em níveis de tensão acima de ± 600 kV;
- transmissão em corrente alternada, em níveis de tensão de 1000 kV ou superior (ultra-alta tensão).

Tais tensões estão sendo objeto de investigações técnicas na medida em que,

para as distâncias e blocos de energia considerados, estes são os níveis que apresentam soluções economicamente atraentes e com tecnologia obtida por extrapolação, em grande parte, daquela atualmente disponível no mundo ocidental.

Existem também outros problemas que, a seu tempo, serão analisados à luz da técnica disponível. Pode-se citar como exemplo, a travessia do rio Amazonas para os aproveitamentos da sua margem esquerda, a compactação de linhas de transmissão e o impacto ambiental de usinas e instalações naquela região.

2. Planejamento da transmissão

O planejamento do sistema de transmissão é coordenado pela ELETROBRÁS a nível nacional e, para sua execução, são utilizadas técnicas envolvendo:

- formulação de alternativas de transmissão para combinação de algumas hipóteses de evolução do mercado de energia elétrica e estratégias de desenvolvimento do parque gerador.
- estudos, via modelos computacionais modernos, de fluxo de potência, estabilidade de redes, curto-circuito e sobretensões.

- estudos econômicos visando à comparação de alternativas, considerando investimento e perdas.
- realimentação dos estudos energéticos com os custos de transmissão, de modo a subsidiar eventuais alterações nas estratégias de geração, notadamente no que respeita ao nível de motorização de usinas, capacidades de elos de interligação e localização de térmicas.

O processo de planejamento caracteriza-se por uma interação entre os estudos elétricos e energéticos, de forma a se obter a solução global mais econômica para a expansão do sistema eletro-energético.

Antes, efetua-se uma análise abrangente da transmissão, via modelo desenvolvido no país, buscando a configuração ótima do sistema de transmissão para uma dada hipótese de evolução do mercado e do parque gerador.

O critério dominante, ainda determinístico, impõe que nenhum corte de carga deve resultar de eventos tais como o desligamento de uma linha de transmissão dos troncos principais ou de um transformador de interligação.

Avalia-se também o efeito da perda de uma unidade geradora de grande porte, simulando-se, assim, as eventuais re-

FIGURA 3



servas ou paradas de unidades, por defeito ou para manutenção programada.

Concomitantemente, encontra-se em andamento a avaliação de dados e ferramental disponíveis para análise de confiabilidade, buscando a definição de critérios e metodologias para uma abordagem probabilística do planejamento da transmissão.

Como a atividade de planejamento da expansão dos sistemas elétricos vem se tornando cada vez mais complexa, o MME, pela Portaria nº 1617, de 23.11.82, resolveu criar o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos — GCPS, de âmbito nacional, tendo por finalidade estudar alternativas de desenvolvimento dos sistemas elétricos das concessionárias do respectivo serviço público e elaborar e apresentar pareceres e proposições no sentido de ajustar os programas de expansão dos mesmos, entre si e às diretrizes fixadas pela ELETROBRÁS, assegurando sua compatibilidade com a política energética governamental. O GCPS é coordenado pela ELETROBRÁS e nele têm participação as principais concessionárias de serviços de energia elétrica.

Sistemas de distribuição de energia elétrica

**HILTON PUERTAS
CARLOS ALBERTO MAYON
NOGUEIRA**

Hilton Puertas é Superintendente-Geral técnico da Distribuição da LIGHT. Engenheiro civil e eletricitista pela Universidade do Brasil, foi Superintendente de Engenharia e Planejamento da Distribuição da LIGHT e Superintendente Regional da mesma empresa.

Carlos Alberto Mayon Nogueira é Superintendente Regional da LIGHT. Engenheiro eletricitista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, foi Superintendente de Planejamento da Distribuição da LIGHT.

A distribuição de energia teve seu início no último quartil do século passado, podendo ser considerada como um marco a construção, por Thomas Alva Edison, em 1879, da primeira central elétrica para distribuição de energia à cidade de Nova Iorque.

No Brasil, o pioneirismo coube à cidade de Campos, que, em 1883, tornou-se a primeira da América do Sul a receber iluminação pública elétrica.

A distribuição elétrica, entretanto, somente veio a constituir-se em um serviço público relativamente amplo a partir da primeira década do século, inicialmente em São Paulo (1899) e, posteriormente, no Rio (1905).

Desde então, verificou-se um acelerado impulso ao novo serviço, que, se nos primeiros anos se dedicava predominantemente à iluminação pública e à tração elétrica (os tradicionais bondes), já na década de 20 estendia-se à cobertura do atendimento aos usos comercial, residencial e industrial. Basta dizer que por esta época estavam já construídos, no centro urbano daquelas duas cidades, sofisticados sistemas de distribuição subterrâneos, do tipo "network", que em essência nada diferem dos atualmente em operação.

A partir dos anos 60, a distribuição, incorporando as novas tecnologias disponíveis, vem desenvolvendo-se de forma acelerada, com o emprego de métodos computacionais, telecomando, etc.

1. Características Técnicas dos Sistemas de Distribuição

O Sistema Elétrico pode ser, de uma forma simplificada, subdividido nos seguintes segmentos:

- Geração
- Transmissão
- Estações de Transmissão
- Subtransmissão
- Subestações Distribuidoras (S/E's)
- Distribuição

Adotamos no presente texto o critério predominante de considerar a Distribuição como a parcela do sistema que tem origem nos disjuntores secundários das S/E's e término nos medidores de consumo de energia instalados nos consumidores.

O sistema distribuidor pode, por sua vez, ser assim decomposto:

a) circuitos primários de média tensão (13,8 kV e 34,5 kV), que levam a energia desde as S/E's até as proximidades imediatas dos consumidores;

b) transformadores de distribuição, instalados em postes ou câmaras subterrâneas, que baixam a tensão primária para sua utilização pelos consumidores;

c) rede secundária ou de baixa tensão (em geral 220-380 V, 127-220 V e 115-230 V), que transporta a energia dos transformadores de distribuição até os consumidores.

A interligação entre a rede secundária e as instalações dos consumidores é feita através de derivações chamadas *ramais de ligação*.

As tensões acima referidas foram padronizadas pelo Decreto-Lei nº 73080, de 05.11.73. Persiste, entretanto, a utilização de outras tensões, (como as de 6 kV, 20 kV, 25 kV), em face dos problemas inerentes à adequação dos sistemas distribuidores e dos equipamentos dos consumidores às voltagens normalizadas.

No campo da padronização, em geral, devem-se destacar, entre outras, as dificuldades enfrentadas na Distribuição, conseqüência de atividade ser originalmente encarada como problema local, sem enfoque nacional. Não obstante, vêm-se alcançando significativos progressos nos últimos anos, graças, em especial, aos esforços desenvolvidos no Comitê de

Distribuição (CODI), que reúne as 14 principais concessionárias do Sul, do Sudeste e do Centro-Oeste, como também aos esforços do Comitê de Coordenação de Operação do Norte/Nordeste (CCON).

Especificamente, quanto às características técnicas, os sistemas distribuídos classificam-se, de forma resumida, segundo dois aspectos: tipos de construção e tipos de arranjos ou configuração.

1.1 Tipos de Construção

Os tipos de construção usados, segundo as características urbanas e as peculiaridades dos consumidores atendidos, são: aérea e subterrânea.

A construção aérea apresenta custo mais reduzido, em relação à subterrânea. No mais, permite rapidez de construção, rapidez de localização de defeitos e execução de reparos e menor transtorno para a população, quando da execução das obras.

Por outro lado, possui menos confiabilidade, isto é, apresenta maior frequência de defeitos, principalmente em função da exposição aos agentes externos, como arborização, poluição, contaminação, vandalismo, abaloamento de postes, etc.

A construção aérea apresenta ainda uma restrição constituída pelo congestionamento das posteações. À medida que em determinadas áreas a carga atinge elevados níveis de adensamento, torna-se impossível a ampliação da rede aérea, em decorrência de as estruturas já terem atingido o limite máximo de circuitos que podem ser suportados dentro de critérios tecnicamente recomendáveis.

Quanto à construção subterrânea, suas principais vantagens são: maior confiabilidade, por assegurar maior continuidade de serviço, e melhor aspecto estético, por não interferir com as características urbanísticas das áreas supridas. Em contrapartida, impõe um investimento significativamente maior do que o imposto pelas redes aéreas.

Os principais itens negativos deste tipo de construção, além dos elevados custos, são o tempo de reparo, quando da eventual ocorrência de defeitos (podendo atingir, por vezes, 24 horas) e os transtornos à comunidade, provocados pelas necessárias escavações para instalação de cabos e equipamentos.

1.2 Tipos de Arranjo ou Configuração

São os seguintes os arranjos principais adotados para as redes de distribuição aérea e subterrânea:

1.2.1 Rede Aérea

- **Sistema radial simples:** empregado em áreas rurais e de carga rarefeita, onde os requisitos de continuidade de serviço por parte dos consumidores não justificam arranjos de maior complexidade. Neste sistema, quando da ocorrência de um defeito, é necessário que se façam sua localização e seu reparo antes de processar o restabelecimento do fornecimento.

- **Sistema radial com recurso:** é adotado em áreas suburbanas de média densidade de carga e permite, em caso de falha, o restabelecimento parcial ou total da alimentação aos usuários, mediante sua transferência para circuitos adjacentes.

- **Sistema radial seletivo:** fornece aos consumidores duas alimentações, uma normal e a outra de reserva. Em caso de defeito no circuito normal, a alimentação é transferida manual ou automaticamente para a linha de reserva. Tal arranjo, em rede aérea, restringe-se ao fornecimento a consumidores atendidos em tensão de distribuição primária (fábricas, grandes centros comerciais, etc.).

1.2.2 Rede Subterrânea

- **Sistema em anel:** análogo ao radial com recurso (descrito acima, no tocante à rede aérea), dele difere pelo fato de que todos os transformadores de distribuição estão conectados a chaves que permitem a segregação dos mesmos no trecho do circuito com defeito, assegurando o total restabelecimento do serviço, por meio de alimentação pelo circuito adjacente.

- **Sistema radial seletivo:** similar, em concepção, ao radial seletivo de rede aérea (descrito acima), é recomendado para alimentação a cargas concentradas. O arranjo constitui-se em uma alternativa de opção entre o anel e o reticulado secundário (descrito a seguir). Exige investimentos menores e apresenta um nível de continuidade de fornecimento significativamente superior, quando provido de chaves de transferência automática.

- **Sistema com secundário reticulado ("network"):** no qual os alimentadores primários são radiais e a rede de baixa tensão é malhada, totalmente interligada. Neste arranjo os consumidores não são afetados por interrupções, mesmo em caso de defeito nos alimentadores primários ou na rede secundária. O fornecimento é mantido pelos componentes não afetados, independente de qualquer ação operativa. Este sistema só se recomenda para áreas de alta densidade de carga, onde o investimento adicional para sua implantação é reduzido, em função de a rede secundária estar praticamente pronta para formação da malha.

Como se deduz da descrição sumária aqui feita dos tipos e arranjos básicos do sistema distribuidor, existe, na opção por um deles, uma relação íntima com a densidade de carga e os requisitos dos consumidores quanto à continuidade do serviço.

2. A Problemática de Expansão dos Sistemas de Distribuição.

A distribuição, mais do que qualquer outro componente do Setor Elétrico, sofre profunda influência das características urbanísticas, sociais, econômicas, geográficas e ecológicas da área em que atua, assim como de sua evolução a curto e médio prazos.

É preciso ter em mente que, enquanto um sistema de transmissão de médio/grande porte opera com algumas dezenas de linhas e cerca de uma centena de S/E's (pontos de entrega da energia), uma rede distribuidora equivalente manipula mais de mil circuitos primários, dezenas de milhares de secundários e milhões de pontos de entrega, que são os consumidores.

Este fato demonstra que os "canteiros de obras" da Distribuição são as ruas das cidades e que a relação da Distribuição com o ambiente externo se torna extremamente estreita, até porque a rede tem seu fim nas casas e indústrias, isto é, na intimidade maior de comunidade atendida.

Neste contexto, citaremos alguns fatores importantes que hoje condicionam e/ou dificultam a expansão e operação dos sistemas de distribuição:

- as peculiaridades urbanísticas, como a freqüente incompatibilidade entre a disciplina do gabarito das edificações e a largura dos logradouros; a ausência de

um planejamento para a criação de novos pólos industriais e residenciais/comerciais, que são implantados, geralmente, sem consulta aos serviços públicos sobre a viabilidade de seu atendimento em prazos e a custo razoáveis; a fixação de posturas governamentais onerosas, como, por exemplo, a exigência de redes subterrâneas em zonas de baixa densidade de carga, etc.;

- as características geográficas e geológicas que, como no Rio de Janeiro, levaram à formação do núcleo de maior concentração de carga confinado em uma estreita faixa entre o mar e a montanha, que apresenta um lençol freático pouco profundo, o qual, além de dificultar as construções, mantém as redes permanentemente inundadas com reflexos em seu desempenho;

- a dificuldade de coordenação da utilização do subsolo pelos diversos serviços públicos, pela ausência de um planejamento integrado, que defina as faixas de ocupação de cada concessionária, em função das características do serviço e das dimensões dos logradouros;

- a ausência de uma urbanização definitiva nas áreas mais afastadas dos centros urbanos, o que dificulta a implantação das redes distribuidoras;

- a crescente exigência dos consumidores quanto à qualidade do fornecimento (continuidade de serviço e níveis de tensão), conseqüência natural da também crescente utilização e dependência dos equipamentos elétricos.

A luz destas considerações, passaremos a apresentar breves comentários específicos sobre cada uma das zonas típicas em que se pode dividir a área de atendimento:

2.1 Áreas Urbanas de Alta Densidade de Carga

Considera-se a densidade de carga, normalmente, expressa em demanda de energia por km^2 . Entretanto, nos centros de cidades como o Rio e São Paulo, os valores de densidade atingem mais de $200 \text{ MVA}/\text{km}^2$, vale dizer que o consumo de energia elétrica em uns poucos quarteirões dos centros comerciais destas capitais equivale ao de uma cidade interiorana de mais de um milhão e meio de habitantes.

Adicionalmente, nestas zonas de carga concentrada, a energia elétrica torna-se um elemento absolutamente essencial, até sob o ponto de vista de segurança da população, pois predominam gran-

des prédios e macroedifícios, onde todas as facilidades são dependentes da continuidade do fornecimento.

Este segundo aspecto impõe que as redes distribuidoras, além de subterrâneas, adotem arranjos de elevada confiabilidade que, conforme referido anteriormente, consistem no sistema com reticulamento secundário e, opcionalmente, no radial seletivo com transferência automática.

Na maioria dos centros das grandes metrópoles brasileiras, ao quadro atrás descrito se soma a ocorrência de elevadas taxas de crescimento do consumo, em média 8% ao ano.

Assim é que as Concessionárias se vêem obrigadas a continuamente ampliar suas instalações, com trabalho que se torna difícil por causa de congestionamentos do subsolo, de escassez e alto custo dos terrenos para subestações e de atritos com a comunidade, provocados pelos transtornos decorrentes de escavações em logradouros de trânsito intenso.

Não obstante, os obstáculos citados vêm sendo superados ou contornados por um conjunto de medidas e avanços tecnológicos, entre os quais destacamos:

- construção de S/E's compactas, com utilização de gás isolante SF₆ (está em estudo avançado a construção dessas instalações no subsolo de praças, jardins, etc.);

- obrigatoriedade de as novas edificações reservarem espaço para instalações dos equipamentos de transformação e proteção, anteriormente abrigados em câmaras subterrâneas construídas nas pistas de rolamento ou calçadas, com enorme prejuízo para o trânsito;

- desenvolvimento de técnicas de construção de canalizações no período noturno, com recomposição da pista de rolamento durante o dia.

2.2 Áreas Suburbanas de Média Densidade de Carga

Os problemas básicos apontados ao início, embora se externem de forma mais grave em seus reflexos nas zonas urbanas de alta densidade nem por isso deixam de atingir as regiões suburbanas.

Nas áreas de que agora tratamos as densidades situam-se entre 3 e $10 \text{ MVA}/\text{km}^2$, e o consumo predominante normalmente é residencial, com uma participação comercial também ponderável, proveniente de estabelecimentos que atendem o mercado local e de indústrias de pequeno e médio portes.

Nessas áreas, o nível de densidade de carga enseja a distribuição de energia através de redes aéreas; inclusive economicamente é desaconselhável a implantação de rede subterrânea.

Este fato cria um conflito, pois as redes aéreas convencionais possuem um nível de desempenho inerente que nem sempre pode atender, em qualidade de fornecimento, os usuários, progressivamente mais dependentes dos equipamentos elétricos, que dia-a-dia se apresentam mais sofisticados e exigentes.

No caso das indústrias e do comércio de grande porte, como hipermercados e shopping-centers, em rede aérea o sistema radial seletivo (de alimentação dupla, alternativa, e de fornecimento em tensão primária) já vem sendo largamente empregado com resultados satisfatórios. É evidente que em épocas de forte contenção de investimentos, quando se reduzem as folgas de capacidade das redes e subestações, tal solução também necessita ser restringida a casos específicos, onde os problemas ultrapassam os limites toleráveis.

Para o restante dos consumidores, entretanto, a solução que se vem impondo é a utilização de cabos semi-isolados ou isolados, em áreas onde a agressão externa é muito acentuada. A confiabilidade das redes aéreas com esses cabos é inferior à das redes subterrâneas, mas superior à das redes aéreas com condutores nus.

Outra medida relevante é a intensificação do uso de equipamentos de manobra e proteção, tais como religadores automáticos, cuja atuação elimina 90% dos desligamentos (defeitos transitórios), além de reduzir o envolvimento de consumidores quando de falha de caráter permanente.

Cabe, por fim, mencionar as áreas ou bairros onde, em função de posturas governamentais, é vedada a construção aérea por motivos estéticos.

Foi necessário desenvolver, para atender esses casos, um sistema subterrâneo de baixo custo. São empregados cabos enterrados, transformadores instalados em cabines de superfície, terminais desconectáveis, em vez das chaves tradicionais, e até pequenas extensões em radial simples.

2.3 Aglomerados de Baixa Renda

O atendimento aos aglomerados de baixa renda, especialmente a alguns que não dispõem de um mínimo de urbanização, sempre representou um desafio

para os serviços de distribuição de energia elétrica. Tomando como exemplo o Rio de Janeiro, onde as favelas (em geral surgidas nas encostas de morros e localizadas tanto em zonas urbanas como em zonas suburbanas) abrigam uma população de mais de um milhão de habitantes, podemos dizer que lá o fornecimento de energia aos favelados, até 1979, ou inexistia ou era efetuado em tensão primária, através de cabines de média tensão.

A partir dessas S/E's, "Comissões" formadas pelos moradores encarregam-se da distribuição no interior da comunidade, através de redes extremamente precárias, que apresentavam, além de uma má qualidade de serviço, uma taxa elevada de risco para a segurança dos moradores. Adicionalmente, o custo da energia vendida era freqüentemente muito superior às tarifas oficiais.

Os argumentos então usados para justificar essa situação eram basicamente de dois tipos:

- impossibilidade técnica de proteção das redes da Concessionária e de sua posterior manutenção, em face da inexistência de urbanização formal;
- dificuldade de relacionamento harmônico Concessionária/Comunidade em consequência de uma pretensa falta de consciência dos favelados, quanto às suas obrigações na qualidade de consumidores.

O programa desenvolvido, que já atende a 528 favelas, com 170 mil consumidores, foi viabilizado através de um trabalho integrado de ataques aos empecilhos levantados, de natureza técnica e social.

No que tange ao aspecto técnico, a que nos ateremos aqui, foram desenvolvidos padrões especiais que propiciaram a eletrificação das favelas dentro de condições de segurança adequadas.

Podem-se citar dentre estes padrões:

- utilização de cabos isolados pré-reunidos de média e baixa tensão, em vilas e caminhos onde a distância entre a rede e as moradias fica aquém dos limites de segurança;
- emprego de cabines (simples, duplas ou triplas) para a instalação dos medidores;
- adoção de critérios de projeto que limitem ao mínimo a extensão de redes primárias no interior das favelas.

Por fim, é importante salientar que a eletrificação das favelas vem se mostrando rentável. Isso é explicável pela elevada densidade de consumidores naquelas comunidades, o que propicia um balanço favorável entre o número de li-

gações e a extensão de rede requerida para efetivá-las. O custo/consumidor vem se situando na casa dos US\$ 200, ligeiramente inferior aos das ligações em áreas urbanizadas.

2.4 Áreas Rurais

As zonas rurais caracterizam-se por uma densidade de carga extremamente baixa, inferior a 0,1 MVA/Km², pois embora o consumo médio por consumidor chegue, em algumas regiões, a 1000/kWh/mês, os consumidores estão naturalmente muito afastados entre si.

Em decorrência, raramente os investimentos necessários ao atendimento rural se apresentam rentáveis, apesar de todos os esforços desenvolvidos para redução dos custos, como o emprego de transformação direta de 34,5 kV para baixa tensão, sistemas com apenas um condutor (monofilares com retorno pela terra), critérios de projetos que reduzem ao máximo as extensões, mediante a utilização de faixas de passagem nas fazendas, etc.

Ainda assim, o nível médio de investimento/ligação situa-se em US\$ 2.600. É treze vezes superior, portanto, ao de um consumidor em favelas.

Neste contexto, a distribuição rural depende de programas especiais, onde órgãos financiadores como o BIRD dêem suporte aos investimentos das concessionárias e, também, de esquemas específicos que tornem viável a participação financeira dos interessados.

3. Planejamento da Distribuição

3.1 O Estágio Atual

O planejamento da distribuição no Brasil, como atividade específica, é relativamente recente. Data da década de 60.

Ainda hoje não se pode considerar que esse nosso planejamento tenha alcançado sua maturidade, pois ele freqüentemente é confundido com programação de obras e com projetos.

Em quaisquer das etapas principais do planejamento da distribuição, a questão da informação adquire proporções muito grandes, em razão da relatividade das já citadas características dos sistemas distribuidores: o elevado número de variáveis a ponderar e a rapidez com que se modificam as tendências de evolução em âmbito de microárea acarretam grande complexidade de análise.

Houve, entretanto, significativa dificuldade para sensibilização das empresas diante da importância de realizar maciços investimentos em sistemas de informação destinados à Distribuição.

Embora atualmente a maioria das empresas já disponha de tais sistemas em operação ou desenvolvimento, nota-se que eles ainda estão predominantemente voltados à operação e ao projeto, contemplando com poucos produtos o processo de planejamento, em seu sentido amplo.

Ainda dentro desta breve análise crítica do estágio atual do planejamento da distribuição, cabe considerar que o emprego de instrumentos de prospecção ainda é raro. Prevaecem as técnicas incrementalistas, em função das quais o presente se comporta segundo as regras do passado.

3.2 A Formulação e o Acompanhamento do Planejamento da Distribuição

São os seguintes, em resumo, os instrumentos empregados na formulação do planejamento da distribuição:

- diagnóstico da ambiência interna e externa, por meio do qual se detectam pontos da operação do sistema distribuidor que já são críticos ou que virão a sê-lo a curto prazo, bem como o impacto do grau de convergência das políticas adotadas e dos anseios da população;
- análise prospectiva por microrregiões do mercado, através da qual se pretende avaliar as tendências de evolução (demanda, requisitos de qualidade de serviços, etc.) que servirão, inclusive, para a Empresa agir junto aos setores públicos e os setores privados, a fim de assegurar um desenvolvimento harmônico;
- acompanhamento permanente das novas tecnologias disponíveis, com vistas à sua adoção como instrumento possibilitante de um melhor serviço e de redução dos custos (os desenvolvimentos tecnológicos são objeto de observações resumidas item seguinte);
- elaboração do plano de obras, manutenção, operação e atendimento aos consumidores, base dos orçamentos da Distribuição.

Destaque-se que, no planejamento da distribuição, há necessidade acentuada de um enfoque com abrangência também sobre os campos de recursos humanos e de meios de apoio, como veículos, seções de rede, comunicações, etc.

Por outro lado, o acompanhamento da distribuição é feito basicamente sob três enfoques:

a) controle da evolução do mercado por microrregiões, quanto ao crescimento da demanda e aos requisitos de qualidade de serviço, comparativamente à oferta prevista com a execução do planejamento;

b) acompanhamento da execução do programa de obras e das atividades de operação, com vistas a prever eventuais distorções e adotar medidas corretivas em tempo hábil;

c) controle financeiro, tanto dos dispêndios efetuados quanto, e principalmente, dos compromissos assumidos e a assumir.

Os principais itens controlados em detalhe são as aquisições de materiais e equipamentos e os contratos de fornecimento de serviços e obras.

3.3 A Evolução do Planejamento da Distribuição

Acreditamos que já se quebraram as amarras que tolhiam o desenvolvimento do planejamento da distribuição. Deve tal planejamento a curto prazo apresentar significativo desenvolvimento.

Para isso, a ampliação da oferta de instrumentos computacionais, como a familiarização dos profissionais de planejamento da distribuição com os mesmos, já enseja que se vença a principal dificuldade, constituída pela indisponibilidade de dados ou pela extrema dificuldade em manipulá-los.

Por outro lado, em adição às técnicas incrementalistas, foram introduzidas análises prospectivas, a nível espacial de microbairros, incluído o enfoque dos dados sociais, econômicos e demográficos, que propiciam prover a Distribuição de um planejamento estratégico.

Salientamos também que o futuro do planejamento, como instrumento eficaz para otimização do desenvolvimento do sistema distribuidor, em muito dependerá do processo de interações e iterações que se alcancem com as demais atividades de planejamento urbano.

4. Inovações Tecnológicas — opções técnicas atuais e em estudo

A tecnologia da distribuição vem apresentando, nos últimos anos, um avanço significativo, que se traduz na oferta de novos materiais e equipamen-

tos, assim como de sistemas automatizados de gerência e controle.

Um aspecto importante é o fato de as indústrias fundamentais para essa tecnologia localizadas no Brasil virem acompanhando de perto os progressos registrados no exterior; de outro lado, importante também é a contribuição a cada dia mais significativa de nossos centros de pesquisa que trabalham em inovações tecnológicas próprias, adequadas à solução dos problemas à luz das características específicas do país.

Neste contexto, a Distribuição no Brasil passou a dispensar praticamente as importações, que num prazo muito curto poderão ser eliminadas de todo.

A título de exemplo, podemos citar inovações já em pleno uso e produzidas no país, nos campos de materiais, equipamentos e sistemas, que ampliaram a gama de opções técnicas para engenharia e gerência da Distribuição.

- **Materiais:** cabos com isolamento sólido, cabos aéreos isolados, emendas pré-fabricadas e emendas de pequeno diâmetro para instalações em dutos.

- **Equipamentos:** transformadores secos, indicadores de defeito para redes aéreas e subterrâneas, chaves de transferência automática de tamanho reduzido, adaptação de disjuntores de fabricação nacional para operação como protetores "network" e diversos equipamentos de medição, como os eletrônicos digitais requeridos pelas tarifas diferenciadas.

- **Sistemas:** gerência de rede, que através de tratamento estatístico do consumo faturado propicia o controle indireto do sistema, gestão de obras, que permite administrar em detalhe ou agregadamente as milhares de obras da Distribuição, etc.

Com relação aos desenvolvimentos que se vêm processando, o destaque cabe aos sistemas de supervisão, controle e telecomando da rede distribuidora. Estes sistemas, em resumo, permitem:

- informação permanente das condições operativas da rede com a identificação do "status" de cada interruptor, se aberto ou fechado;

- informação sobre as grandezas básicas (corrente, tensão, etc.) nos pontos-chaves de rede;

- comando à distância dos interruptores, dispensando o deslocamento de equipes até as chaves para efetuarem a manobra.

Desta forma, os sistemas em pauta permitem maior rapidez e segurança na

operação das redes, reduzindo os tempos de interrupção do fornecimento, além de propiciarem a otimização das condições operativas, pelo adequado provimento de informação.

A construção de barragens e o meio ambiente

JOÃO ALBERTO BANDEIRA DE MELLO

Presidente da Comissão de Meio Ambiente do Comitê Brasileiro de Grandes Barragens. Engenheiro civil, foi superintendente de Construção de Usinas Hidrelétricas em FURNAS Centrais Elétricas e Assistente do Diretor de Engenharia e Planejamento da ELETROBRÁS.

A energia hidrelétrica, além de ser uma fonte renovável, é, entre as demais fontes energéticas, uma das mais baratas.

O Brasil, carente de outras formas de energia, possuía, em fins de 1984, um potencial hidrelétrico inventariado da ordem de 213.400 MW, dos quais 16,6% já explorados, 11,7% em projeto ou construção e 71,7% ainda a serem desenvolvidos. É óbvio que, em face das circunstâncias, não se pode, nem se deve, desprezar tamanho potencial.

A implantação de qualquer projeto de vulto, seja barragem, rodovia, ferrovia, indústria, irrigação, mineração, ou mesmo urbanização, evidentemente afeta o meio ambiente. Na construção de barragens podem advir problemas ambientais especiais. Para solucioná-los, todavia, já existem alguns métodos de comprovada eficiência.

1. Preservação e Conservação

Preservar alguma coisa significa mantê-la no seu estado original.

Conservar significa admitir modificações, buscando-se um novo equilíbrio com algumas alterações em condições originais. Constatamos que nos dias atuais é praticamente impossível preservar a natureza, uma vez que a espécie humana depende cada vez mais do desenvolvimento e da exploração das reservas naturais. Por outro lado, é da maior importância conservar a natureza e seus recursos naturais, protegendo o meio ambiente de danos evitáveis.

A experiência tem demonstrado que negligenciar aspectos ambientais ligados à construção de barragens e reservatórios pode facilmente conduzir a problemas ecológicos sérios. Por isso, é menos

oneroso e melhor prevenir que remediar.

2. Crescente Importância do Uso Múltiplo

Nos projetos de barragens, importante questão é a de avaliar o balanço entre os benefícios esperados pelo empreendimento e os impactos e efeitos sobre o meio ambiente deles decorrentes. A resposta a essa questão obrigatoriamente nos força a considerar as necessidades e as disponibilidades de recursos naturais, bem como a situação sócio-econômica, do país em questão.

Todavia, um país carente, inclusive de outras fontes de energias, possuindo a energia hidrelétrica como a única disponível, certamente, forçado por tais circunstâncias, estará mais inclinado a modificar o meio ambiente, correndo o risco de sacrificar uma espécie em extinção, do que outro, mais rico, que possa optar por outras alternativas energéticas.

Uma vez tomada a decisão do empreendimento, ao mesmo tempo em que forem minimizadas as conseqüências negativas daí advindas, devem ser maximizados os seus benefícios; ou seja: mesmo que o projeto tenha viabilidade apenas para um fim, nunca devem ser desprezadas as possibilidades futuras de usos múltiplos, da barragem ou do reservatório. Portanto, o projeto, necessariamente, deve levar em consideração a possibilidade de uso múltiplo. Não se deve esquecer, porém, que, para tanto, os investimentos só devem ser realizados quando viáveis.

3. Principais Considerações sobre Ecologia, Meio Ambiente e Aproveitamentos Hidrelétricos

Conforme considerado anteriormente, a construção de uma barragem inevitavelmente provoca alterações no meio ambiente, alterações estas que podem produzir efeitos na água, na terra, na fauna e na flora, no clima, sócio-econômicos e no próprio homem.

Efeitos na Água

A fim de se conservar a qualidade da água nos reservatórios, torna-se necessá-

rio controlar não só a poluição causada pelo homem, como também o processo natural de eutrofização.

O represamento, em si, provoca a decantação do material sólido em suspensão e, conseqüentemente, a diminuição da turvação. Por outro lado, a decantação pode provocar assoreamento, principalmente em reservatórios pequenos.

A decomposição da matéria orgânica submersa, originária do reservatório ou para ele carregada, pode ocasionar a diminuição do oxigênio dissolvido na água.

A submersão de biomassa em junção com pequenas vazões e a pouca profundidade do reservatório, além de diminuir o oxigênio dissolvido na água, pode induzir à formação de gás sulfídrico numa quantidade capaz de torná-la tóxica para os peixes, desagradável para o ser humano e corrosiva para os equipamentos.

As cinzas provenientes da queima da biomassa a ser submersa podem aumentar a concentração de nutrientes e os riscos de eutrofização.

Reservatórios muito profundos estão sujeitos à estratificação, o que pode contribuir para o eventual esgotamento do oxigênio dissolvido na água das camadas mais profundas e causar inevitáveis conseqüências daí advindas.

Outrossim, a liberação dessa água, por meio de descargas de fundo na barragem, pode deteriorar a qualidade da água à jusante.

O reservatório provoca uma elevação do nível d'água do lençol freático. Essa elevação do nível de água do lençol, colocando-o em contato com uma camada permeável e poluída, pode acarretar a sua deterioração. Nesses casos, quando da localização de poços de captação e extração de água para abastecimento, deve-se ter em conta essa possibilidade.

Normalmente, em regiões áridas as águas possuem um alto teor de sais dissolvidos, especialmente cloretos, carbonatos e sulfatos. Quando essas águas são represadas, tornam-se sujeitas a uma alta taxa de evaporação. Nesses casos, a sua salinidade pode aumentar a um nível que a torne inaceitável.

A má prática da agricultura (favorecendo erosões e carreando para o reservatório defensivos agrícolas), o procedimento antiecológico na industrialização, na abertura das estradas e na urbanização, como também os despejos incontrollados ao longo das margens do reservatório e da bacia de drenagem, podem afetar a qualidade da água. Existem técnicas e métodos de utilização da água dos reservatórios que podem mitigar ou superar quase todos esses problemas; portanto, critérios adequados devem ser adotados durante as fases de inventário, viabilidade, projeto executivo, construção e operação das barragens.

Efeitos na terra

A construção de uma barragem e a conseqüente criação de um reservatório pode possibilitar o controle de vazões, regularizando-as e minimizando as alternâncias de falta ou excesso de água.

A operação de um reservatório com fim único, apenas energético, por exemplo, pode agravar a intensidade das cheias à jusante.

O reservatório de uma barragem pode provocar a submersão de terras de cultivo; em contrapartida, pode melhorar a produtividade das terras remanescentes, tanto pela elevação do nível de água do lençol freático, como pela possibilidade de irrigação, quer à jusante, quer à montante.

A possível decantação de material nutriente em suspensão nas águas do reservatório pode afetar a produtividade das terras à jusante, produtividade esta questionável quando afetada pela alternância de secas ou inundações. Estudos recentes feitos pela Academia Egípcia de Pesquisas Científicas concluíram que o conteúdo de nutrientes no reservatório de Assuã, em suspensão na água e decantado, era insignificante quando comparado com o de fertilizantes naturais e químicos usados no delta do Nilo, mesmo antes de a barragem ser construída.

Se o represamento pode submergir belezas naturais, pode também criar novas paisagens ou cenários bem mais belos do que aqueles que fez desaparecer.

A ação dos ventos nos reservatórios pode gerar ondas que cheguem a aumentar o risco de erosão nas margens e provocar assoreamento.

A variação acentuada do nível de água no reservatório pode criar declives sem vegetação, desagradáveis do ponto de vista estético e sujeitos à erosão. Além disso, essa mesma variação pode

gerar deslizamentos de margens instáveis ao longo do reservatório.

Exemplos de deslizamentos de maciços de terra para dentro do reservatório, com catastróficas conseqüências, não aconselham o desmatamento de suas margens.

Áreas de empréstimo necessárias à construção da barragem estarão sujeitas à erosão, se não forem convenientemente tratadas durante e após a conclusão das obras.

Não há evidências de que um reservatório provoque abalos sísmicos, a não ser em regiões historicamente sísmicas.

Efeitos na Fauna e Flora

A decantação do material em suspensão reduz a turbidez da água, facilitando a fotossíntese; conseqüentemente, aumenta a produtividade biológica. Assim, esse processo provoca um aumento da flora e da fauna, principalmente das aves aquáticas. Por outro lado, porém, a decantação, diminuindo a quantidade de nutrientes na água, pode reduzir a produtividade biológica à jusante.

Em regiões áridas a criação de um lago artificial decorrente de barragem tem efeitos benéficos sobre a fauna e a flora.

A operação inadequada de um reservatório, provocando grandes variações no nível d'água, é prejudicial para a fauna aquática no que tange à desova e produção de alimentos.

A estratificação e a conseqüente deterioração da qualidade da água em reservatórios profundos pode afetar a produtividade biológica, pelas modificações na distribuição do fitoplancton e na reciclagem dos nutrientes.

A submersão e deterioração da biomassa e de terras com alto teor de matéria orgânica podem provocar a diminuição e o esgotamento do oxigênio dissolvido na água, ocasionando a eliminação da fauna e da flora aquáticas.

Despejos industriais, minerais, municipais, distritais e urbanos (quando não tratados) e o carreamento de defensivos agrícolas para as águas do reservatório são danosos para a fauna e a flora. Podem atingir o ser humano mediante o consumo de peixes contaminados.

A eutrofização é perniciosa para a fauna e flora e deve ser combatida.

Considerando que uma barragem pode ser obstáculo para os peixes migratórios, soluções devem ser previstas quando da elaboração do projeto, tais como a construção de escada de peixes, canais laterais, sistemas de eclusas ou estações de piscicultura.

Devem ser convenientemente operadas descargas de fundo, vertedores com bacia de dissipação e descargas de turbinas, a fim de evitar-se a eliminação de cardumes de peixes. Outrossim, não são recomendáveis atividades de manutenção em épocas de piracema.

As macrófitas são indesejáveis. Todavia, quando existirem, podem ser aproveitadas na alimentação de animais, na produção de gás ou na despoluição de águas contaminadas.

Efeitos sócio-econômicos

Os benefícios provenientes da implantação de uma barragem normalmente conduzem a uma melhoria global dos padrões de vida de uma grande parte da população regional. Entretanto, de maneira geral, não beneficiam de forma direta as populações locais. Tal fato é razão para sérias e justificadas objeções dos grupos afetados, embora o benefício deva ser bem maior, para a economia geral do País, do que as perdas diretas ou indiretamente provocadas pela construção da barragem.

Considerando-se que as desapropriações e relocações são unilaterais, e não dependem da vontade das populações afetadas, elas podem ser compreendidas e humanizadas por efeito de explicações sobre as razões do projeto e por efeito de preços de desapropriação justos. As relocações devem ser efetuadas tendo-se em vista os anseios e interesses das populações atingidas. Essas populações devem ser ouvidas antes da decisão de relocação e informadas do projeto e da época da inevitável mudança, para a qual devem ser preparadas.

As relocações viárias, de comunicações, de linhas de transmissão e de construções urbanas devem proporcionar melhorias nos padrões anteriormente vigentes. Na relocação de pontes as mesmas deverão ser projetadas e construídas de modo que se evitem possíveis obstruções à navegação futura no reservatório. Nas relocações urbanas de casas, redes de abastecimento d'água e esgoto devem ser observados cuidados especiais para que sejam evitados: promiscuidade familiar, falta de higiene e falta de saneamento.

A perda de pontos de interesse turístico, porventura submersos, pode ser compensado pelo surgimento de novo cenário lacustre. De resto, o projeto da barragem deve prever usos múltiplos, possibilitando perfeita integração e aproveitamento da mão-de-obra local.

Efeitos no homem

O elemento humano também está exposto a efeitos:

Mudanças ambientais que podem exacerbar relacionamentos ou neles introduzir fatores adversos geralmente presentes nos locais de trabalho e arredores, comprometendo o ambiente físico, social, cultural e econômico.

Riscos de disseminação de doenças associadas à água ou a problemas de saúde resultantes das mudanças ambientais ou da movimentação de populações.

Possíveis mudanças individuais de atividade de trabalho.

4. Conclusões e Recomendações:

Considerando:

- que a energia hidrelétrica é uma das energias de menor custo, de menor poluição e renovável;

- que o Brasil é país carente de outras formas de energia e possui ainda um imenso potencial hidrelétrico;

- que a construção de barragens provoca alterações no meio ambiente;

- que a operação de barragens com uma única finalidade pode agravar problemas;

- que o ser humano necessita da natureza e de seus recursos naturais para viver e sobreviver;

- que reabilitar é mais oneroso que prevenir;

- que o Brasil é um país em desenvolvimento;

- que a preservação só pode ser conseguida em parques nacionais;

- que o presente trabalho representa o ponto-de-vista de engenheiros e, longe de ser um fim, deve ser considerado como o começo;

Recomenda-se:

- que os estudos ambientais sejam realizados nos estágios iniciais do projeto (devem ser levantados na fase de inventário e aprofundados nas fases de viabilidade, projeto, construção e operação);

- que a avaliação de impacto ambiental deve ser elaborada por uma equipe multidisciplinar, composta de engenheiros, agrônomos, botânicos, biólogos, ecólogos, cientistas sociais, enfim todos os profissionais necessários, trabalhando em conjunto, para melhorar os padrões de vida da espécie humana.

A seguir, permitimo-nos algumas recomendações sobre problemas específicos, baseados em alguns casos históricos.

Saúde

É recomendada a seguinte política básica:

Identificação e controle, no local do projeto e nas vizinhanças, de vetores das doenças infecciosas e parasitárias, buscando-se a eliminação desses vetores antes do início das obras.

Programas de vacinação, baseados nas condições epidemiológicas locais.

Programas de educação sobre saneamento e saúde, enfatizando-se a participação ativa das comunidades na prevenção de doenças.

Estimativa inicial e periódica da incidência e do predomínio de doenças, bem como causas de morte, mantendo-se um constante sistema de supervisão e controle de dados.

Medidas sanitárias eficientes, tais como drenagem, remoção de lixo, combate a moscas e mosquitos, sistemas de água e esgotos de qualidade adequada e uma constante supervisão do local das obras e áreas adjacentes.

Pronto diagnóstico e tratamento das doenças infecto-contagiosas e imediato isolamento e tratamento dos pacientes contaminados, a fim de evitar que se dissemine ou se prolifere a infecção.

Prevenção de acidentes de trabalho e adoção de outras medidas no campo de trabalho, inclusive exames médicos especiais e periódicos, compreendendo a epidemiologia das localidades para onde os trabalhadores são recrutados, a fim de prevenir a introdução de novas doenças na área.

Exames médicos específicos, tais como exames radiográficos em massa, e programas de saúde, conforme indicados pelas necessidades locais, inclusive de alimento e nutrição.

Planejamento e execução de assistência médica de emergência durante o enchimento do reservatório, enfatizando o tratamento dos acidentes causados por mordidas de animais, picadas de cobras ou de insetos peçonhentos.

Medidas de gerenciamento do meio ambiente previamente selecionadas, planejadas e incorporadas ao projeto, na construção e na operação de barragens e reservatórios, podem proporcionar custos efetivos e meios duradouros para prevenção e controle de problemas de saúde.

Biomassa

Apresentam-se nas linhas seguintes ações e fenômenos a serem evitados.

Queima: (nunca foi utilizada em larga escala) — traz estes riscos:

Eliminação da fauna e flora.

Concentração de nutrientes provenientes das cinzas, aumentando o potencial de eutrofização.

Queima incontrolada.

Eliminação da vegetação marginal, habitat natural de peixes e pássaros.

Queima de madeira sem nenhum aproveitamento.

Submersão — traz estes riscos:

Possível eliminação de parte da fauna e flora.

Custo elevado da operação de salvamento.

Deterioração da biomassa, que, associada a baixas vazões e a pouca profundidade do reservatório, pode criar condições para a deterioração da água do reservatório e o surgimento de gás sulfídrico em nível tal que seja tóxico para os peixes, desagradável, e até perigoso, para os homens e corrosivo para os equipamentos da barragem.

Possíveis perdas da madeira.

Dificultação da pesca e do lazer.

Desmatamento.

Pode-se ter desmatamento total ou parcial, sendo que este último leva em consideração a capacidade de regeneração da água no reservatório. Em ambos os casos, os métodos normais de corte e, principalmente, de transporte são muito onerosos. Novas idéias e técnicas, porém, devem ser pesquisadas e desenvolvidas no sentido de minimizar custos e evitar a perda da madeira. O planejamento da logística do desmatamento deve avaliar, cuidadosamente, o uso de equipamento pesado, tendo em vista o aproveitamento da mão-de-obra local e os meios convencionais de transporte da região. Quando da realização do desmatamento, recomenda-se:

Evitar o destocamento próximo à variação do nível d'água, pois a remoção das raízes poderá agravar a erosão e o assoreamento.

Combater a rebrota.

Evitar o uso de defensivos agrícolas.

Levar em consideração a variação do nível d'água do reservatório, tendo em vista o uso múltiplo do mesmo, a diminuição de riscos de deslizamentos de encostas e a conservação do habitat natural de peixes e pássaros.

Iniciar o planejamento do desmatamento o mais cedo possível, investigando cuidadosamente o aproveitamento da madeira, até mesmo como combustível ou carvão vegetal.

Assoreamento

O teor de sólidos em suspensão e a

possível erosão das margens num futuro reservatório, principalmente naquele que terá área reduzida, deve ser uma séria preocupação durante a elaboração de qualquer projeto de barragem. No sentido de minimizar o assoreamento, recomenda-se:

Não desmatar na faixa de variação próxima do nível d'água do reservatório, evitando, assim, o destocamento.

Incentivar o reflorestamento na área da bacia de drenagem.

Proteína

O reservatório de uma barragem pode ser utilizado para produzir proteína animal a baixo custo, por meio de criação de peixes. A criação, a pesca e a industrialização do pescado podem ser meios de absorção da mão-de-obra local.

Recomenda-se, neste caso:

Evitar o turismo até que o reservatório esteja cheio por alguns anos.

Turismo

O lago formado pelo reservatório é um enorme potencial de exploração turística, pelas possibilidades oferecidas à prática de esportes aquáticos, à pesca e a outras atividades recreativas e ao lazer. Essas possibilidades justificam instalações que podem ser feitas a baixo custo, aproveitando-se a infra-estrutura necessária às obras e, de resto, oferecendo-se oportunidade à absorção da mão-de-obra local.

Recomenda-se:

Evitar o desenvolvimento do turismo quando há atividades de pesca industrial, até que o reservatório esteja cheio por alguns anos.

Efetuar o desmatamento zoneado.

Planejar, coordenar e manter a exploração turística de modo a compatibilizá-la com os outros usos do reservatório, cuidando principalmente de preservar a qualidade da água, impedir a poluição e dispensar a proteção ao meio ambiente.

Reassentamento de populações

É um dos problemas mais difíceis e delicados o do reassentamento de populações.

Deve-se considerar que populações são obrigadas a sair dos locais em que vivem para atender a objetivos nem sempre diretamente ligados aos seus interesses.

Portanto, no sentido de minorar esse grave problema, recomenda-se:

O cadastramento das populações afetadas e das benfeitorias existentes à época da decisão há de ser público e o mais

completo possível, deixando-se claro que após a tomada de decisão qualquer nova implantação de benfeitoria ou de novo morador é por conta e risco do interessado.

As populações envolvidas devem ser informadas dos objetivos e benefícios esperados, bem como dos cronogramas e da última colheita na terra a ser inundada.

Os proprietários devem receber indenizações compensadoras e o pagamento deve ser imediato, fixando-se as responsabilidades das partes envolvidas. Os critérios de avaliação das indenizações devem ser claros, explícitos e baseados em preços de mercado à época do pagamento.

Não deve ser permitida a fixação de novos grupos na área a ser inundada, após a tomada de decisão do projeto.

As populações afetadas devem ser oferecidas explicação, orientação e auxílio de alternativas para aquisição de terras em outras áreas.

As mesmas populações também devem ser oferecidos auxílio e orientação na legalização dos títulos de propriedade.

Igualmente, devem ser proporcionados auxílio e transporte para os novos locais de reassentamento.

Nos casos de relocação de casas, vilas, cidades, os novos locais devem ser discutidos com os relocados e as novas construções não devem obrigar à promiscuidade familiar e devem favorecer a higiene e a saúde.

No caso de reassentamento e relocações, além de dever-se deixar bem definidas as obrigações entre as partes, deve-se procurar evitar mudanças radicais nas atividades de trabalho e a eventual desagregação das comunidades.

As tradições e raízes culturais devem ser preservadas.

Educação

A fim de evitar maiores problemas e preparar as populações atingidas para as mudanças a advirem da implantação de uma barragem e seu reservatório, cumpre seja elaborado um programa educacional especial, a ser iniciado quando o projeto for aprovado, no qual não de ser considerados e enfatizados os seguintes pontos:

Os tipos de população a ser atingida.

As mudanças originadas pelo empreendimento e a demanda de trabalho em relação às suas várias fases, ou seja, desde o projeto, até a construção e a operação de uma barragem.

As novas condições de vida determinadas pela existência da barragem, durante e após a construção.

Um programa educacional adequado a constituir-se em importante fator de ajuda à população local no processo de adaptação às mudanças, evitando problemas maiores.

Operação salvamento

Mesmo quando os estudos ambientais não demonstrarem a necessidade de cuidados e procedimentos especiais inerentes ao trato, manuseio e conservação de espécies raras e/ou ameaçadas de extinção, tanto da fauna quanto da flora, durante o enchimento do reservatório, deverá ser considerada a necessidade de uma operação de salvamento. De resto, tendo-se em conta a possibilidade de incidência de cobras, outros animais e insetos peçonhentos, deve ser previsto o uso de serviços médicos de emergência e a utilização de soros específicos.

BIBLIOGRAFIA

- Goldman, Charles R. — Ecological aspects of water impoundment in the tropics — *Unasylva Magazine* n.º 123.
- Paiva, Melquiades P. — Grandes Barragens no Brasil; Algumas Considerações sobre Brookopondo; The environmental impact of man made lakes in Amazon Regions of Brazil — *ELETROBRÁS* 1977/1980.
- ITAIPI Binacional — 1.º Seminário de la ITAIPI Binacional sobre meio-ambiente — ITAIPI — 1979.
- ENR-May, 6, 1982 — Egypt earn high rate of return of Assuan High Dam Investment — *Engineering News Record* — 1982.
- PEEM — Panel of Experts on Environmental Management for Vector Control Second Meeting — Nairobi — World Health Organization — Geneve — 1982.
- CBGB — Comitê Brasileiro de Grandes Barragens — Barragens, Reservatórios e o Meio-Ambiente — 1979.
- Bandeira de Mello, J.A. — Hermano Cohen — L.A. Souza Pinto — Estudo, Formação e Enchimento do reservatório de Itumbiara — FURNAS Centrais Elétricas S.A. — 1980.
- Bandeira de Mello, J.A. — A. Gonçalves, E. Rodrigues Paradinas — Richard Harza, Mk-lan Mvros — Dams and the Environment in tropical sub-tropical and arid regions 1984 — ICOLD.

Áreas de concentração em atividades de Pesquisa e Desenvolvimento

SÉRGIO SALVO BRITO

Assistente de Diretoria de FURNAS Centrais Elétricas S/A. Engenheiro civil pela Escola Politécnica de São Paulo, com pós-graduação em Engenharia Nuclear pelo Instituto Militar de Engenharia e pelo INST/Saclay — França, foi diretor técnico do Grupo Tório, MG, da Comissão Nacional de Energia e chefe do Departamento de Planejamento de FURNAS Centrais Elétricas.

É possível identificar áreas onde se pode esperar que uma concentração do esforço de desenvolvimento científico e tecnológico produza maiores benefícios globais, pela eliminação de obstáculos tecnológicos, existentes ou potenciais, ou pela exploração de oportunidades concretas de melhorias.

Tais áreas de ação preferencial são discutidas a seguir, tentando-se definir, para cada uma, os programas de ação recomendados.

1. Grandes Hidrelétricas

Esta área abrange as usinas que constituirão a base do programa brasileiro, nos próximos 30 ou 40 anos(*).

O Brasil é, hoje, um dos três países (juntamente com os Estados Unidos e o Canadá) que detêm maior experiência na construção e operação de grandes hidrelétricas e, ao contrário dos dois outros, pode oferecer à sua indústria de bens e serviços especializados a garantia de um mercado em contínua expansão. Isso o coloca em excelente posição para disputar e dominar o imenso mercado de exportação representado pelos programas hidrelétricos que começam a se desenvolver nos países vizinhos, da América do Sul e da África Ocidental — países que, por falta de experiência e de infra-estrutura, deverão utilizar, intensivamente, a tecnologia externa.

Aparentemente, o problema da nacionalização tecnológica neste setor está resolvido. A área dos grandes equipa-

mentos eletro-mecânicos (turbinas, geradores, transformadores, etc.), entretanto, é hoje ocupada, no Brasil, por algumas grandes indústrias subsidiárias de grupos externos, que utilizam tecnologia desenvolvida até o nível de projeto básico, e muitas vezes até o de projeto executivo, na empresa-matriz. Existe, no Brasil, uma capacidade de fabricação, mas não uma capacidade tecnológica.

Ora, o sistema científico e tecnológico só pode tornar-se um pólo dinâmico de desenvolvimento quando interage, continuamente, com a indústria e com o mercado; é, portanto, inaceitável que nosso programa hidrelétrico esteja sustentando o desenvolvimento tecnológico dos países mais avançados e se constituindo em um fator de dependência tecnológica de nossa indústria. Torna-se, pois, indispensável e urgente definir para o setor hidrelétrico uma política tecnológica que vise a restabelecer a coerência e a interação positiva entre as atividades de pesquisa e desenvolvimento, o crescimento industrial e a expansão do mercado.

Segundo cálculos da Eletrobrás, os cinco maiores fabricantes nacionais de turbinas e/ou geradores para hidrelétricas (Voith-Bardella, Mecânica Pesada, Vigesa, Coensa e Siemens) têm uma capacidade de produção da ordem de 9.000 MW por ano, cinco vezes maior que as necessidades a serem geradas pela expansão do sistema nos próximos 10 anos, e comparável apenas às necessidades que surgirão por volta de 2010/2020.

Não parece razoável, portanto, a não ser como último recurso, incentivar fabricantes nacionais a entrar em um ramo industrial tão brutalmente congestionado. Os próprios fabricantes existentes devem ser levados a efetivamente transferir para o Brasil seus laboratórios e centros de pesquisa e desenvolvimento (ou seja, sua capacidade de criação tecnológica), como uma condição para participação no mercado brasileiro (que, na maioria dos casos, pode vir a ser essencial à sobrevivência deste setor na empresa-matriz, totalmente dependente, hoje, da exportação de produtos ou de tecnologia).

A ação que se recomenda ao Governo, nessa área, é, portanto, muito mais

de caráter político, legislativo (ou regulamentar) e fiscal. É uma ação que implica medidas de incentivo à pesquisa e de proteção à produção tecnológica. O ajustamento dos critérios de contratação e compras das empresas estatais aos objetivos dessa ação política será condição importantíssima para que resultados concretos sejam obtidos. Complementarmente, os centros de pesquisa e desenvolvimento nacionais e as Universidades devem estar preparados para apoiar este esforço, sempre que necessário e mediante solicitação da indústria.

Tecnologia pressupõe renovação e aprimoramento constantes. Embora a área da geração hidrelétrica já apresente certa maturidade tecnológica e um ritmo de renovação apreciável (apesar de menos espetacular em comparação com a informática, por exemplo), as necessidades tecnológicas não podem ser menosprezadas, principalmente quando se pensa em termos de competição no mercado internacional. Novas técnicas (como, por exemplo, a aplicação dos métodos de elementos finitos no cálculo de barragens e estruturas, técnicas de projeto por computador "computer aided design", novos métodos e equipamentos de construção, novos conceitos de organização e administração de projetos) devem ser continuamente reelaboradas e implantadas.

Esforços de desenvolvimento tecnológico próprio empreendidos pelas firmas de consultoria, projeto, engenharia e construção e também propiciados pela criação de centros tecnológicos (como os já iniciados pela Internacional de Engenharia e Promon, entre outras), bem como programas de pesquisas conjuntas com Institutos e Universidades, devem ser incentivados e apoiados pelos órgãos oficiais de coordenação e financiamento da pesquisa.

Nessa área, portanto, dois programas devem ser desenvolvidos:

- Nacionalização da tecnologia básica de grandes equipamentos para usinas hidrelétricas.

- Aperfeiçoamento tecnológico nas áreas de projeto, engenharia e construção de usinas hidrelétricas de grande porte.

(*) Inclui as usinas classificadas pela ELETROBRÁS como média (40 a 400 MW) e grandes (mais de 400 MW).

2. Transmissão a Longa Distância

A utilização do potencial hidrelétrico da Amazônia para suprimento dos grandes centros de carga do Nordeste e do Sudeste exigirá a construção, no período 2000/2020, de dois troncos básicos de transmissão com uma capacidade total de 40.000 MW e de 1500 a 2500 km de extensão. A magnitude desse programa, o tempo disponível para preparar sua implantação e o incentivo adicional de que, no mesmo período, outros países, para os quais o Brasil poderá oferecer sua tecnologia de projeto e construção de grandes usinas hidrelétricas, dependerão de tecnologia externa para a concepção e implantação dos seus sistemas de transmissão associados, indicam o interesse de realizar um programa visando a desenvolver uma capacidade tecnológica própria, nesta área.

A nível mundial, duas tecnologias básicas de transmissão à longa distância (ou de transmissão de grandes blocos de carga, mesmo a distâncias não tão grandes) estão sendo desenvolvidas e aplicadas em grandes projetos: a transmissão em extra-alta tensão (800 a 1500 kV) em corrente alternada, e a transmissão em corrente contínua (400 a 600 kV).

O Brasil está adquirindo experiência na construção e operação de sistemas dos dois tipos citados, através do sistema misto de transmissão de Itaipu (12000 MW, metade em corrente alternada, 800 kV, e metade em corrente contínua, 600 kV, 800 km de extensão), baseado em tecnologia externa.

A transmissão da Amazônia não será necessária (na escala em referência) antes do ano 2000. Portanto, considerando-se a rápida evolução dessas duas tecnologias no mundo, conclui-se que a experiência de Itaipu corre o risco de ter reduzida utilidade na época de realização dos novos projetos.

Por outro lado, essa experiência pode servir de base para um programa de pesquisa e desenvolvimento a ser desenvolvido nos próximos 10 anos.

A estratégia a seguir parece clara:

- aproveitar e explorar, ao máximo, a experiência adquirida em Itaipu e a análise de seus resultados operacionais;
- explorar, sempre que possível, as possibilidades de cooperação internacional, inclusive da cooperação já existente, na área de engenharia, projeto e fabrica-

ção de equipamentos, com a ASEA sueca, e, na área de pesquisa e desenvolvimento, com a ENEL italiana;

– dar ênfase na pesquisa tecnológica da arte”, no mundo;

– imprimir ênfase na pesquisa tecnológica básica, a nível de laboratório e de desenvolvimento de protótipos industriais (projeto e fabricação de tiristores, isoladores, etc., projeto de torres e cabos, desenvolvimento de materiais e equipamentos especiais, estudos experimentais sobre efeitos físicos e biológicos dos campos intensos), no desenvolvimento de “software” e de métodos de análise e na realização de estudos técnico-econômicos que possam orientar o desenvolvimento posterior das pesquisas.

Os programas prioritários de pesquisa podem ser:

– Tecnologia básica de transmissão a longa distância;

– Desenvolvimento de métodos de análise e estudos básicos.

Ambos os programas devem ser realizados principalmente no âmbito dos Institutos de Pesquisa (com a natural liderança do CEPEL) e das universidades, na fase atual, devendo crescer, progressivamente, a participação das empresas de engenharia e projeto, da indústria e das empresas de eletricidade.

3. Pequenas e Mini-Hidroelétricas

Ao contrário do caso das hidroelétricas grandes e médias, não se espera que as pequenas e mini-hidroelétricas venham a representar, em um futuro previsível, uma parcela significativa da capacidade de geração elétrica nacional. Essa área, em entanto, deve merecer atenção prioritária no planejamento de ações na área de C & T, pelos efeitos indiretos no campo sócio-econômico (interiorização e descentralização do desenvolvimento, criação de oportunidades de emprego e de desenvolvimento em âmbito local e regional), e pelos efeitos multiplicadores em relação ao desenvolvimento tecnológico e industrial, com alta relação benefício-custo. A alocação de recursos poderia ser relativamente pequena, uma vez que já existe uma infra-estrutura industrial montada e uma tradição tecnológica sedimentada.

Esse tipo de usina foi bastante utilizada, na primeira metade do século, em fazendas, indústrias e pequenas localidades isoladas, em regime de autogeração, ou através de pequenas empresas de eletricidade locais. Posteriormente, com o

desenvolvimento dos sistemas interligados e com a competição da geração a Diesel, de instalação mais simples e mais barata (aos preços da época), essa alternativa passou a segundo plano e foi praticamente abandonada: várias instalações existentes foram mesmo desativadas e desmontadas, e pequenas concessionárias locais, absorvidas por empresas maiores.

O interessante é que, entretanto, jamais deixou de existir um mercado para essas usinas, embora sem grande renovação tecnológica.

Atualmente, volta a crescer o interesse por essas pequenas e mini-instalações e tem-se verificado que, graças à sua simplicidade e facilidade de instalação e operação, às vantagens de padronização e da fabricação em série de equipamentos e à redução dos custos indiretos, seu custo final é, em muitos casos, relativamente inferior ao dos grandes projetos.

Os principais obstáculos à sua difusão são de ordem institucional, financeira e empresarial: resistência das empresas de eletricidade e dos organismos de financiamento, rede de comercialização e assistência técnica pouco desenvolvida, falta de informação ao usuário potencial, entraves legais, administrativos e regulamentares, dificuldade de reunir, em pequenas organizações de caráter local, os talentos técnicos e gerenciais necessários e de manter estruturas empresariais eficientes, etc.

A retração do mercado de miniusinas hidroelétricas, nas últimas décadas, levou à redução do número de empresas de engenharia, projeto e construção e de fabricantes de equipamentos envolvidos no mesmo e a um certo obsolescência na concepção dos projetos e dos equipamentos. A aplicação, em anos recentes, da experiência adquirida com as grandes hidroelétricas a novos projetos de miniusinas (consideradas, de certa forma, como uma hidroelétrica em modelo reduzido) revelou-se um equívoco: com a redução de escala, o custo unitário dos projetos subiu a níveis inconcebíveis. A tentativa de lutar contra o efeito de escala, através da sofisticação tecnológica e da importação de tecnologia, foi outro equívoco, pois traduziu-se pela maior complexidade do projeto e da infra-estrutura de apoio, aumentando os custos indiretos e dificultando a participação, no projeto, de organizações locais e de pequenas empresas de engenharia, construção e fabricação de equipamentos, muitas delas de caráter local, contando com recursos limitados.

O objetivo básico dos programas de pesquisa e desenvolvimento, nesta área, deve ser a renovação tecnológica do setor, respeitando-se, porém, sua experiência e suas tradições e mantendo-se a simplicidade básica dos projetos e as características próprias da miniusina, com sua concepção e filosofia de projeto basicamente distinta da grande usina.

A economia de escala, perdida a nível do projeto individual, deve ser reencontrada ao nível do setor industrial, pela padronização dos projetos e das soluções de engenharia e pela fabricação em série dos equipamentos.

Empresas de engenharia e projeto e fabricantes de equipamentos devem ter todo o apoio e incentivo para a realização de programas visando o desenvolvimento de novas tecnologias e a padronização de projetos e equipamentos, inclusive mediante desenvolvimento, projeto, construção e ensaios de protótipos; as Universidades e Institutos de pesquisa devem ser incentivados a realizar os estudos básicos necessários, por iniciativa própria ou em apoio aos programas anteriores. Empresas de eletricidade e autoprodutores devem contar com incentivos financeiros e apoio tecnológico para a realização de projetos pioneiros de demonstração das novas tecnologias.

Nesta área, três programas podem ser definidos:

- Tecnologia de miniusinas e de pequenas usinas hidroelétricas;
- Desenvolvimento de técnicas de administração e gerência para pequenas empresas de eletricidade. Formação de recursos humanos. Apoio institucional.
- Implantação de projetos de demonstração, com tecnologia atual.

4. Sistema de Transmissão e Distribuição

A utilização eficiente de energia elétrica, como elemento de dinamização do desenvolvimento econômico e social (expressa em avanço tecnológico, em suporte à expansão industrial e à exportação, em substituição de combustíveis importados e em bem-estar social, especialmente no interior do país), depende, em grande parte, principalmente a curto e a médio prazo, da capacidade de expandir e melhorar, em larga escala, os sistemas de transmissão e distribuição existentes, desenvolvendo e incorporando novas soluções tecnológicas, adaptadas às situações criadas por sua crescente complexidade, por maiores exi-

gências dos consumidores, no que se refere à disponibilidade e à qualidade do serviço, e, ainda, por novas oportunidades de melhorias, propiciadas pela própria evolução do "estado da arte", em nível mundial.

Na área de equipamentos elétricos de grande porte, para subestações de alta e extra-alta tensão (138 kV ou mais), especialmente transformadores, disjuntores, etc., ocorre uma situação similar a dos equipamentos das grandes usinas: a produção concentra-se em número relativamente restrito de subsidiárias de grandes empresas externas e caracteriza-se pela importação de tecnologia básica e pelo uso intensivo de materiais e componentes importados. Já a produção de equipamentos de pequeno porte, principalmente para baixa tensão (até 69 kV) e para redes de distribuição, é realizada por grande número de empresas de pequeno, médio e mesmo grande porte, a grande maioria genuinamente brasileira. A qualidade dos produtos é boa. Mas a insuficiência, ou mesmo a inexistência, de atividades de pesquisa e desenvolvimento tende a condenar o setor, seja à obsolescência tecnológica, seja à dependência crescente de tecnologia externa, impedindo que o mesmo busque novos mercados, em áreas de tecnologia mais complexa e mais moderna, como a da transmissão em alta tensão.

Na área de engenharia, projeto e análise de sistemas, o nível tecnológico existente nas empresas e nas concessionárias de serviços elétricos é bom, mas um maior relacionamento com as universidades e centros de pesquisa parece necessário, a fim de fortalecer os mecanismos de criação e de efetiva utilização de novas tecnologias.

Deve-se observar que, com o aumento da complexidade dos sistemas interligados em operação, o desenvolvimento de novos métodos de análise e otimização da operação, torna-se cada vez mais importante.

É evidente que seria basilar ao programa, à par de maior engajamento das empresas de consultoria e engenharia em atividade de pesquisa e desenvolvimento, a conscientização das empresas de eletricidade em relação aos objetivos do programa — a qual deverá refletir-se na preocupação de evitar a superespecificação dos projetos e uma visão a mais longo prazo sobre os custos e benefícios do desenvolvimento tecnológico e sobre os prazos e riscos envolvidos.

Quatro programas de ação podem ser definidos:

— Análise de sistemas, engenharia e projeto de sistemas, análises e otimização da operação.

— Desenvolvimento tecnológico (pesquisa e desenvolvimento, engenharia, fabricação de componentes) na área de supervisão e controle de sistemas elétricos.

— Nacionalização da tecnologia básica, do projeto e dos componentes e materiais, de equipamentos elétricos de alta tensão.

— Pesquisa e desenvolvimento industrial na área de equipamentos elétricos normalmente fabricados pela indústria nacional (geralmente para distribuição e transmissão em baixa tensão); capacitação industrial em áreas de tecnologia mais complexa e mais moderna (alta tensão).

5. Utilização de Energia Elétrica

A desaceleração da economia brasileira e a redução do ritmo de crescimento do consumo de eletricidade, a partir de 1979/80, levaram à formação de um excesso da capacidade de produção (em relação à demanda efetiva) que, considerando-se os projetos em construção, não será, provavelmente, absorvida antes do fim desta década.

Por outro lado, nos próximos 20 ou 30 anos, o Brasil poderá ainda dispor de um imenso potencial hidroelétrico, de baixo custo de instalação, e de toda a infra-estrutura tecnológica e industrial necessária para desenvolvê-lo, o que constitui, talvez, o recurso estratégico mais importante de que poderá lançar mão para expandir a exportação de produtos de alto conteúdo energético, reduzir sua dependência externa em energia e dinamizar seu próprio crescimento econômico.

Assim, uma política de uso mais intensivo da eletricidade, como fator de expansão da produção industrial e das exportações de produtos industrializados e, ao mesmo tempo, de promoção do bem-estar social, pode vir a ser um componente da maior importância na estratégia global de desenvolvimento. A substituição de derivados de petróleo na indústria e em outras aplicações seria um dos objetivos mais imediatos dessa política.

Essa política deve ser planejada e implementada com extremo cuidado, levando-se em conta suas limitações de duração (pois, à medida que se completa o aproveitamento do potencial hidroelétrico de baixo custo e que se passa

a utilizar uma energia mais cara, o processo deve ser desacelerado, podendo mesmo sofrer uma reversão) e de extensão, pois não se trata de criar um parque industrial intrinsecamente inviável à custa de artificialismos tarifários que poderiam levar às mesmas graves conseqüências já observadas no passado, com outros artificialismos similares, como o crédito subsidiado.

— Estudos relativos à aplicação da eletricidade

O primeiro programa de pesquisas que se pode traçar, quanto à aplicação da eletricidade, envolve, portanto, a realização de estudos técnico-econômicos, de estratégia industrial e de política tarifária que permitem definir o papel da eletricidade na promoção do desenvolvimento econômico e social do Brasil e suas limitações.

Nesses estudos, atenção prioritária deve ser dada à análise de indústrias e processos de alto consumo de eletricidade, que poderá utilizar a energia secundária disponível no sistema, mediante contratos de suprimento interruptível, ou não garantido: de um modo geral, a eletrometalurgia (alumínio, etc.), a eletroquímica (produção de hidrogênio, adubos nitrogenados, etc.) e outras atividades industriais.

Para tais contratos, o desenvolvimento e a implantação de metodologias e políticas mais elaboradas de tarifação a custo marginal (inclusive em relação a energia interruptível, ou não garantida) terão grande importância.

— Desenvolvimento de processos e equipamentos para uso mais intensivo da eletricidade na indústria, especialmente a eletrotermia

A promoção eficaz das aplicações da eletricidade dependerá do desenvolvimento de processos e equipamentos mais eficientes, especialmente no campo da eletrotermia, o que indica a necessidade de um programa paralelo de pesquisa industrial.

— Aplicação da eletricidade nos meios de transporte

Outra possibilidade, bastante promissora, para ampliação das aplicações da eletricidade, dependendo de maior desenvolvimento na área da tecnologia básica e da tecnologia do produto, são os veículos elétricos urbanos, de carga ou de passageiros (individuais ou coletivos).

A intensificação do uso da eletricidade no transporte interurbano (eletrificação de ferrovias), por outro lado, depende mais de considerações puramente econômicas, e não tanto de desenvolvimento tecnológico.

— Sistemas de cogeração e autoprodução: implicações industriais

Finalmente, em muitos casos (destilarias de álcool, por exemplo) a modificação de processos industriais voltada ao uso mais intensivo da eletricidade está ligada (por razões técnicas, econômicas ou de disponibilidade de recursos) à implantação de um sistema de cogeração ou de autoprodução, o que pode levar a alterações importantes das instalações, dos processos e da própria organização industrial, em seu relacionamento com a empresa de eletricidade. A profundidade e as conseqüências dessas alterações devem ser avaliadas.

6. Geração Termoelétrica a Carvão

A médio e a longo prazo, a geração termoelétrica a carvão deverá manter sua importância na Região Sul do Brasil e, talvez, mesmo na Região Sudeste. Sua utilização na Região Centro-Oeste tem sido objetivamente proposta.

Um programa de instalação de unidades termoelétricas, de 350 MW cada uma, foi anunciado pela Eletrobrás, prevenindo-se, na primeira etapa, 10 unidades, a serem instaladas no Rio Grande do Sul e Santa Catarina (cinco em cada Estado, com tecnologia francesa e tcheca, respectivamente), no ritmo de uma por ano.

As primeiras unidades de cada série já estão encomendadas (além da Usina de Jacuí, no Rio Grande do Sul, de mesma capacidade), mas existe, hoje, uma indefinição, quase total, sobre o restante do programa.

O prolongamento desse esforço nos próximos 15 anos seria prematuro; a maior ênfase dos programas de C&T, nesta área, deve voltar-se para o desenvolvimento de pesquisas, visando-se a um melhor conhecimento do carvão brasileiro e de suas características como combustível, de forma a desenvolver uma tecnologia básica (principalmente no projeto de caldeiras) no sentido de sua utilização mais eficiente, tomando-se como ponto de partida a experiência e o conhecimento tecnológico que serão desenvolvidos no âmbito da indústria e das empresas de engenharia, por sua participação no programa de curto e médio

prazo (baseado na importação de tecnologia).

Portanto, devem ser elaborados programas de C&T que incluam:

— Estudo dos carvões brasileiros e de suas características de combustão e propriedades físicas e químicas. Cinzas e gases de combustão.

— Desenvolvimento de uma tecnologia básica de usinas termoelétricas adaptadas ao carvão e às condições brasileiras; projeto básico de caldeiras e de outros componentes.

7. Energia Nuclear

Graças à clarividência e ao trabalho pioneiro de homens como o Almirante Álvaro Alberto e o Embaixador Dias Carneiro, o Brasil iniciou suas primeiras tentativas de definir uma política nuclear e de estabelecer uma infra-estrutura científica e tecnológica adaptada às novas idéias e possibilidades no tocante à energia nuclear. Dessa atitude advieram a criação do Conselho Nacional de Pesquisas e, posteriormente, da Comissão Nacional de Energia Nuclear, a instalação de três grandes centros de pesquisas nucleares, a formação e o treinamento de pessoal de alto nível e o equacionamento do problema da produção de combustível nuclear.

Esse esforço inicial prolongou-se ao longo das décadas de 50 e 60. Sua motivação básica foi sempre uma certa visão estratégica global, sem uma definição mais clara de sua integração ao desenvolvimento industrial ou ao planejamento da expansão dos sistemas elétricos brasileiros. O resultado final é que, nestes 20 anos, o Brasil jamais teve uma política nuclear coerente, e todas as tentativas realizadas se frustraram, no todo ou em parte: os projetos iniciais de produção de urânio em Poços de Caldas e de seu enriquecimento, utilizando-se ultracentrífugas (a partir de protótipos adquiridos na Alemanha), totalmente abandonados; os centros de pesquisa, cuja produção científica, embora muitas vezes de boa qualidade, jamais chegou a influenciar o desenvolvimento posterior dos programas; a formação de pessoal que em sua maioria se dispersou, sem jamais ter tido oportunidade de aplicar, de forma útil, os conhecimentos adquiridos.

O problema fundamental é que nunca se chegou a estabelecer uma ponte, uma conexão coerente, entre as atividades de Pesquisa e Desenvolvimento e os projetos industriais, e nunca se definiu

qual seria o papel específico, na implementação do programa, do esforço interno de criação tecnológica, da apreensão da tecnologia externa ou da mera importação de tecnologia e de equipamentos.

Nesse período, a única tentativa de desenvolver um projeto coerente, baseado em uma estratégia claramente definida e uma visão global dos aspectos tecnológicos, industriais e empresariais, foi o chamado "Grupo do Tório", do então Instituto de Pesquisas Radioativas, de Belo Horizonte, no período 1965/68.

A estratégia básica então formulada foi: estudar as necessidades específicas do sistema elétrico brasileiro e os recursos tecnológicos e industriais existentes; orientar o projeto para opções que melhor se adaptassem a essa realidade e, portanto, tivessem mais efeito de integração e dinamização em relação ao processo de desenvolvimento brasileiro; tomar como base de desenvolvimento do programa o esforço próprio de análise, pesquisa e desenvolvimento tecnológico; integrar a esse esforço, na época e nas dimensões que se revelassem necessárias e eficientes, a participação da indústria nacional e a transferência da tecnologia externa (*).

O projeto se iniciou em 1965, de forma extremamente modesta, com um pequeno grupo dedicado exclusivamente a estudos e análises. Em 1968, o grupo básico compreendia cerca de 60 engenheiros, altamente especializados (a maioria com nível de mestrado e doutorado no exterior), as opções básicas de projeto estavam fixadas, um primeiro programa de pesquisas definido e as instalações necessárias em construção (com o suporte de empresas de engenharia e fabricantes nacionais); e estavam sendo criados mecanismos para obtenção de tecnologia externa, nas áreas em que a capacidade nacional era insuficiente, da França (desde o início do projeto), da Alemanha (negociação já bem avançada), do Canadá, dos Estados Unidos e da Suécia.

(*) Na mesma época, uma estratégia semelhante tinha sido fixada, pelo Centro Tecnológico da Aeronáutica, para desenvolvimento da indústria aeronáutica brasileira, uma área que apresentava certas semelhanças com a nuclear e que tinha um histórico de desastres e fracassos bastante similar; este projeto foi realizado, e seu resultado geral, materializado pela EMBRAER e indústrias associadas, foi colocar o Brasil entre os grandes fabricantes aeronáuticos do mundo.

Em 1968, uma reavaliação das necessidades de expansão do sistema elétrico brasileiro, a médio prazo e dos recursos energéticos disponíveis, juntamente com considerações de estratégia internacional, concluiu pela necessidade urgente de construir uma capacidade nuclear no Brasil, como uma alternativa ao programa hidroelétrico.

O caminho do desenvolvimento próprio foi julgado demasiado longo e de resultados imprevisíveis. Por isso, com base no exemplo do próprio setor hidroelétrico e da indústria automobilística, foi definida, pelo Governo, uma nova estratégia, cuja idéia central era adquirir experiência através da realização de um projeto de demonstração, totalmente baseado em tecnologia, "know-how" e equipamentos importados.

A construção de Angra I, contratada praticamente em regime "chave na mão", com a Westinghouse norte-americana, foi iniciada em 1972.

Em 1974/75 uma nova avaliação, extremamente otimista, do papel de energia nuclear na expansão dos sistemas elétricos brasileiros, a médio prazo, levou ao temor de que mesmo essa estratégia de absorção de tecnologia por "efeito demonstração" tivesse um ritmo demasiado lento. O acordo nuclear assinado com a Alemanha, em 1975, significou uma nova estratégia para o programa nuclear brasileiro: com base em um programa de instalação, até 1990, de oito unidades de 1.245 MW, a indústria alemã, e em particular a empresa KWU, transferiria ao Brasil sua tecnologia nuclear.

A análise a posteriori desta estratégia, à luz da evolução recente dos dados macroeconômicos que a condicionaram e da própria experiência inicial de sua implantação, mostra que a mesma se baseou em dois equívocos intimamente correlacionados:

— a reavaliação das projeções do consumo de eletricidade (muito reduzidas após a crise econômica mundial e suas repercussões na economia brasileira) e do potencial hidroelétrico brasileiro (muito superior ao que se imaginava) mostrou que dificilmente haverá a possibilidade de desenvolver um programa de instalação de centrais nucleares que justifique a criação de uma indústria nuclear integrada antes da década de 2010/2020;

— a chamada "transferência de tecnologia" tem se limitado basicamente à transferência de um "know-how" espe-

cífico de engenharia, projeto e construção de usinas nucleares do tipo padrão da KWU, e específico de fabricação de componentes para as usinas, segundo especificações e tecnologia básicas alemãs. Com raras e pouco significativas exceções (a mais notável na área do enriquecimento de urânio), nenhuma pesquisa científica e nenhuma atividade de desenvolvimento tecnológico próprio foi incentivada por esse programa; a sua evolução dependerá sempre, portanto, da importação de tecnologia moderna do exterior. Dos três centros de pesquisa nucleares existentes, apenas um foi mobilizado, em uma função marginal; as universidades e os institutos de pesquisa básica ficaram totalmente à margem do programa.

O programa nuclear deve ser redirecionado, à luz da realidade atual, no sentido de dar maior ênfase ao desenvolvimento científico e tecnológico, enquanto diminui (por efeito da redução do ritmo de execução do programa) a ênfase nas atividades de cunho industrial.

Três programas identificados poderão favorecer este redimensionamento:

— Suporte tecnológico à operação e melhoria em Angra 1.

A experiência de outros países mostra que a operação de uma usina nuclear depende sempre de um sólido suporte externo de engenharia, inclusive porque, com a evolução da tecnologia, os diversos sistemas da usina têm que ser frequentemente reanalisados e modificados, incorporando-se melhorias que os tornem compatíveis com o "estado da arte" e as exigências mais modernas.

A usina de Angra 1 corresponde a uma concepção de projeto de 1970, já em muitos pontos obsoleta; sua readaptação, a ser realizada necessariamente aos poucos, por se tratar de uma usina em operação, representará um esforço contínuo e prolongado, para cuja implementação não existe, atualmente, uma infra-estrutura de suporte adequada ao Brasil. Terminadas as responsabilidades da Westinghouse, com o término da construção e com o encerramento do período de garantia, e mantidas as condições atuais, a empresa operadora (FURNAS) deverá continuar a buscar apoio no exterior, o que será extremamente caro e pouco prático. Em áreas onde então não existir a capacidade técnica necessária dever-se-á utilizar a consultoria externa para apoiar o desenvolvimento dessa capacidade, em

vez de utilizá-la diretamente na solução dos problemas; empresas nacionais de engenharia, institutos de pesquisa e universidades devem ser incentivados a engajar-se, resolutamente, nesse esforço.

Como em todo programa desse tipo, trata-se de um trabalho de médio prazo, difícil, complexo e, muitas vezes, de desenvolvimento incerto; mas a oportunidade de reunir em torno de um objetivo concreto setores de pesquisa básica e de desenvolvimento tecnológico, empresas de engenharia e consultoria e a empresa industrial carente de apoio tecnológico não deve ser desperdiçada: os efeitos indiretos desse trabalho na dinamização de outros programas paralelos serão, certamente, significativos.

Paralelamente, um esforço semelhante deve ser desenvolvido junto a indústria nacional, visando à nacionalização da fabricação de peças e componentes de reposição ou de equipamentos modernos que substituam aqueles tornados obsoletos pela evolução da tecnologia e dos conceitos de segurança.

— Desenvolvimento da tecnologia de centrais nucleares

A estrutura de projeto e engenharia já montada pela NUCLEBRÁS, a qual já acumulou um sólido conhecimento da tecnologia básica e uma boa experiência em sua aplicação, tenderá a tornar-se parcialmente ociosa com a redução do ritmo do programa. Essa capacidade ociosa, e mesmo uma parte da capacidade atualmente empenhada em atividades de projeto sem grande substrato tecnológico (que poderiam ser transferidas a empresas privadas existentes) deve ser orientada para atividades de pesquisa e desenvolvimento, em contato mais estreito com a comunidade científica e tecnológica, a fim de desenvolver uma capacidade de revisão e adaptação, às condições brasileiras, da tecnologia importada e uma capacidade de contínua atualização dessa tecnologia à evolução tecnológica mundial.

— Ciclo do combustível nuclear

Essa é a área mais rica em oportunidades para desenvolvimento tecnológico: de um lado, porque se trata da única área em que não se comprou uma tecnologia pronta, mas em desenvolvimento; de outro, porque a possibilidade de exportação de urânio, sob forma de urânio enriquecido ou mesmo de elementos combustíveis prontos, torna este programa menos dependente em relação ao

programa de construção de centrais nucleares.

As potencialidades nesta área foram ainda pouco exploradas. Enriquecer o urânio brasileiro para exportação talvez seja uma das alternativas de maior relação benefício-custo para utilização, a curto e médio prazo, do potencial hidráulico disponível; por outro lado, essa atividade industrial representa a melhor (talvez a única) alternativa para utilizar, em larga escala, a energia secundária, não garantida, disponível fora dos períodos hidrológicos críticos — graças à flexibilidade com que podem ser organizados os contratos de exportação e à possibilidade de constituir estoques reguladores de alto conteúdo energético (o que corresponde a um armazenamento de energia, sob uma forma mais barata que os reservatórios hidráulicos ou a estocagem de carvão).

Caso se demonstre a viabilidade de um programa desse tipo, o desenvolvimento industrial do processo de jato centrífugo deverá ser reorientado, pois o objetivo prioritário não seria a redução do consumo de energia (o custo marginal da energia secundária é muito baixo), mas a redução do custo de investimento e a obtenção de maior flexibilidade operativa.

8. Utilização de Lenha em Usinas Termelétricas

Esta é a área mais promissora para a realização de programas de desenvolvimento tecnológico, por várias razões:

- o imenso potencial energético que poderia ser desenvolvido e valorizado;
- a utilização de recursos naturais renováveis e amplamente disponíveis;
- a possibilidade de estabelecer uma complementação térmica adequada para o sistema hidrelétrico, permitindo a plena utilização de seu potencial energético;
- as repercussões sociais e de proteção ao ambiente, altamente positivas;
- o desafio tecnológico, suficientemente grande para produzir um efeito dinamizador no sistema de C&T, mas não tão grande que ultrapasse sua capacidade de realização.

Viabilizar essa alternativa exigirá um esforço integrado em diversas áreas e um planejamento por etapas, com reavaliação dos resultados ao fim de cada etapa, a fim de julgar se conveniente ou não o prosseguimento do programa (que pode revelar-se inviável, quanto mais dados estiverem disponíveis) e, caso positivo, programar as etapas seguintes.

De um modo geral, à uma etapa inicial de estudos e avaliações básicas devem seguir-se programas de pesquisas e desenvolvimento na área de desenvolvimento florestal e de técnicas de formação e manejo de florestas energéticas, bem como na área de tecnologia básica de usinas termoelétricas à lenha (principalmente na preparação do combustível e projeto de caldeira), seguindo-se, após a realização dos necessários estudos de viabilidade, o desenvolvimento e implantação de protótipos e de projetos de demonstração.

Deve-se, pois, realizar estudos que focalizem:

- formação e manejo de florestas energéticas.
- Tecnologia básica de centrais termoelétricas, queimando madeira.
- Implementação de projetos de demonstração.

9. Combustíveis Alternativos

Como citado no Capítulo 1, combustíveis alternativos poderão vir a ser utilizados, no Brasil, em condições especiais e principalmente para substituir derivados de petróleo em instalações existentes.

— Turfa e bagaço de cana

Estudos preliminares (especialmente os realizados por FURNAS e CEMIG) indicam que haveria vantagens econômicas na utilização da turfa para geração termoelétrica, em instalações novas ou para substituição do óleo combustível em usinas existentes. O grande problema é que não existe no Brasil experiência na produção e utilização da turfa como combustível, em escala industrial; e, no caso de uma instalação existente, a viabilidade técnica e econômica da conversão ou substituição da caldeira não está ainda demonstrada. Deve-se considerar ainda que, dada a limitação das reservas conhecidas ou estimadas, sua contribuição, dentro do quadro geral de geração elétrica nacional, será sempre pouco significativa.

Empresas de energia elétrica deveriam ser incentivadas a prosseguir nesses estudos e a apoiar o desenvolvimento da tecnologia necessária, pois um programa desse tipo contribuiria muito para o desenvolvimento da tecnologia de caldeiras queimando combustível sólido de baixo poder calorífico e elevado grau de umidade (gerando conhecimentos que seriam úteis no estudo de caldeiras queimando bagaço de cana ou madeira, por exemplo); e, caso os resultados fossem

positivos, seria iniciada a exploração de um combustível relativamente abundante no Brasil e que encontraria outras aplicações na indústria (principalmente as de médio e pequeno porte, que não têm condições de desenvolver, por iniciativa própria, a tecnologia de exploração da turfa).

Por outro lado, como já foi citada a insuficiência de capacidade tecnológica e industrial hoje disponível para produção de turbinas a vapor, o aproveitamento do bagaço de cana e da turfa na geração de energia elétrica em turbinas de contrapressão ou de condensação talvez possa constituir-se na base de um esforço tecnológico inicial nesta área (a ser posteriormente expandido, em uma escala maior, em relação ao programa do carvão).

— Gás natural

A tecnologia de utilização do gás natural para geração de eletricidade é bem conhecida mundialmente, e não apresenta maiores problemas. O objetivo do programa seria verificar sua viabilidade no Brasil (levando em conta as reservas brasileiras de gás natural, seus usos alternativos e seu custo de produção e transporte) e, no caso positivo, realizar a adaptação da tecnologia existente.

— Gás de Carvão e Biogás

Basicamente, trata-se de verificar a viabilidade prática de utilizar esses combustíveis como substitutos do diesel em motores de combustão interna acoplados a geradores elétricos. Seriam aplicações limitadas (pequenas instalações) mas de grande importância social, no sentido de garantir o suprimento à pequenas localidades e estabelecimentos rurais ou industriais isolados. A economia de óleo diesel, o combustível mais crítico no balanço energético brasileiro, é outro incentivo para o desenvolvimento deste programa.

A utilização do gás de carvão vegetal em motores de combustão interna representa uma tecnologia relativamente simples, já bastante comprovada, inclusive em escala industrial (especialmente na propulsão de veículos, durante a 2ª Guerra Mundial), para a qual se pode esperar um efeito polarizador extremamente positivo, seja para abrir novos campos de pesquisa e desenvolvimento, seja pela possibilidade de participação de indústrias de pequeno porte, inclusive de caráter local, na fabricação de componentes, seja para abrir novos

mercados à utilização de energias renováveis disponíveis no país.

Pelas razões expostas, esse programa deve merecer ênfase especial, embora não se possa prever uma contribuição significativa dessa tecnologia para o balanço energético nacional.

10. Tecnologias Alternativas de Geração

— Energia Eólica e Maremotrizes

Podem ter certa importância local, em alguns casos, mas, no conjunto, não apresentam perspectivas significativas de aplicação a curto e médio prazo; e, por se tratar, basicamente, de adaptação de tecnologia já existente em outros países, não se pode esperar importante efeito polarizador de programas de pesquisa que vierem a ser implementados.

— Novas tecnologias

Inclui-se neste programa a radiação solar direta (células fotoelétricas ou usinas termoeletricas), o hidrogênio, a magnetohidrodinâmica, e a fusão nuclear. O alto custo de desenvolvimento, a baixa probabilidade de sucesso de pesquisas realizadas com os recursos disponíveis no país e os benefícios medíocres que se podem esperar, mesmo na melhor hipótese, de sua aplicação (em relação às alternativas existentes) não aconselham mais que programas limitados de acompanhamento da evolução tecnológica mundial.

11. Desenvolvimento de Materiais

De um modo geral, o efeito polarizador do programa de expansão do sistema elétrico, através de sua demanda de bens e serviços, sobre o setor industrial como um todo, especialmente sob o ponto de vista do desenvolvimento tecnológico (no sentido da criação e absorção de tecnologia e não de sua importação), só poderá produzir resultados concretos e significativos caso sejam eliminados certos obstáculos, institucionais ou outros, que tendem a inibi-lo e, ao mesmo tempo, adotadas medidas de incentivos adequadas, que intensifiquem a propagação desse efeito pela rede de relações interindustriais.

Uma das medidas de maior importância é a criação de uma sólida infraestrutura de pesquisa em ciência dos materiais e de ensaios e testes estruturais mecânicos e eletromecânicos de materiais, componentes e equipamentos.

— Implantação de Laboratórios de Ensaios de Materiais

Dentro de um programa global de desenvolvimento de materiais (jamais co-

mo atividade isolada), prioridade absoluta deve ser dada à instalação de laboratórios de ensaios, à formação de equipes experimentadas e ao desenvolvimento de técnicas adequadas para ensaios e testes estruturais, mecânicos e eletromecânicos de materiais, componentes e equipamentos; ênfase especial deve ser alocada às áreas, hoje em rápida evolução tecnológica, dos ensaios não destrutivos e da avaliação de desempenho em serviço de materiais e equipamentos.

Normalmente, esta área exige o desenvolvimento de organizações centralizadas, com maiores recursos em equipamentos e maiores possibilidades de formação de equipes experimentadas, em instituições especializadas ou junto a Institutos de Pesquisa, trabalhando em estreita colaboração com a indústria (prestação de serviços e transferência de tecnologia e de experiência às equipes especializadas da própria indústria).

No setor elétrico, a liderança nesta área tende a permanecer naturalmente com a CEPEL; mas organizações especializadas de caráter privado (já existentes, por exemplo, na área de ultra-sons e gamagrafia industrial) e laboratórios existentes na própria indústria devem ser igualmente incentivados.

— Pesquisa e Desenvolvimento de Novos Materiais

São extremamente importantes, por exemplo, as pesquisas relativas aos materiais dielétricos sólidos (isoladores de vidro ou porcelana, concretos poliméricos, etc.) e líquidos (óleos e papéis isolantes), aos condutores metálicos e conectores bimetalicos, aos tubos especiais para trocadores de calor, aos materiais estruturais para torres de transmissão, etc.

Neste contexto, três áreas de estudos parecem prioritárias, referentes ao desempenho em serviço dos materiais: vibração, corrosão, desgaste.

Fenômenos de vibração são, evidentemente, de grande importância em relação aos componentes de máquinas rotativas (turbinas, geradores, bombas, motores) e dos sistemas de circulação em usinas hidroelétricas e termoeletricas: dutos, tubulações, trocadores de calor, condensadores.

Um profundo conhecimento dos fenômenos de corrosão nos circuitos de alimentação e refrigeração e de sua inibição, pela manutenção de condições químicas adequadas da água e pelo uso de materiais compatíveis em todo o circuito, é fundamental para garantir a

disponibilidade das usinas térmicas e nucleares ao longo de sua vida útil; problemas similares, embora geralmente não tão graves, podem ocorrer em usinas hidroelétricas. Finalmente, fenômenos de corrosão atmosférica e de corrosão pelo solo (inclusive pela influência de campos elétricos intensos) são de grande importância no projeto e operação de subestações e sistemas de transmissão e distribuição. O desenvolvimento de materiais e de camadas protetoras (revestimentos, tintas e vernizes) e a implementação de procedimentos de operação e manutenção que permitem inibir, detectar e corrigir a tempo estes fenômenos são área de pesquisas prioritárias.

Os fenômenos de desgaste, muitas vezes intimamente associados aos dois anteriores, e o desenvolvimento de lubrificantes eficientes (especialmente óleos) e de materiais resistentes ao desgaste formam a terceira área prioritária de pesquisa associada à ciência dos materiais.

12. Instrumentação e Controle

A expansão e a interligação dos sistemas elétricos brasileiros torna sua operação cada vez mais complexa, tanto do ponto de vista da confiabilidade quanto da redução de custos (não tanto pela redução dos custos operativos, relativamente pequenos em um sistema predominantemente hidroelétrico, mas pela redução dos investimentos associados às reservas de potência, energia e capacidade de transmissão e à compensação das perdas) o que exige o desenvolvimento de conceitos e sistemas de supervisão e controle cada vez mais sofisticados. Paralelamente, a preocupação cada vez maior com a confiabilidade e segurança tem levado, em todo o mundo, a uma crescente sofisticação dos sistemas de instrumentação e controle das usinas geradoras e subestações.

Nestas condições, um contínuo esforço de renovação tecnológica é exigido da indústria nacional, para manter-se atualizada e participar ativamente desse desenvolvimento: a insuficiência desse esforço, em diversas áreas, tem se traduzido por uma des nacionalização crescente, ou pela compra da tecnologia, em ambos os casos agravando-se os problemas de dependência. Uma das consequências dessa problemática de dependência é que, até agora, o desenvolvimento deste setor no Brasil tem sido basicamente induzido pela evolução tecnológica dos países mais adiantados, através da importação mimética de dados tecnológicos, sem

que se alcance o nível de compreensão e de adequação à nossa realidade, que viria de um esforço próprio de análise e pesquisa; assim, muitas vezes o que se está vendo é a implantação de uma tecnologia inadequada, em que não são levadas em conta, por exemplo, a dualidade da relação automação-desemprego em uma economia desenvolvida ou em desenvolvimento ou, no que se refere à supervisão de sistemas, a problemática basicamente diferente do sistema predominantemente hidroelétrico em relação ao sistema predominantemente termoelétrico, ou do "pool" de empresas privadas em relação a um modelo hierárquico de empresas públicas e estatais.

Os aspectos citados (participação da indústria nacional em um setor de importância relativamente crescente e necessidade de pensar a tecnologia em função de uma realidade nacional) já justificariam uma alta prioridade a este setor em qualquer programa de pesquisa e desenvolvimento da indústria de eletricidade; mas existe uma consideração estratégica ainda mais importante, de caráter intersetorial: o problema aqui abordado, sob o ponto de vista da indústria da eletricidade, é apenas um aspecto de um problema mais amplo de profundas implicações não apenas econômicas, mas também sociais e políticas, o novo papel da informática, da ciência da computação e da automação, no mundo moderno.

Assim, as ações de ciência e tecnologia nesta área, pela indústria elétrica, inserem-se em um contexto mais global e, dado o dinamismo próprio desta indústria, representam uma contribuição extremamente positiva para a formulação e implementação da política nacional de informática.

Os principais programas identificados são:

— Microprocessadores e Microeletrônica. Coleta, tratamento e transmissão da informação.

Estudo, pesquisa e desenvolvimento de "hardware" e "software" ligados ao projeto de equipamentos eletrônicos à base de microprocessadores. Desenvolvimento de projetos de circuitos integrados e de confecção de "lay-outs" de microcircuitos impressos. Desenvolvimento de instrumentação para medição, controle e proteção de sistemas elétricos à base de microprocessadores e para transmissão da informação (principalmente fibras óticas); sistemas de medição e controle na distribuição.

— Centros de Supervisão e Controle.

Estudos, pesquisa e desenvolvimento de conceitos, de programas digitais e modelos matemáticos, de equipamento para supervisão e controle do sistema elétrico (despacho de carga), de usinas geradoras hidroelétricas, termoelétricas e nucleares, de linhas de alta tensão, de subestações e da distribuição. Estudo dos problemas ligados à interação homem-máquina, à otimização da operação e à preparação para emergências. Desenvolvimento de projetos integrados.

— Projetos de Simuladores

Projeto e construção de simuladores do sistema elétrico e das funções de supervisão e controle do sistema e das usinas, para estudos ou treinamento de operadores. Este tipo de projeto parece de grande importância não apenas tendo-se em vista a importância de um treinamento adequado dos operadores (principalmente no caso de usinas nucleares, por exemplo), mas também pelos efeitos indiretos que se pode esperar, no desenvolvimento da indústria e da engenharia nacional na área da informática.

13. Recursos Humanos

Por não se tratar propriamente de uma atividade diretamente ligada aos objetivos dos programas de C&T na área específica (energia elétrica), e sim de um pré-requisito a qualquer programa de pesquisa e desenvolvimento, esta área não foi explicitamente considerada antes, nem será aqui desenvolvida em maior detalhe, apesar de sua extrema importância.

De um modo geral, o setor é carente de recursos humanos qualificados para pesquisa e desenvolvimento, no que não se diferencia de quase todos os demais setores do universo sócio-econômico do País, e medidas de caráter global para remediar essa situação não poderão ser visualizadas de um ângulo restrito, como o deste trabalho. Devem-se ressaltar, entretanto, três aspectos particulares merecedores de especial atenção em qualquer programa de formação de recursos humanos que inclua o setor de energia elétrica, por corresponderem às carências mais críticas:

— o primeiro, é que não se trata apenas de formar e qualificar pesquisadores e tecnólogos, mas de criar e manter equipes integradas (os planos devem visar a um apoio institucional às organizações e aos centros de estudos mais carentes, e não a uma formação individual

que se tem revelado pouco eficiente em termos de resultados finais);

— o segundo, que se deve buscar desenvolver nas equipes e nos indivíduos que as compõem, desde sua formação básica, um verdadeiro espírito de investigação e de criação tecnológica como resposta objetiva a problemas e situações reais de nosso universo sócio-econômico, e não como ato reflexo em função de uma outra realidade nacional, embora mais avançada tecnologicamente;

— finalmente, e complementando o anterior, deve-se buscar a integração de áreas de conhecimento e criar mecanismos de intercâmbio e integração entre universidades, centros de pesquisas, indústrias, empresas, visando a ampliar o conhecimento recíproco e criar condições para um trabalho conjunto.

14. Normas Técnicas e Homologação

Como no caso anterior, não se trata de atividades específicas de pesquisa e desenvolvimento, mas não podem deixar de ser citadas, por constituírem um pré-requisito à efetiva utilização, na indústria, da tecnologia desenvolvida pelo setor de P&D.

15. Prioridades

As dificuldades de definir prioridades para cada um dos programas indicados são evidentes, e a utilização prática de tal esforço é discutível: um bom projeto, enquadrado em um programa de prioridade baixa, deve ser preferido a um projeto mal formulado, embora em programa prioritário.

É evidente, entretanto, que, embora todas as áreas citadas, nos itens 1 a 14 atrás, devem ser consideradas prioritárias e incluídas na ação programada e em sua implementação, nem todas têm o mesmo peso, no que se refere à ênfase e à alocação dos recursos. Assim, tendo-se em vista a limitação dos recursos humanos, institucionais e financeiros disponíveis, parece ter sentido tentar-se uma classificação destas áreas em certo número de grandes categorias (uma relação de ordem completa sendo evidentemente impossível), de forma a identificar uma possível configuração geral de concentração dos recursos, para uma ação global coerente.

Para essa classificação, procurou-se aplicar o conceito da relação benefício/custo, utilizando-se exclusivamente o julgamento qualitativo; nenhuma tenta-

tiva de aplicação de critérios quantitativos foi realizada.

Em qualquer plano de pesquisa e desenvolvimento, se a noção de "custo da pesquisa" é facilmente compreendida, a noção de "benefício" é um pouco mais complexa e requer alguns esclarecimentos. Assim, neste relatório, procurou-se levar em conta a esperança matemática do benefício global atualizado, segundo uma interpretação mais ou menos subjetiva:

— benefício global: procurou-se levar em conta não apenas o benefício direto esperado, em relação ao desenvolvimento do sistema elétrico, mas também os benefícios indiretos, principalmente os efeitos dinâmicos do próprio programa sobre o conjunto do sistema científico e tecnológico;

— benefício esperado (esperança matemática): procurou-se avaliar a probabilidade de sucesso do programa, ou seja, o nível de certeza na realização do benefício visado;

— benefício atualizado: em uma situação de insuficiência de recursos, programas que possam produzir benefício a curto prazo devem ser, em condições iguais, preferidos a programas de mais longo prazo (principalmente se ao programa focalizado estiver associado um problema de oportunidade, como parece ser o caso do programa de incentivo ao uso da eletricidade). Observe-se que, em termos de alocação de recursos, esse critério corresponde a uma realidade objetiva: programas de P&D tendem a exigir, naturalmente, maiores recursos na fase de desenvolvimento final e implantação dos resultados à indústria que na fase de estudos preliminares e pesquisas básicas.

A aplicação desses critérios leva, portanto, a concentrar maiores recursos em áreas ou programas da maior significação em relação às perspectivas energéticas globais, de maior potencial de mobilização e dinamização do sistema científico e tecnológico, com maior probabilidade de sucesso e de realização de resultados a mais curto prazo e com menores custos totais de desenvolvimento.

Apenas para fins de orientação global, pode-se, assim, distribuir as áreas de atividades atrás indicadas em três grandes categorias:

Prioridade Alta — Áreas onde programas de pesquisa bem conduzidos poderão levar a benefícios significativos, a curto prazo, com custos globais não muito elevados; áreas cujo desenvolvimento está sendo obstaculizado basicamente pela falta de maior informação

tecnológica; e áreas onde se espera que um programa de pesquisa e desenvolvimento tenha intenso efeito polarizador e dinamizador do sistema nacional de C&T:

- 1 — Grandes hidroelétricas
- 3 — Pequenas e mini-hidroelétricas
- 4 — Sistemas de transmissão e distribuição
- 8 — Utilização da lenha em usinas termoeletricas
- 11 — Desenvolvimento de materiais
- 12 — Instrumentação e controle.

Prioridade Média — Áreas em que os benefícios esperados, mesmo grandes, só poderão realizar-se a mais longo prazo; áreas em que as atividades de pesquisa tecnológica não parecem estar na linha crítica de desenvolvimento, ou áreas de reduzida capacidade polarizadora:

- 2 — Transmissão a longa distância
- 5 — Utilização da energia elétrica
- 6 — Carvão
- 7 — Nuclear
- 9 — Combustíveis alternativos

Prioridade Baixa — Áreas cujos benefícios esperados não são significativos e projetam-se a longo prazo, com grande nível de incerteza associado a custo de desenvolvimento elevado:

- 10 — Tecnologias alternativas de geração

Não foram incluídas na classificação, pois seus resultados abrangem todos os demais, as áreas de:

- 13 — Recursos humanos
- 14 — Normas técnicas e homologação

Capacitação da engenharia nacional na área de projetos

FLÁVIO LYRA

Consultor independente. Preside as juntas de consultores da ELETRONORTE, CHESF e Hidronos S/A, Argentina. Engenheiro civil pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, foi diretor-técnico e vice-presidente de FURNAS Centrais Elétricas e dirigiu os contratos da Enge-Rio, destacando-se a assessoria à ITAIPU Binacional.

Para abordar o tema da Capacitação Nacional no setor de projetos elétricos cumpre fazer, inicialmente, uma importante observação quanto às condições em que nos achamos no campo da produção e transmissão de energia elétrica.

Atualmente cerca de 96% da produção anual de energia elétrica no país são originados em usinas hidrelétricas, sendo os 4% restantes gerados em usinas termoelétricas que utilizam óleo combustível, óleo diesel, carvão e urânio.

Dessa forma, e considerando que a prevalência da hidroeletricidade deverá manter-se até o início do próximo século, parece-nos razoável considerar que uma análise abrangente apenas do campo da hidroeletricidade seja uma aproximação representativa da problemática setorial.

A nacionalização dos estudos e projetos de engenharia

Este tema envolve duas perspectivas bem distintas: a primeira diz respeito à nacionalização das empresas que executam os projetos e os estudos referentes à energia elétrica; a segunda é a nacionalização dos projetos propriamente ditos, isto é, a utilização de critérios, técnicos e materiais peculiares às condições brasileiras e que resultem em soluções adequadas à realidade geográfica, econômica, social e política do país.

É claro que essa "segunda nacionalização" só tem condições de ocorrer, embora não ocorra necessariamente, dentro de empresas de engenharia essencialmente nacionais. Nossa abordagem vai se restringir à primeira perspectiva, pois o tema da tecnologia apropriada ao país pa-

rece-nos ser objeto de outros artigos deste número especial da R.S.P.

Um bom exemplo de nacionalização de projeto de engenharia hidráulica ocorreu ao longo da atuação pioneira do DNOCS. Criado em 1909 com a denominação de INOCS (Inspetoria de Obras Contra a Seca), esse órgão regional federal vem projetando e construindo barragens de açudagem no Nordeste há mais de 70 anos. A barragem e as estruturas de sangramento, vertedores e/ou descargas de fundo, constituem peças básicas de um aproveitamento hidroelétrico e nelas teve início o preparo dos engenheiros brasileiros para o Setor. A vasta experiência do DNOCS pode ser avaliada pelos seus registros: mais de novecentas barragens construídas, três delas — Orós, Banabuiú e Araras — com capacidade de armazenamento superior a 1 bilhão de metros cúbicos.

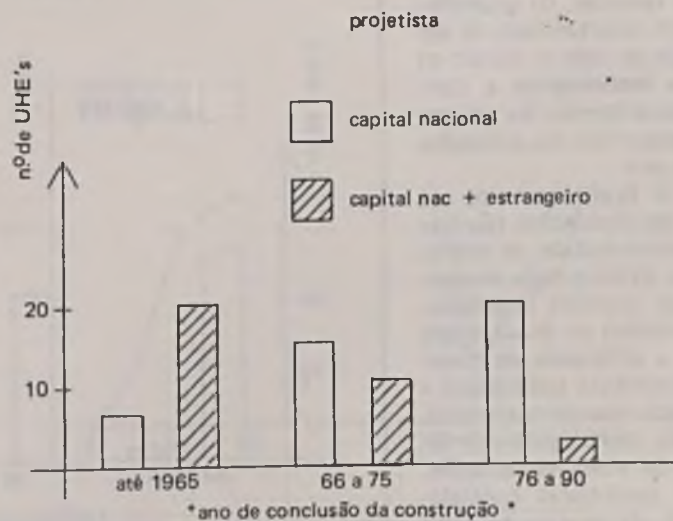
O DNOCS, ajustando-se às condições e recursos locais, decidiu-se na época pelo uso de barragens de terra, que permitiam a adoção de uma tecnologia mais simples e a utilização ampla da mão-de-obra excedente. Em conseqüência, na imensa maioria dos casos, foram construídas barragens de terra tanto homo-

gêneas como zonadas. Em pequeno número de casos o DNOCS construiu barragens de alvenaria de pedra e de concreto.

Desde a época da construção das primeiras UHE's, no final do século passado, até meados da década de 50, os serviços de engenharia e de consultoria de projetos e estudos do Setor Elétrico brasileiro foram executados, para as usinas de maior porte, quase sempre por firmas e consultores estrangeiros. Nesse período, as usinas elétricas eram majoritariamente privadas, pertencendo predominantemente a grupos estrangeiros.

Com a promulgação do Decreto nº 24.643, de 1934, o Governo brasileiro estabeleceu o Código das Águas e iniciou uma atuação reguladora da área de energia hidroelétrica. Em 1939 foi criado o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, órgão normativo e consultivo específico para as atividades do setor. Desenrola-se, então, a partir dessa época, um lento processo de transferência do controle do aproveitamento do potencial hidráulico brasileiro das empresas privadas para o Poder Público, sendo pontos culminantes desse processo de nacionalização a aquisição da AMFORP ("holding" das Empresas Elé-

FIGURA 1



tricas Brasileiras), em 1965, e da Light & Power (LIGHT Serviços de Eletricidade), em 1979.

No período de 1948 a 1973, foram criados órgãos federais normativos, reguladores e planejadores e fundadas empresas regionais de eletricidade estatais, tanto federais como estaduais. Podemos citar, entre outras, a pioneira CHESF, fundada em 1948, seguida por inúmeras estaduais e regionais e a "holding" do Setor, ELETROBRÁS, fundada em 1961. Acompanhando esse processo de nacionalização do Setor Elétrico, foram organizadas firmas de engenharia e consultoria com capital totalmente nacional.

Atualmente, entre as 20 maiores empresas que atuam no setor de estudos e projetos de engenharia da UHE's quase todas são de capital nacional. Essas empresas paulatinamente superaram, em quantidade de projetos de UHE's construídas no país, as suas congêneres estrangeiras e as subsidiárias locais. A Figura 1 indica claramente esse processo de conquista de mercado pelas projetistas nacionais, e mostra que a nacionalização desse Setor está praticamente concluída.

A capacitação das empresas brasileiras no Setor é, como vemos, plenamente satisfatória. Entanto, a ciência e a tecnologia estão em constante progresso. Existem várias entidades e associações técnicas internacionais que estão promovendo o aperfeiçoamento do conhecimento técnico e científico em diversas disciplinas que interessam de perto às atividades ligadas ao projeto e à construção de UHE's. Uma das maneiras de atualização das consultorias nacionais é a participação em reuniões e congressos técnicos. Nessas reuniões, os engenheiros brasileiros têm oportunidade de debater com colegas de todo o mundo os desenvolvimentos tecnológicos e científicos e, ao mesmo tempo, de aportar conhecimentos adquiridos nas atividades desenvolvidas no país.

Atualmente, o Brasil participa de grande número de associações técnicas onde tem tido oportunidade de conhecer e compartilhar os progressos alcançados. Várias dessas reuniões internacionais já foram realizadas no Brasil, o que contribuiu para a afirmação de nosso nível de desenvolvimento tecnológico e científico. Mediante esse conhecimento, por parte do meio tecnológico internacional, do nível de nossa capacitação, nossas empresas consultoras contrataram já a execução de serviços no exterior.

Embora a análise da evolução e do domínio da tecnologia da fabricação de equipamentos de geração e de transmissão de energia elétrica seja objeto de artigo específico incluído neste número especial da Revista do Serviço Público, cabe registrar apenas que a referida evolução seguiu um padrão ligeiramente diferente daquele que acabamos de descrever, referente à área de estudos e projetos de UHE's e de levantamento de recursos hidroenergéticos. O atual parque industrial de fabricação de equipamentos elétricos e mecânicos é constituído principalmente de grandes empresas de capital misto, nacional e estrangeiro, que ainda predominam sobre as indústrias efetivamente nacionais.

Tecnologia, evolução e problemática recente do Setor de Estudos e Projetos

A tecnologia aplicada na área de engenharia e consultoria da hidroeletricidade envolve inúmeros campos do conhecimento, cabendo mencionar algumas das disciplinas utilizadas com maior intensidade: estruturas hidráulicas, estruturas do sistema de geração e transformação, hidrologia, hidráulica, geologia, geotécnica, geofísica, tecnologia de materiais de construção, tecnologia elétrica e mecânica, arquitetura, cartografia e ecologia.

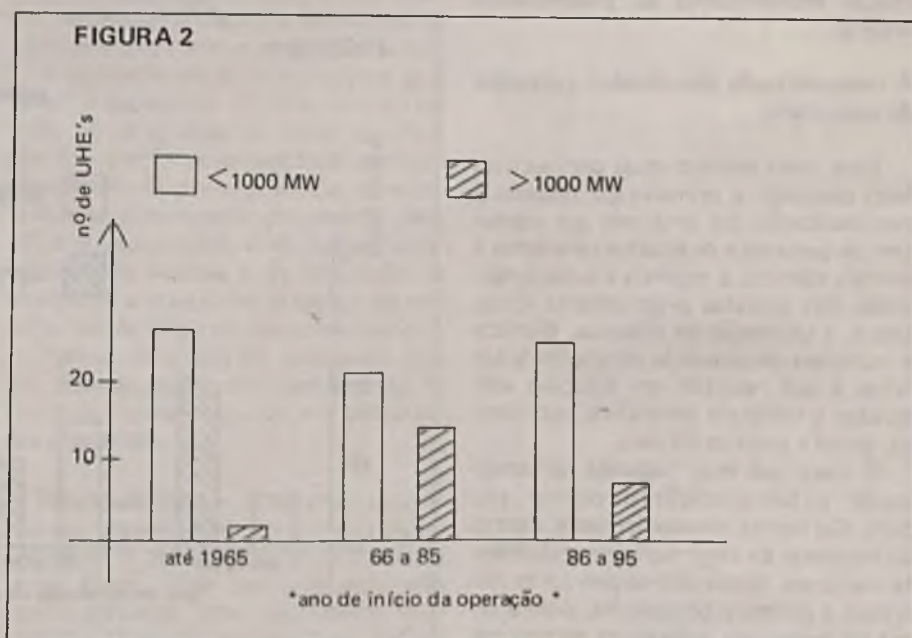
A Engenharia do Setor inclui também a prestação de serviços de fiscalização de fabricação e da montagem dos equipamentos, de programação e controle da construção e de estudos econômicos do empreendimento, bem como o gerencia-

mento dessas atividades. Em complementação aos trabalhos referentes às UHE's, as empresas de engenharia e consultoria do Setor atuam ainda no campo de projeto dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

Trata-se, portanto, de uma ampla faixa de áreas tecnológicas aplicadas à execução de inventários de recursos hidroenergéticos e aos estudos de viabilidade econômica, projeto básico e projeto executivo de UHE's e de sistemas associados.

A evolução do Setor de Projetos de UHE's, desde o início do século até hoje, pode ter suas características reveladas se agruparmos os empreendimentos em três períodos distintos: o que vai do início do século até 1965; os 20 anos seguintes e as perspectivas dos próximos 10 anos, conforme indicado na Figura 2.

Durante os primeiros 65 anos, o parque gerador elétrico brasileiro foi nitidamente constituído de UHE's de pequeno porte — a potência média das 28 maiores usinas instaladas até 1965 é de 170 MW e apenas uma tem capacidade de superar a 1000 MW. Nos 20 anos seguintes, de 1966 a 1985, predominam as grandes usinas com potência média igual a cerca de 1.200 MW. Nesse período, das 35 grandes usinas construídas, 6 UHE's têm potencial igual ou superior a 2.000 MW e 8 UHE's estão na faixa de 1.000-2.000 MW. Destacam-se as UHE's de Itaipu, pertencente conjuntamente ao Brasil e ao Paraguai, e de Tucuruí, com potência instalada de 12.600 e 3.980 MW, respectivamente, cujas primeiras unidades fo-



ram postas em operação recentemente, estando previsto o comissionamento das demais unidades nos próximos 4 anos. Nos próximos 10 anos, além de um certo número de pequenas usinas hidroelétricas, deverão ser construídas e concluídas 32 usinas com uma potência média de 613 MW em cada uma.

Em síntese, os três períodos considerados mostram uma clara transformação: à instalação inicial de usinas de pequeno porte seguiu-se um período, já encerrado, em que predominaram as grandes usinas; nos próximos 10 anos está prevista a instalação de usinas, tanto de grande, como de médio e pequeno porte. Um aspecto interessante dessa análise é a constatação da distribuição praticamente uniforme dos futuros empreendimentos, isto é, prevê-se a construção de 10 UHE's na faixa de 800 MW ou mais, de outras 10 na faixa de 300-800 MW e de 12 usinas com potência inferior a 300 MW, estas últimas praticamente reproduzindo a história dos anos iniciais do sistema gerador nacional.

Outra característica da problemática recente do Setor Elétrico é o incentivo que o governo está dando ao desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidroelétricas, PCH's, às quais fizemos referências, sem incluí-las na observação estatística, além de diversas usinas de baixa queda, tanto por concessionárias de energia como por autoprodutores. As pequenas centrais serão construídas em localidades cujas características geográficas e/ou nível de consumo desaconselhem a implantação de longas linhas de transmissão para interligá-las ao sistema regional. Por outro lado, a partir da experiência adquirida com os estudos, projetos, fabricação e operação do sistema de transmissão de Itaipu, em EAT - Extra-Alta Tensão -, tanto em corrente contínua como em corrente alternada, a engenharia de projetos do Setor Elétrico poderá, em futuro próximo, defrontar-se com o problema da transferência inter-regional de grandes blocos de energia elétrica. Desse modo será viabilizada a construção de grandes usinas em locais afastados dos centros de consumo. A região do Baixo Tocantins e Araguaia será, segundo os planos da ELETROBRÁS, uma das fontes desses recursos energéticos e as regiões Nordeste e Sudeste serão os centros de consumo. Esse sistema deverá estar implantado em 1995.

A utilização em larga escala do potencial hidráulico para geração de energia elétrica implica, pela sua própria natureza, no represamento do curso nor-

mal das águas dos rios, com a construção de grandes estruturas de barramento e controle das águas. Essa atividade da engenharia produz inúmeros benefícios sociais decorrentes da utilização da energia elétrica, mas traz também, por vezes, em contrapartida, algumas perturbações no equilíbrio ecológico local e regional. Considerando que são persistentes ao longo do tempo alguns desses efeitos negativos, tanto ecológicos quanto econômicos, como, por exemplo, o assoreamento dos reservatórios e a obsolescência dos equipamentos, e levando em conta a existência de aproveitamentos hidroelétricos (alguns com sistemas hidráulicos ainda operativos) que já completaram mais de 40 anos, seria aconselhável a realização de um programa de avaliação do grau de "envelhecimento" dessas instalações, a fim de se recomendarem as atuações cabíveis.

O referido estudo deveria apresentar:

- I - recomendações relativas à recuperação ou à desmontagem desses UHE's;
- II - sugestões de providências que conduzem ao alongamento da vida útil das usinas mais recentes, das que forem projetadas a seguir; e
- III - sugestões de medidas de projeto que venham a melhorar, em cada caso particular, a qualidade do sistema ecológico dos rios e bacias.

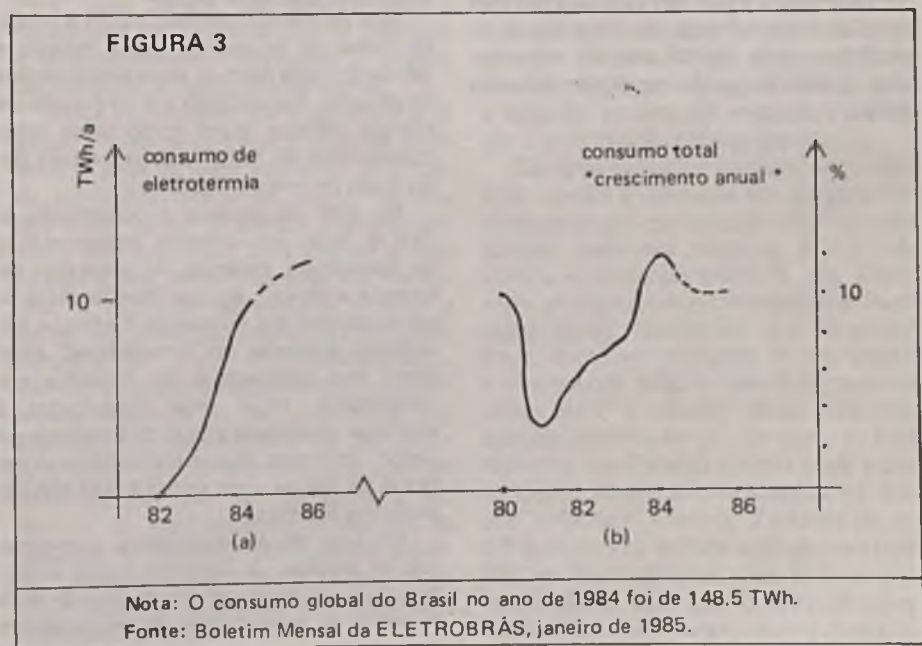
Volume de atividade de serviços de projeto: fixação de tecnologia

A crise interna da economia brasileira repercutiu agudamente no Setor Elé-

trico, quando a taxa de crescimento de consumo de energia elétrica "mergulhou" dos níveis históricos médios, da ordem de 10% ao ano, até 3,2% ao ano, em 1981, o mais baixo índice dos últimos 16 anos. Em conseqüência, houve um adiamento de diversos novos projetos, com reflexos imediatos nas empresas de engenharia do Setor, que se viram na contingência de reduzir fortemente o nível de suas atividades, gerando desmobilização de pessoal altamente qualificado. A auto-suficiência técnica duramente conseguida pelas empresas nacionais de engenharia ficou ameaçada pelo longo processo de desmobilização iniciado em 1981.

Essa situação experimenta agora um início de reversão. Recentemente a Eletrobrás elaborou um programa, a ser desenvolvido no período 1984-90, de estudos de inventário e de viabilidade de UHE's cobrindo as Bacias do Amazonas (Trombetas, Xingu, Madeira, Curuá-Una, Jari e Tapajós, Tocantins), do Atlântico Norte/Nordeste, do Paraguai, do São Francisco, do Atlântico Sul (Paraíba do Sul, Jequitinhonha, Doce e Mambucaba) e do Paraná (Iguaçu, Chopim, Jordão, Tibagi e Sicuriú). Essa programação de estudos permitiu que fosse amenizado, em parte, o problema de ociosidade das equipes de várias empresas de engenharia do Setor Elétrico.

Importante inovação no mercado da energia elétrica nos últimos anos foi, sem dúvida, a promoção da eletrotermia, institucionalizada pelo governo a partir de 1982.



Tarifas favorecidas — EGTD, Energia Garantida por Tempo Determinado e ESNG, Energia Sazonal Não Garantida — estão, desde então, incentivando o uso de energia elétrica na indústria como fonte de calor, substitutiva dos derivados de petróleo (Figura 3a). Os contratos da EGTD e da ESNG vigoram até 1986, quando duas outras modalidades de incentivo estão sendo estudadas e serão oferecidas aos consumidores. Em consequência dessa promoção e de um aquecimento das atividades do setor industrial, o consumo de energia elétrica do país voltou a crescer, com altas taxas anuais (Figura 3b), trazendo uma expectativa de retomada da construção de usinas geradoras e, conseqüentemente, dos serviços de estudos e de projetos básicos e executivos.

Conclusões

- 1ª) a área de engenharia de estudos e projetos para o setor de hidroeletricidade está nacionalizada;
- 2ª) os grandes projetos para o futuro próximo são:
 - I — a transferência de grandes blocos de energia a longas distâncias, a partir da Região Norte;
 - II — a construção de PCH's e de usinas de baixa queda; e
 - III — a realização de estudos relativos aos efeitos ecológicos decorrentes de implantação de UHE's e ao "envelhecimento" das centrais mais antigas.

Para todos esses serviços, as empresas brasileiras de serviço de engenharia de projetos estão perfeitamente capacitadas, podendo ainda contratar serviços para o exterior.

Desenvolvimento tecnológico para o Setor Elétrico

JERZY LEPECKY
ACHER MOSSÉ

Jerzy Lepecky é diretor-executivo do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da ELETROBRÁS. Engenheiro civil pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, com cursos de extensão na Rensselaer Polytechnic Institute — Troy, EUA, e Massachusetts Institute of Technology, EUA.

Acher Mossé é diretor do Laboratório de Sistemas Elétricos do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica e professor da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Foi professor da Coordenação dos Programas de Pós-Graduação de Engenharia na Universidade Federal do Rio de Janeiro e coordenador da Coppetec. Engenheiro mecânico e de produção pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, com mestrado (M.Sc) e doutorado (Ph.D) pela Universidade de Houston, Texas, nos Estados Unidos. É consultor da Financiadora de Estudos e Projetos — Finep e do Exército brasileiro, na área de administração de P & D.

Papel dos Órgãos de Pesquisa

Desde o início da implantação da energia elétrica no Brasil, no final do século passado, sucederam-se várias fases de dependência tecnológica do Setor Elétrico em relação aos países industrializados.

Nos primeiros tempos, tanto o projeto como os equipamentos, e mesmo a infra-estrutura para os empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica eram importados pelas companhias do Setor e as principais delas eram de origem estrangeira.

Na área de projeto e construção, o País é hoje virtualmente independente de tecnologia externa. As empresas de energia elétrica, na sua grande maioria pertencentes aos Governos Federal e Estaduais, apoiadas no "know-how" existente nas companhias de engenharia e consultoria, estão hoje capacitadas a executar quaisquer obras de interesse do Setor, inclusive usinas hidroelétricas do porte de Itaipu, com seus 12.600 MW de potência instalada.

Na área de equipamentos, o mesmo não se verifica. A indústria ligada ao Setor, cuja evolução se deu dentro de uma filosofia de substituição de importações

e não de tecnologia, é formada principalmente por filiais de grandes conglomerados europeus e norte-americanos. Como resultado natural desta evolução, os fabricantes de equipamentos elétricos no Brasil atuam de maneira semelhante às montadoras de veículos automotores, que basicamente executam no país projetos desenvolvidos em suas matrizes.

Dentro desse quadro, aparentemente não muito favorável ao desenvolvimento tecnológico nacional, existem, entretanto, muitas lacunas a serem preenchidas por tecnologia autóctone ou mesmo importada e adaptada para utilização em nosso país.

O crescimento e amadurecimento do Setor geraram um maior nível de exigência tecnológica em relação aos novos empreendimentos. Alguns destes, sem similar no exterior, vêm exigindo a união de esforços de estrangeiros e brasileiros para seu projeto e sua execução. Nesta última categoria situam-se a já citada Usina Hidroelétrica de Itaipu e a transmissão em corrente contínua de 6000 MW em ± 600 kV, desde Foz do Iguaçu, PR, até São Roque, SP, numa distância de aproximadamente 800 km.

Se nos países industrializados o crescimento do Setor Elétrico vem sendo amortecido por diversos fatores, no Brasil o potencial de crescimento desse Setor está praticamente inexplorado. A grande extensão territorial, as grandes distâncias entre os centros consumidores e as regiões de grande potencial de geração hidroelétrica, o crescimento do consumo a níveis da ordem de 12% a.a., a necessidade de fortalecer a interligação entre os diversos subsistemas regionais visando ao melhor aproveitamento de seus potenciais de geração e transmissão, tudo, enfim, conduz à previsão da continuação da expansão do Sistema Elétrico Brasileiro a um futuro próximo. A capacidade instalada no país, hoje em torno de 40 GW, deverá dobrar nos próximos 10 anos.

Os investimentos na distribuição de energia nos grandes centros urbanos deverão ser mantidos e mesmo ampliados, sob pena de uma grave deterioração na qualidade dos serviços prestados ao usuário final.

Por outro lado, um crescimento da ordem de 12% a.a. exige um nível de investimento, na geração e transmissão, provavelmente acima da capacidade atual do Setor e mesmo do país. Um programa nacional de conservação visa a levar o crescimento da demanda a níveis factíveis, mantendo o desenvolvimento econômico da Nação.

Paralelamente a este desenvolvimento da geração, transmissão, distribuição e conservação de energia elétrica, a época que atravessamos está profundamente marcada pelo desenvolvimento de novas tecnologias de aquisição, transmissão e processamento de informações, com potencial de utilização na operação dos sistemas elétricos. A automação de redes, subestações e usinas, bem como a implantação de um sistema nacional de supervisão e coordenação, criam importantes oportunidades de desenvolvimento de tecnologia no país.

No Brasil, a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico em energia elétrica eram, até bem pouco tempo, um privilégio da Universidade. Os institutos de pesquisas pertencentes aos Governos Federal e Estaduais, tais como o Instituto Nacional de Tecnologia (INT), no âmbito do Ministério da Indústria e Comércio e o Instituto de Pesquisas Tecnológicas — IPT de São Paulo, têm grande abrangência, cobrindo inúmeras áreas de interesse da indústria nacional, inclusive a da energia elétrica.

Mesmo os institutos tecnológicos que em âmbito estadual se dedicam à pesquisa exclusiva de energia elétrica, como o Instituto de Eletrotécnica da Universidade de São Paulo, tiveram uma ênfase na execução de ensaios para os fabricantes de equipamentos elétricos e outros serviços, ficando relativamente distantes dos problemas específicos das empresas do Setor.

A Universidade, por sua vez, premida pela falta de recursos provenientes do Ministério da Educação para manutenção de seus programas de ensino, acolheu com entusiasmo o incremento da atividade de pesquisa, promovido nos cursos de pós-graduação propiciados pelos recursos de novas fontes, tais como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) e, posteriormente, a Financiadora de Estudos e Projetos a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) da Secretaria Executiva do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), Principal fonte de financiamento das atividades de P & D no país.

O surgimento e crescimento dos cur-

sos de pós-graduação no Brasil, apesar de constituir importante fonte de mão-de-obra especializada, não resolveu o problema de pesquisa de interesse do Setor.

Em 1971, reconhecendo os pontos acima mencionados e o grande potencial de desenvolvimento tecnológico representado pelas empresas do seu Ministério, o Prof. Antônio Dias Leite, então Ministro das Minas e Energia, determinou a criação de centros de pesquisas setoriais ligados àquelas empresas. Já existiam na ocasião, no âmbito do MME, alguns centros ligados ao Setor de Energia Nuclear, como o Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo A. Miguez de Mello (CENPES), da PETROBRÁS, este desde 1954.

Junto à ELETROBRÁS foi criado o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), que iniciou efetivamente suas atividades em 1974, com a missão de criar uma infra-estrutura científica e de pesquisa, visando ao desenvolvimento no país de moderna tecnologia nas áreas de equipamentos e sistemas elétricos.

Experiência Estrangeira

As primeiras instituições de pesquisa tecnológica organizada remontam ao início do século XIX, na Alemanha, onde foram iniciados esforços sistemáticos de pesquisa nas áreas de agricultura e, em seguida, de química industrial, para produção de corantes sintéticos. Rapidamente, instituições semelhantes surgiram em todos os países industrializados da época. Nos Estados Unidos, os laboratórios de Edison, instalados em Menlo Park, New Jersey, são considerados o paradigma das organizações de pesquisa e desenvolvimento dedicadas à criação de inovação tecnológica industrial.

Essas instituições eram geralmente ligadas a uma determinada área de atividade através de uma indústria ou grupo de indústrias. Às vezes, como no caso dos laboratórios de Edison, a instituição era a precursora de uma indústria. Em outros casos, especialmente na Alemanha, a pesquisa tecnológica evoluía a partir das universidades, com o estabelecimento de institutos especializados. Também especialistas individuais estabeleciam laboratórios de consultoria que atendiam às necessidades da agricultura e indústria. As grandes empresas industriais, por sua vez, passaram a implantar as suas próprias atividades de pesquisa e, bastante cedo, nesta evolução, os governos estenderam o seu apoio à formação de instituições de amplitude nacional.

Os centros de pesquisa de energia elétrica são, portanto, uma subclasse do universo dos centros de pesquisa industrial existentes no mundo. A presença de tais centros num país é importante para o seu desenvolvimento industrial, e os centros ligados às concessionárias de energia elétrica, pela importância econômica do Setor, podem exercer uma influência especial. Incluímos aqui os centros ligados a uma concessionária destacada entre muitas que operam num país, mas é evidente que importância maior possuem as instituições implantadas junto à concessionária única (exemplificadamente, o caso da França e da Itália), junto a "holding" estatal (caso do Brasil) ou, ainda, junto à associação de um conjunto expressivo de concessionárias (caso dos Estados Unidos, onde o Electric Power Research Institute, EPRI, foi fundado e é mantido por cerca de 500 empresas particulares e públicas, correspondendo a 70% da geração de energia elétrica do país).

A 17 de outubro de 1878 foi fundada nos Estados Unidos a Edison Electric Light Company. A sua principal finalidade era obter fundos para o programa de pesquisa necessário ao desenvolvimento da iluminação elétrica. As patentes básicas foram solicitadas por Edison um ano depois. Assim surgiu a indústria de eletricidade — antes mesmo da sua concretização, a pesquisa já era fundamental. Em 1879 estavam surgindo os dois ramos da indústria elétrica: o manufatureiro e o de serviços. Durante vários anos estes dois ramos estiveram estreitamente ligados e em particular toda a tecnologia provinha dos fabricantes. Eram os anos em que foram criados e desenvolvidos equipamentos que constituíram a base do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Simultaneamente surgiam os problemas ligados à operação em paralelo dos alternadores, à transmissão elétrica a distâncias cada vez maiores, à proteção contra as descargas elétricas, etc. Todos esses problemas eram estudados e resolvidos pelos fabricantes que desenvolviam, inclusive, métodos de abordagem e sistemas de cálculo matemático necessários para a solução dessas questões completamente novas. Isto ocorreu basicamente nos Estados Unidos onde a descendente direta da companhia de Edison, a General Electric, e a firma do outro pioneiro da indústria de eletricidade, George Westinghouse, eram as principais responsáveis por esse desenvolvimento tecnológico. Na Alemanha, a firma de

Werner von Siemens (que também foi um dos grandes acionistas da General Electric) teve um papel semelhante. Outros países da Europa, suficientemente industrializados, procuraram obter a nova tecnologia através de firmas subsidiárias das três grandes ou, em alguns casos, procurando desenvolvimento mais autônomo.

Gradativamente, as necessidades tecnológicas das concessionárias como um todo tornaram-se mais complexas e nem sempre convergiam com os problemas dos fabricantes. Por outro lado, estes últimos diversificaram muito as suas atividades, perdendo um pouco o interesse nos assuntos das concessionárias. Também, com o surgimento de muitos outros produtores e a diversificação dos equipamentos utilizados pelas empresas de eletricidade, tornou-se necessário o exercício de uma coordenação técnica por parte destas últimas.

Assim estas empresas, especialmente as situadas na Europa, passaram a envolver-se cada vez mais nos aspectos tecnológicos das suas atividades. Ainda antes da segunda guerra mundial começaram a surgir idéias a respeito da necessidade de organizar-se a pesquisa dentro das empresas, mas foi basicamente no período imediatamente após aquele conflito que tais idéias passaram a se concretizar. Um poderoso estímulo para isso foram as condições em que ficaram os sistemas elétricos no continente Europeu — quando não destruídos pela guerra, os sistemas operavam com equipamentos nos limites das suas possibilidades, por falta de manutenção e peças de reposição. Além do mais, iniciou-se a fase de formação de grandes sistemas interligados nacionais a partir da integração dos pequenos sistemas em operação em cada país. Isto ocorreu tanto na Europa (especialmente na França e Itália, com a nacionalização da indústria de geração e distribuição), como nos Estados Unidos, onde os sistemas eram e continuam sendo, em grande maioria, particulares.

Começaram então a ser instalados centros tecnológicos ou de pesquisas, implementados pelas concessionárias, freqüentemente em conjunto com os fabricantes. Os protótipos de tais centros são as instalações da Electricité de France (EdF), em Fontenay, implantadas pela então recém-criada Diretoria de Estudos e Pesquisas, em 1946, e o Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta (CESI) surgido em 1956. Ambos estes centros na época

pertenciam em 50% aos fabricantes de equipamentos.

Hoje entre os centros mais conhecidos podemos citar, além dos mencionados, o Renardières (centro mais novo da EdF), o IREQ (Institut de Recherche de l'Hydro-Québec), no Canadá, e o CRIEPI (Central Research Institute of Electric Power Industries), no Japão.

O KEMA (N.V. Tot Keuring Van Elektrotechnische Materialen), na Holanda, é uma das poucas instituições formadas bem antes da Segunda Guerra, sendo hoje uma instituição tradicional e respeitada em extensão internacional, especialmente na área de ensaios de alta potência.

Entre as instituições de pesquisa ligadas diretamente à estrutura administrativa da concessionária, podemos citar a Divisão de Pesquisa do Ontário Hydro do Canada, implantada em 1912.

Em 1974 foi criado nos Estados Unidos o EPRI (Electric Power Research Institute). Fundado e mantido pela maioria das concessionárias americanas (particulares e governamentais), esse centro se destina a coordenar, incentivar e financiar pesquisas na área de energia elétrica, sem executá-las internamente, utilizando apenas a enorme capacidade tecnológica existente naquele país.

Na América Latina estão instalados o IIE (Instituto de Investigaciones Electricas), ligado à Comision Federal de Electricidad no México, o CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), no Brasil, ligado à ELETROBRAS, e o LAC (Laboratório Central de Eletricidade), ligado à Companhia Paranaense de Energia (COPEL) e à Universidade do Paraná. Este último, tendo contado com a colaboração do CEPEL para o seu desenvolvimento, inclusive quanto ao projeto de suas instalações físicas, representa um importante pólo de desenvolvimento industrial na região Sul do país.

A principal finalidade desses centros é a de atender às necessidades tecnológicas das concessionárias, como descrito atrás. Entretanto, é óbvio que o apoio aos fabricantes locais é decorrência natural dessa missão primeira, e a atividade dos centros se expande naturalmente para esta nova fase. As oportunidades para uma real cooperação entre concessionárias e fabricantes são muitas, e esta cooperação, quando bem explorada, à luz de uma política global de incentivos, pode produzir resultados concretos de grande valor. Uma terceira fase, que surge mais ou menos naturalmente, é o envolvimento dos centros no campo de ex-

portação de tecnologia — tanto sob forma de bens de capital, como de serviços. Isso porque os equipamentos destinados à exportação sofrem geralmente exigências mais severas, e a presença próxima de uma instituição que execute os ensaios e coopere no desenvolvimento de protótipos torna mais fácil o cumprimento de tais condições. Por outro lado, os prestadores de serviços técnicos freqüentemente necessitam de um apoio tecnológico sob forma de laboratórios de várias especialidades, modelos reduzidos, ferramental matemático, etc. Os próprios centros executam testes e prestam consultoria a clientes de outros países.

CEPEL — Programas e Realizações

Para a consecução dos objetivos anteriormente mencionados — atendimento das necessidades tecnológicas das concessionárias, apoio aos fabricantes nacionais, apoio à exportação de bens e serviços e desenvolvimento tecnológico autóctone — o Cepel dispõe de modernas instalações de pesquisas e ensaios, comparáveis àquelas encontradas nas entidades congêneres da Europa e da América do Norte. Essas instalações estão localizadas em dois complexos laboratoriais: o Laboratório de Sistemas Elétricos (LSE), no "campus" da Universidade Federal do Rio de Janeiro, e o Laboratório de Equipamentos Elétricos (LEE), próximo à subestação de Adrianópolis (FURNAS), município de Nova Iguaçu, Rio de Janeiro.

No Laboratório de Sistemas Elétricos (LSE) estão situadas as instalações destinadas à pesquisa de materiais, sistemas elétricos e eletrônica aplicada, que incluem um moderno simulador de corrente contínua, um analisador de transitórios de rede (TNA) e amplos recursos para pesquisa em materiais dielétricos, mecânica aplicada e corrosão.

As instalações destinadas à pesquisa em alta tensão e alta potência estão localizadas no LEE e incluem, entre outras: área interna para ensaios dielétricos de equipamentos com tensão de serviço de até 800 kV, área externa para ensaios de equipamentos de até 1500 kV, área de ensaios em altas correntes para até 1000 MVA. Recentemente foi inaugurada uma grande câmara de poluição que possibilita a realização de ensaios dielétricos sob condições de neblina limpa ou salgada, simulantes de ambientes marítimos ou sujeitos à poluição industrial.

TABELA 1

**CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA
PROGRAMAS DE P & D POR ÁREA DE APLICAÇÃO NO SETOR ELÉTRICO**

ÁREAS DE P&D APLICAÇÕES	MATERIAIS	SISTEMAS	ELETRÔNICA	ALTA TENSÃO	ALTA CORRENTE
TRANSMISSÃO – Aérea	Camadas Protetoras Corrosão Atmosf.	Compensadores Estáticos	Sistemas e Equip. de Med. e Proteção de Subestações	Corona, Campo Elétrico e Campo Magnético	
	Corrosão de Metais pelo Solo	Análise de Transistórios Eletromagnéticos	Válvulas de Tiristores	Isolamento Externo em Atmos. Poluída e não-Poluídas	
	Dielétricos Sólidos e Fluídos Estruturas	Estudos de Sistemas de Corr. Contínua		Coordenação de Isolamento	
	Vibração em Linhas de Transmissão			Otimização de Condutores	
	Soldagem e Ensaios Não-Destrutivos			Parâmetros Meteorológicos	
	Comportamento Mec. de Mat. Metálicos			Dimensionamento de LTs	
– Subterrânea	Dielétricos Sólidos Dielétricos Fluídos				
DISTRIBUIÇÃO	Camadas Protetoras	Planejamento de Redes	Sists. de Automação de Redes de Distribuição		
	Corrosão Atmosf.	Previsão de Carga	Sists. e Equip. p/Controle de Tarifa e Demanda		
	Corrosão de Metais pelo Solo				
	Dielétricos Sólidos				
	Dielétricos Fluídos				
	Estruturas				
	Soldagem e Ensaios Não-Destrutivos				
	Comportamento Mec. de Mat. Metálicos				
GERAÇÃO	Corr. em Centrais de Geração	Testes e Determ. de Parâmetros de Geradores e Sist. de Excitação	Sists. de Superv. e Controle de Usinas		
	Vibração em Máqs. Rotativas	Controle de Cheias			
	Soldagem e Ensaios Não-Destrutivos	Modelo Estocástico de Vazões Diárias			
	Comportamento Mec. de Mat. Metálicos	Aproveitamento Múltiplo de Recursos Hídricos			
		Projeto Hidrológico de Vertedores			
		Modelagem Estocást. de Séries Hidrológicas			
		Previsão de Vazões Afluentes a um Sistema de Reservatórios			
OPERAÇÃO DE SISTEMAS		Progrs. de Aplicação para Centros de Oper. de Sistemas	Centros de Superv. e Contr. de Sists. de Transmissão		
		Impl. de Funções no CSC da ELETROBRÁS			

(Continua na página seguinte)

TABELA 1 (Cont.)

ÁREAS DE P&D APLICAÇÕES	MATERIAIS	SISTEMAS	ELETRÔNICA	ALTA TENSÃO	ALTA CORRENTE
		Alterns. p/Oper. Seg. do Sist. Elétrico Monitor. do Est. de Op. do Sistema			
PLANEJAMENTO DE SISTEMAS		Oper. a Curto Prazo Operação Ótima de Sist. Hidrotérmicos Pré-Despacho com Restriç. Elétricas Fluxo de Potência Ótimo Confiabilidade da Geração Confiabilidade da Transmissão Plan. da Expansão de Sistemas de Transmissão Avaliação da Estabilidade de Sist. de Potência Ressonância Subsíncrona Desenvolvimento de Equiv. Dinâmicos Oscil. Eletromec. Pouco Amortecidas em Sistemas de Grande Porte Oper. e Aperf. do TNA do CEPEL Reatores Contr. a Tiristores Simulador de Corrente Contínua Suporte a Estudos Plan. e Operação de Sists. CA/CC			
CONSERVAÇÃO DE ENERGIA	Estudos em Eletrodomésticos Lâmpadas e Dispositivos de Iluminação Otimização de Resistências p/ Aquec. Industrial				
INFRA-ESTRUTURA DE APOIO A PESQUISA (1)	Laboratório de Ensaios Mecânicos	Simulador de Corrente Contínua	Laboratório para Ensaios em Sists. de Proteção	Câmara de Poluição	Área de Ensaios de Alta Corrente Área de Ensaios de Média Potência Fonte Sintética
	Química Analítica	Analizador de Transistórios (TNA)	Laboratório de Desenvolv. de Microinformática	Área de Ensaios Dielét. Externos Gaiola e Linha Experimental	Técnicas Gerais e Ensaios e Medições em Alta Potência.
	Câmara de Envelhecimento de Dielétricos		Laboratório de Microeletrônica	Laboratório de Equip. a Prova de Explosão	
	Laboratórios de Metalografia		Laboratório de Sistemas de Comunicação	Técnicas Gerais de Ensaios e Medições em Alta Tensão.	
	Laboratório de Análise de Óleos		Laboratório de Sistemas de Informação		
	Laboratórios de Estudos de Corrosão		Laboratório de Eletrônica de Potência		
	Hall de Ensaios de Descargas Parciais				
TECNOLOGIA DE EQUIPAMENTOS	Refrigeração Tubos de Calor			Tecnol. de Equip. de Alta Tensão	Tecnol. de Equip. de Alta Potência

(1) - Instalações de ensaios no LEE e laboratórios de suporte a pesquisa no LSE (parte)

A Tabela 1 mostra uma relação parcial dos programas de pesquisa e desenvolvimento do CEPEL, por área de aplicação no Setor Elétrico. Na sua maioria, são programas de longa duração que compreendem praticamente o universo das atividades das concessionárias e a montagem de uma infra-estrutura de apoio à fabricação de equipamentos e instalações elétricas.

O desenvolvimento do CEPEL, desde sua criação, está intimamente ligado às necessidades do Setor Elétrico brasileiro cujo atual estágio de desenvolvimento já reflete alguns dos melhoramentos obtidos nos equipamentos e instalações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como na metodologia de planejamento e operação do Sistema Elétrico Brasileiro.

O LEE vem se afirmando como fundamental no apoio à indústria nacional e na melhoria da qualidade dos nossos produtos, o que traz como consequência o aumento da confiabilidade e redução do custo dos serviços prestados pelas concessionárias. Desde o início de sua operação foram realizados inúmeros ensaios para uma extensa lista de fabricantes de equipamentos.

Dentre os trabalhos de P & D nas áreas de alta tensão e alta potência, destacam-se a nacionalização e a melhoria da qualidade dos blocos de resistores não-lineares de carbureto de silício e de óxido de zinco, e a participação do CEPEL no desenvolvimento de chaves seccionadoras em extra-alta tensão (500 e 800 kV), cujos ensaios não eram passíveis de realização até então no Brasil.

O trabalho com os pára-raios de carbureto de silício e óxido de zinco visa a proporcionar competitividade à indústria nacional em um mercado estimado em US\$ 300 milhões até o ano 2000.

A fabricação pela Lorenzetti S.A. de 31 chaves de 800 kV, para a primeira etapa da transmissão de energia de Itaipu, representou uma economia de divisas da ordem de US\$ 2 milhões, além de proporcionar aumento de empregos diretos e indiretos no país.

As instalações do LEE na área de alta potência são únicas no gênero na América do Sul e prestam relevantes serviços ao Setor. Desde o início de sua operação, em 1981, as áreas que compõem este complexo estão sendo utilizadas sob a pressão de uma grande demanda reprimida, que vem preenchendo a disponibilidade de ensaios com a antecedência constante de 6 meses.

Na pesquisa em linhas e subestações

a preocupação sempre presente é com o desenvolvimento de projetos mais econômicos, assim como com a exploração mais racional das instalações já existentes. Dentro deste contexto destacam-se o projeto de linhas aéreas compactas, a elaboração de mapas climáticos e o levantamento e tratamento de dados meteorológicos em bases estatísticas para subsidiar o dimensionamento estrutural das instalações de transmissão.

Um amplo programa foi desenvolvido em colaboração com a ELETROBRAS na área de sistemas elétricos, do qual se destaca o desenvolvimento do modelo de operação de sistemas hidrotermoelétricos, utilizando-se programação dinâmica e estocástica, em uso no GCOI desde 1979. Uma avaliação dos efeitos de sua utilização durante 5 anos de operação do sistema elétrico (1979-1984) indicou uma economia real, em combustíveis líquidos, de cerca de 300 milhões de dólares nos últimos 5 anos, em relação ao processo tradicional de operação por "curva limite".

O desenvolvimento de estudos na área de hidrologia resultou, entre outros projetos, na elaboração de um "Guia para Projeto de Vertedouros de Usinas Hidroelétricas", também em conjunto com a ELETROBRAS.

Na área de controle do Sistema Elétrico em tempo real, o grupo criado para desenvolver capacitação no país para a produção de "software" de aplicações nos centros de controle vem trabalhando, em cooperação com as empresas, desde 1976, no desenvolvimento dos programas de aplicação elétrica e energética destinados ao Sistema Nacional de Supervisão e Coordenação da Operação (SINSC). O grupo elaborou um conjunto de programas computacionais básicos de análise de redes elétricas, hoje utilizados pela ELETROBRAS, FURNAS, ELETROSUL, CEMIG, COPEL, CEEE e LIGHT.

A Divisão de Simulação de Redes Elétricas (DVSR) surgiu, no CEPEL, em decorrência da política do Setor Elétrico voltada para concentrar aqui equipamentos e tecnologia apropriados à realização de estudos de transitórios em redes de corrente alternada e de corrente contínua. Nesse sentido, FURNAS instalou no CEPEL um Simulador de Corrente Contínua de grande porte, que hoje propicia estudos de comissionamento do sistema de Itaipu e no futuro poderá ser utilizado nos estudos de transmissão da Região Amazônica. A Companhia HidroElétrica do São Fran-

cisco (CHESF), por sua vez, diante da necessidade de introduzir a compensação estática de reativos em suas linhas de transmissão, instalou no CEPEL um modelo de compensador estático adequado para, juntamente com o analisador de transitórios (TNA), executar estudos de sua rede e de outras com características semelhantes. Estando com essa área bem equipada, o CEPEL pode hoje competir no mercado internacional, mediante prestação de serviços a concessionárias e fabricantes do exterior.

O projeto de desenvolvimento de óleo paraafínico isolante, feito em conjunto com a PETROBRÁS, visa à nacionalização desse insumo, cuja demanda, no Brasil, de importância estratégica para a segurança do setor, é da ordem de 25 milhões de litros, para o período de 1978 a 1980.

No que diz respeito ao apoio aos usuários, sobressai o fato do CEPEL ter sido o primeiro laboratório credenciado pelo Inmetro para verificar a conformidade às normas brasileiras de interruptores, plugues e tomadas de uso doméstico. Recentemente colocou-se em operação o laboratório para avaliação do consumo de energia elétrica de refrigeradores — instalação também credenciada pelo INMETRO.

Na área de Materiais desenvolve-se também um amplo programa de proteção anticorrosiva que apresenta diversos resultados práticos, já tendo proporcionado grande economia às concessionárias.

O CEPEL teve participação importante no desenvolvimento de isoladores de vidro para a linha de transmissão em corrente contínua de Itaipu, trabalho de grande desafio tecnológico que significou, na época, além de outras vantagens, um crescimento de empregos da ordem de 15% junto aos fabricantes nacionais, acompanhado de uma economia de divisas da ordem de 11 milhões de dólares.

Uma das áreas do Centro que desde o início se mostrou altamente promissora foi a eletrônica, onde inúmeros resultados concretos foram alcançados. Junto com FURNAS foi desenvolvido um protótipo de terminal remoto de aquisição de dados de moderna tecnologia, hoje produzido comercialmente pela indústria eletrônica Microlab e já em ampla utilização nas empresas do Setor Elétrico (mais de 150 unidades vendidas). A partir desse projeto pioneiro foram desenvolvidos outros, tais como o Centro de Operação Regional (COR), também em conjunto com FURNAS depois trans-

ferido para as indústrias PRÓLOGO e COMSIP, o Centro de Operação do Sistema (COS), com a LIGHT, e o Centro de Supervisão de Usinas (CSU), com a Eletrosul. Outro projeto importante na área de eletrônica foi o do Medidor e Registrador de Energia e Demanda, destinada a viabilizar a implantação da tarifa diferenciada no Brasil.

O CEPEL desenvolve uma atividade importante de intercâmbio internacional, além de prestar serviços a outros países, em apoio à política de exportação de bens e serviços do Brasil. Destacam-se os convênios de intercâmbio de informações e complementação de recursos laboratoriais firmado pelo CEPEL com entidades congêneres no exterior, tais como o IREQ (Canadá); CESI (Itália); IIE (México); EPRI (Estados Unidos); CRIEPI (Japão); KEMA (Holanda) e os contratos de venda de serviços assinados com o EPRI, nos Estados Unidos e com a Siemens, na Alemanha, entre outros.

O balanço energético nacional: o papel da energia elétrica

PÉRICLES AMORIM FIGUEIREDO

Engenheiro da ELETROBRÁS. Formado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Pernambuco, como engenheiro mecânico, tem curso de Pós-Graduação em Engenharia de Produção pela Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Foi secretário de Tecnologia do Ministério das Minas e Energia e coordenou o Comitê de Balanço Energético Nacional e o Comitê de Informações Tecnológicas, no âmbito do MME.

O Balanço Energético Nacional (BEN), editado anualmente pelo Ministério das Minas e Energia, apresenta de forma sistemática uma contabilização dos fluxos energéticos no país, evidenciando as relações entre a oferta e a demanda de energia.

Como tal, envolve certas convenções, pelas quais são apropriadas as quantidades de energia, e dentre estas está a extensão da cadeia energética que se pretende mostrar.

Nas versões correntes do BEN, por exemplo, ainda não são computados os rendimentos dos equipamentos de consumo final, segundo os quais uma determinada forma de energia, como a eletricidade, diesel, álcool, etc., é convertida em energia útil.

Nesse sentido, foi recentemente publicado, pelo Ministério, um Balanço de Energia Útil para o ano de 1983, com base num estudo preliminar realizado pela FDTE (Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico de Energia).

Assim, têm-se os seguintes conceitos para o consumo de energia:

- consumo de energia útil — energia efetivamente convertida em força motriz, calor de processo, iluminação, aquecimento direto, eletroquímica, etc.;
- consumo final energético — destinação para fins energéticos de derivados de petróleo, eletricidade, lenha, carvão vegetal, carvão mineral, etc.;
- consumo final — igual ao consumo final energético mais a quantidade de energia contida em produtos que são utilizados em diferentes setores para fins não energéticos (ex.: uso da nafta na petroquímica);

- energia para transformação — produtos energéticos na forma provida pela natureza (petróleo, hidráulico, cana-de-açúcar, lenha), que através de um Centro de Transformação (destilaria, hidrelétrica, refinaria, etc.) são transformados em formas mais adequadas para manuseio.

Outra convenção utilizada diz respeito às equivalências entre as formas de energia. Na elaboração do BEN é adotada como unidade padrão a "tonelada equivalente de petróleo — TEP". Então, um energético, como a eletricidade, é medido em termos da quantidade equivalente ao derivado de petróleo necessário para gerar aquela mesma quantidade de eletricidade. Existem outras convenções e uma delas é a de se considerar o conceito teórico de equivalência calórica, segundo a qual se contabilizam as formas de energia pelo calor que elas sejam capazes de gerar, diretamente pela queima, ou indiretamente, através do uso de algum dispositivo de transformação.

Referidas convenções não são escolhidas arbitrariamente, mas são decorrência da realidade que se deseja evidenciar. Assim, por exemplo, o BEN mostra, de uma forma apropriada, a quantidade de petróleo adicional que se deveria produzir caso se estivesse que gerar a eletricidade exclusivamente à base de derivados de petróleo. Já o emprego do Balanço de Energia Útil é mais indicado para mostrar o esforço necessário para substituição do consumo de petróleo por, exemplificando, hidreletricidade.

Finalmente, ao se fazer uma análise global de uma série de Balanços Energéticos, deve-se entender que as mudanças no comportamento tanto podem ser consequência das mudanças nos níveis das atividades econômicas quanto das mudanças estruturais do Setor Energético.

I. Evolução Global do Consumo Final Energético

De acordo com a metodologia empregada no Balanço Energético Nacional (BEN), o consumo final energético no país teve o seguinte comportamento:

ESPECIFICAÇÃO	10 ³ tep(%)		
	1973	1979	1983
● eletricidade	15.928 (21.2)	31.582 (27.8)	41.069 (33.6)
● derivados de petróleo e gás	32.496 (43.1)	47.420 (41.7)	39.736 (32.5)
● outras fontes	26.921 (35.7)	34.644 (30.5)	41.416 (33.9)
TOTAL	75.345 (100.0)	113.646 (100.0)	122.221 (100.0)

Fonte: BEN-84

Destacam-se dois períodos com condicionantes bem distintos. De 1973 a 79 verificou-se um elevado crescimento da economia, o que representou um crescimento médio anual de 10,7% no valor do PIB, a preços constantes, e o início da Política Nacional de Energia, visando a substituição de derivados de petróleo, ainda que as ações concretas se mostrassem tímidas.

A partir de 1979, essas características se modificaram profundamente, com a economia praticamente sem apresentar crescimento, atingindo em 83 o mesmo valor do PIB, a preços constantes, de 1979, e, por outro lado, com uma ação muito mais concentrada e firme, visando a redução do consumo de derivados de petróleo.

Nestes dois períodos, o consumo final energético no país teve as seguintes taxas de crescimento médio anual:

ESPECIFICAÇÃO	% a.a.	
	1973/79	1979/83
● eletricidade	12.0	6.8
● derivados de petróleo e gás	6.5	- 4.3
● outras fontes	4.3	4.6
Total das fontes	7.0	1.8

Em termos de participação observa-se um crescimento gradual do consumo da eletricidade, que aumentou cerca de 5 pontos percentuais em cada um dos períodos; os derivados de petróleo e gás mantêm a mesma participação no primeiro período, e a partir de 1979 decrescem 10 pontos.

É necessário contudo ponderar que, na contabilização dos fluxos energéticos correntemente empregada no Balanço Energético Nacional, convencionou-se utilizar o conceito de "tonelada equivalente de petróleo por substituição (tep)". Assim, por exemplo, a energia elétrica tem o seu poder calorífico determinado pela quantidade de petróleo necessária para gerar 1 MWh, resultando na relação 1MWh = 0,290 tep.

Uma outra convenção, adotada por alguns países, utiliza o conceito de "equivalência calórica" entre as formas de energia; por essa convenção as toneladas equivalentes de petróleo por substituição registradas no BEN como referentes à energia elétrica, ao álcool anidro e ao hidrato devem ser multiplicadas por um fator de conversão igual a 0.275, 0.684 e 0.782, respectivamente.

Os mesmos Balanços Energéticos Nacionais apresentariam, então, a seguinte evolução do consumo final de energia, por essa convenção:

ESPECIFICAÇÃO	10 ³ tep. (%)		
	1973	1979	1983
● eletricidade	4.380 (7.0)	8.685 (9.7)	11.294 (12.3)
● derivados de petróleo e gás	32.496 (52.7)	47.420 (52.4)	39.736 (43.4)
● outras fontes	24.847 (40.3)	34.379 (37.9)	40.474 (44.3)
Total	61.723 (100.0)	90.484 (100.0)	91.504 (100.0)

BEN corrigido segundo a equivalência calórica.

Ainda neste caso, trata-se do suprimento energético às atividades econômicas, sem considerar, todavia, as diferenças entre toneladas equivalentes de petróleo de diferentes formas de energia quando consumidas por um mesmo equipamento de consumo final, isto é, não se levam em conta as eficiências energéticas desses equipamentos, que variam conforme a forma empregada; assim, por exemplo, o consumo final num fogão doméstico varia se é utilizado 1 tep de GLP, de lenha ou de eletricidade.

Isto leva ao conceito de Balanço de Energia Útil, que é a quantidade de energia sob as formas de calor de processo, força motriz, iluminação, etc. que se convertem em serviço e que permitem visualizar as quantidades de energia que se devem ofertar internamente para se chegar a um trabalho desejado.

A relação entre o consumo final de energia (pela equivalência calórica) e a energia útil, para o ano de 1983, é indicada a seguir:

ESPECIFICAÇÃO	10 ³ tep (%)		
	Consumo Final Energético	Energia Útil	Perdas
● eletricidade	11 294 (100.0)	7 289 (64.5)	4 005 (35.5)
● derivados de petróleo e gás	39 736 (100.0)	16 038 (40.0)	23 698 (60.0)
gás natural	1 068	753	315
diesel	15 187	5 621	9 566
● óleo	9 770	5 312	4 458
combustível	6 734	1 483	5 251
gasolina	3 642	1 642	2 000
querosene e nafta	2 255	711	1 544
gás	1 080	516	564
● Outras fontes	40 474 (100.0)	15 539 (38.4)	24 935 (61.6)
lenha	20 257	3 813	16 444
carvão veg.	3 956	2 621	1 335
carvão vapor	1 453	631	822
coque de carvão	3 308	2 752	556
álcool	2 628	834	1 794
bagaço de cana	7 065	3 533	3 532
outras fontes	1 807	1 355	452
Total	91 504 (100.0)	38 866 (42.5)	52 638 (57.5)

Fonte: Balanço de Energia Útil

Verifica-se, pelo quadro, que a eletricidade é uma das formas de energia utilizada com menor perda dentre dos energéticos. A destinação útil da eletricidade neste ano foi estimado em 60% para força motriz, 16% para calor de processo, 15% para aquecimento direto, 3% para iluminação, 2% para eletroquímica e 4% para outros fins. Novamente o valor relativamente baixo da iluminação resulta da eficiência energética atribuída a uma lâmpada (de 4 a 15%).

Quando utilizado este conceito de energia útil, a estrutura do Balanço Energético Nacional apresenta uma nova configuração. Se ele for aplicado em relação ao BEN corrigido pela equivalência calórica, ter-se-á o seguinte comportamento do consumo final de energia:

ESPECIFICAÇÃO	10 ³ tep (%)		
	1973*	1979*	1983
● eletricidade	2.903 (11.2)	5.556 (15.6)	7.289 (18.8)
● derivados de petróleo e gás	12.479 (47.9)	18.241 (51.1)	16.038 (41.3)
● outras fontes	10.634	11.848	15.539
Total	26.016	35.645	38.866 (100.0)

Fonte: Balanço de Energia Útil – BEU

* Foi adotada uma hipótese de que as eficiências médias de utilização das fontes de energia não se alterariam de 1973 a 1983, sendo então utilizados os dados da pesquisa feita em 83; isto implica na manutenção dos rendimentos energéticos dos equipamentos, como também da participação nas destinações das formas de energia útil consideradas.

II – Evolução do Consumo Final Energético por Setor Econômico

Na distribuição do consumo final de eletricidade são preponderantes, em todo o período 1973/83, as participações dos setores industriais (acima de 50%) e residencial (cerca de 20%).

ESPECIFICAÇÃO	(%)		
	1973	1979	1983
Consumo Final de Eletricidade	100.0	100.0	100.0
Setor Energético	1.4	1.7	1.7
Setor Residencial	19.9	19.5	21.0
Setor Comercial	13.3	11.7	11.8
Setor Público	9.7	8.9	9.1
Setor Agropecuário	0.9	1.4	2.3
Setor Transp. Ferroviário	0.1	0.7	0.7
Setor Industrial	54.7	56.1	53.4

Especificamente no Setor Industrial, alguns subsectores – Ferro Gusa e Aço, não ferrosos e outros da Metalurgia, Química, Alimentos e Bebidas – são responsáveis por mais de 50% do consumo setorial final.

As modificações mais importantes ocorreram em relação à participação da eletricidade no consumo final de cada setor, e foram decorrentes de alterações no ritmo das atividades econômicas e da execução da Política Nacional de Energia, que visou à substituição de derivados de petróleo.

Para melhor avaliação dessas modificações, classificaram-se os Setores Econômicos segundo sua relevância dentro do consumo final de eletricidade e quanto à importância da eletricidade para o suprimento energético do setor. Tomando-se como referência o Balanço de Energia Útil de 1983, ter-se-á então:

ESPECIFICAÇÃO	%		
	1973	1979	1983
Setor Industrial	100.0	100.0	100.0
● Cimento	5.3	4.2	3.2
● Ferro Gusa e Aço	10.7	12.9	11.5
● Ferro-Ligas	3.2	3.6	4.5
● Mineração/Pelotizado	2.5	3.4	5.2
● Não Ferrosos/Outros da Metalurgia	19.0	18.0	16.9
● Química	13.1	12.6	13.2
● Alimentos e Bebidas	9.0	8.7	10.0
● Têxtil	8.9	6.5	5.4
● Papel e Celulose	6.7	7.2	7.3
● Cerâmica	2.3	2.1	4.1
● Outros	19.3	20.8	18.7

ESPECIFICAÇÃO	Eletricidade não é predominante no consumo de energia Útil	Eletricidade é predominante no consumo de energia Útil
Representam menos de 5% de consumo final de eletricidade	A	B
Representam mais de 5% do consumo final de eletricidade	C	D

Em seguida são sumariamente comentados os crescimentos do consumo de eletricidade, por Setor Econômico, tomando-se por base os períodos de 1973 a 79 e de 1979 a 83;

GRUPO "D"

● Setor Comercial – apresenta taxas significativas de crescimento, de 9.6% a.a., no período 1973/79, e de 7.4% a.a., no período de 1979/83, tendo concorrido para tanto a implantação de "Shopping-Center" e a ampliação das redes hoteleira e hospitalar, todos fazendo uso intensivo de refrigeração e iluminação. A eletricidade progressivamente aumentou sua participação a partir de 1973, com o consumo de derivados de petróleo decrescendo no segundo período.

● Setor Público – todos os energéticos vêm crescendo a taxas bastante elevadas, sendo que a eletricidade cresceu a 10.0% a.a. e 8.1% a.a. respectivamente nos dois períodos considerados; destaque-se a participação da eletricidade na energia útil consumida em 83, que foi da ordem de 80%.

● Setor Industrial: Não Ferrosos e Outros da Metalurgia – é um setor onde o crescimento da eletricidade praticamente se deu todo em 1983, o que se deve principalmente à entrada em operação dos contratos com vistas ao emprego da eletrotermia.

GRUPO "C"

● Setor Residencial – O consumo de energia elétrica residencial foi o que mais cresceu nos períodos considerados

(11.5% a.a. e 9.0% a.a.), sendo a maior parcela da destinação útil relativa à força motriz e calor de processo. Deve também ser ressaltado que o consumo médio domiciliar mantém-se estável, a partir de 1979 (1.6 MWh/domicílio). O consumo de eletricidade só não é preponderante em função da lenha que se consome no meio rural, em bases não comerciais.

● Setor Industrial: Ferro Gusa e Aço — depois de um elevado crescimento do consumo da eletricidade (16.6% a.a.) no primeiro período (seguido de perto pelo consumo coque de carvão mineral e carvão vegetal), no período seguinte registra-se uma taxa apenas modesta de crescimento (2.1% a.a.), perdendo a eletricidade importância para aqueles dois outros energéticos. Outro fato a destacar é a baixa eficiência média de utilização da eletricidade no setor, basicamente empregada para aquecimento direto.

● Setor Industrial: Alimentos e Bebidas — é um setor tradicionalmente grande consumidor de eletricidade, onde seu uso vem crescendo a taxas elevadas (de 12.5% a.a. e 8.8% a.a. nos períodos indicados) e sua participação só é inferior ao do bagaço de cana.

GRUPO "B"

● Setor Industrial: Ferro-Ligas — também este é um setor cujo consumo de eletricidade cresceu a taxas elevadas durante os dois períodos (respectivamente, 15.4% a.a. e 8.8% a.a.).

GRUPO "A"

● Setor Energético — neste setor as áreas grandes consumidoras são as Refinarias e Destilarias, sendo reduzido o consumo de eletricidade (cerca de 3.6% do consumo de energia útil).

● Setor Agropecuário — o consumo de eletricidade vem crescendo a taxas muito elevadas desde 1973, em torno de 20.0% a.a., sendo seu uso basicamente destinado a força motriz.

● Setor Transportes — Ferroviário — de um crescimento reduzido no primeiro período, o consumo de eletricidade aumentou significativamente no segundo período (9,9% a.a.), para o que concorreu a entrada do Metrô em operação.

● Setor Industrial — Cimento — o fato marcante do consumo energético nesse setor é a adesão ao programa de substituição do óleo combustível pelo carvão mineral e vegetal; o consumo de eletricidade registra um declínio no período 1979/83.

● Setor Industrial: Mineração e Pelotização — verifica-se um grande crescimento do consumo de eletricidade desde 1973 (cerca de 18.0% a.a.), sobretudo na indústria de mineração, assim como se verifica o início do emprego do carvão vegetal na indústria de pelotização, em detrimento do consumo de derivados de petróleo, em ambos subsetores.

● Setor Industrial — Química — a eletricidade e o gás são as duas fontes de maior crescimento neste setor; as taxas de crescimento da eletricidade foram de 19,7% a.a., de 1973 a 1979, e de 6.5% a.a. no período seguinte.

● Setor Industrial — Têxtil — o consumo de eletricidade vem oscilando cerca de 10% desde 1979, atingindo em 1983 um nível abaixo de 1979.

● Setor Industrial: Papel e Celulose — os principais substitutos para o óleo combustível têm sido a lenha e o carvão mineral; a eletricidade teve um crescimento alto no primeiro período (14.5% a.a.) e modesto depois (5.6% a.a.), participando com 30.0% da energia útil em 1983.

● Setor Industrial — Cerâmica — é um setor onde o consumo de eletricidade, que já vinha crescendo a altas taxas de 1973 a 79 (cerca de 11.7% a.a.), teve seu crescimento mais que dobrado de 1979 a 83; a eletricidade representou em 1983, 30.0% da energia útil consumida.

● Outros Setores — Industriais — nestas indústrias, a eletricidade vem ganhando participação desde 1973, sendo o único consumo que cresceu no período 1979/83, ainda que a uma taxa modesta de 2.3% a.a.

V. Dados Comparativos Internacionais

O quadro seguinte mostra alguns níveis de nossa eletrificação comparativamente com os de outros países e regiões da América Latina, extraídos dos Balanços Energéticos Nacionais consolidados pela Organização Latinoamericana de Energia — OLADE. Os valores indicados, inclusive para o Brasil, foram aqueles correspondentes à convenção de equivalência calórica e, por conseguinte, não coincidem exatamente com a publicação do Balanço Energético Nacional (BEN).

Destaca-se a singularidade do Brasil no que respeita à absoluta predominância da origem hidráulica da eletricidade. Pelas razões anteriormente explicadas, a participação é função da convenção adotada, sendo maior se considerada a energia útil, e bem maior ainda se adotada a convenção do Balanço Energético Nacional.

PAÍS	GERAÇÃO (%)			ELETRICIDADE				Total do Cons. Final de Energia (B)	A/B %	Cons. Total Per Capita
	Hidro	Derivados e Gás	Outras Fontes	Total do Consumo Final (A)	Consumo Final Energético (1)					
					Res./Com/Público	Ind.	Outros			
Brasil (80)	79	8	13	10.320	4.083	5.989	248	94.375	10.9	0.91
México (80)	27	71	2	4.498	2.097	2.047	354	70.544	6.3	1.56
Argentina (78)	10	79	11	2.402	1.099	1.236	67	94.375	10.9	0.91
Venezuela (79)	16	84	—	1.931	987	919	25	21.293	9.0	2.56
Peru (79)	37	59	4	718	237	448	33	9.499	7.5	0.65
Equador (78)	12	88	—	187	130	54	3	3.633	5.1	0.61
Chile (78)	38	41	21	753	240	495	18	7.155	10.5	0.96
América Central (78)	23	59	18	618	357	233	28	11.052	5.6	0.61
América Latina (78) (2)	37	55	8	20.455	9.006	10.833	616	253.930	8.0	1.01

1 — Pela convenção da OLADE não se inclui o autoconsumo do Setor Energético.

2 — Incluem-se Brasil, Bolívia, Argentina, Colômbia, Costa Rica, Chile, Equador, El Salvador, Gramado, Guatemala, Haiti, Honduras, Jamaica, México, Nicarágua, Panamá, Peru, República Dominicana, Suriname, Trindade, Tobago, Uruguai e Venezuela.

ANEXO 1

CONSUMO DE ENERGIA ÚTIL ESTIMADO PARA O ANO DE 1983

10³ tep (%)

ESPECIFICAÇÃO	Elétrica	Derivados de Petróleo e Gás	Outras Fontes
	GRUPO "D"		
Comercial	571 (62.3)	286 (31.2)	59 (6.5)
Público	490 (80.8)	102 (16.7)	20 (3.3)
Ind. não Ferrosos e Outros da Metalurgia	599 (76.6)	65 (8.3)	118 (15.1)
	GRUPO "C"		
Residencial	1.369 (32.4)	1.522 (36.0)	1.329 (31.6)
Ind. Ferro Gusa e Aço	349 (5.7)	637 (10.5)	5.112 (83.8)
Ind. Alimentos e Bebidas	516 (12.5)	708 (17.2)	2.890 (70.3)
	GRUPO "B"		
Ind. Ferro-Ligas	143 (62.8)	—	85 (37.2)
	GRUPO "A"		
Energético	170 (3.6)	1.827 (38.7)	2.729 (57.7)
Agropecuário	221 (13.0)	820 (48.5)	650 (30.5)
Transporte Ferroviário	75 (27.9)	192 (71.4)	2 (0.7)
Indústria Cimento	171 (18.9)	227 (25.0)	509 (56.1)
Indústria Mineração e Politização	198 (38.7)	287 (56.0)	27 (5.3)
Indústria Química	680 (25.7)	1.852 (70.0)	115 (4.3)
Indústria Têxtil	277 (36.2)	387 (50.6)	100 (13.2)
Ind. Papel e Celulose	389 (30.0)	483 (36.0)	471 (34.0)
Indústria Cerâmica	194 (30.0)	141 (21.8)	312 (48.2)
Outras Indústrias	877 (60.3)	400 (27.5)	177 (12.2)

ANEXO 2

A DESTINAÇÃO ÚTIL DA ELETRICIDADE, POR SETOR CONSUMIDOR, NO ANO DE 1983.

(%)

ESPECIFICAÇÃO	Força Motriz	Calor de processo	Aquecimento direto	Iluminação	Eleto-Química	Outras Fontes
	GRUPO "D"					
Comercial	52.0	0.7	28.8	17.7	—	—
Público	68.8	0.0	8.2	22.0	—	—
Ind. não Ferrosos e Outros de Metalurgia	48.8	1.8	30.7	0.0	18.9	—
	GRUPO "C"					
Residencial	39.7	44.0	—	2.0	—	14.3
Ind. Ferro Gusa e Aço	1.7	0.5	97.8	0.0	0.0	—
	GRUPO "B"					
Ind. Ferro-Ligas	12.8	—	87.4	0.0	0.0	0.0
	GRUPO "A"					
Energético	98.5	3.5	—	—	—	—
Agropecuário	94.6	1.0	3.2	0.0	—	1.2
Transporte Ferroviário	100.0	—	—	—	—	—
Indústria Cimento	93.8	0.0	6.3	0.8	—	0.5
Indústria Mineração e Politização	71.2	—	28.3	0.0	—	0.5
Indústria Química	83.9	5.3	3.5	0.5	6.3	0.5
Indústria Têxtil	93.5	4.3	0.8	0.8	—	1.0
Ind. Papel e Celulose	88.7	9.5	0.8	0.8	—	0.8
Indústria Cerâmica	75.8	0.0	24.2	0.0	—	0.0
Outras Indústrias	87.8	2.2	8.1	0.9	—	1.2

BIBLIOGRAFIA

- Ministério das Minas e Energia — "Balanço Energético Nacional" — 1984.
 Ministério das Minas e Energia — "Balanço de Energia Útil" — (dez./84).
 Ministério das Minas e Energia — "Balanço do Setor Energético" — (85).
 OLADE — "Balancos Energéticos de America Latina" — (nov./81)

O mercado de energia elétrica: comportamento recente

PAULO DE VILHENA BRANDÃO

Chefe do Departamento de Mercado da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS e coordenador do Comitê Técnico para Estudos de Mercado do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico - GCPS.

No período 1970/85, o consumo total de energia elétrica no Brasil (inclusive a parcela referente aos autoprodutores) apresentou uma taxa geométrica média de crescimento de 10,6%.

Neste mesmo período, o PIB (Produto Interno Bruto) cresceu a 6,3%. No período 1970/84 o Consumo Final Energético, onde são considerados todas as formas de energia, cresceu à taxa de 6,0% a.a., conforme dados básicos apresentados no Quadro 1.

O reflexo desse crescimento se dá na crescente participação e penetração da energia elétrica no Consumo Final Energético do país, pois sua participação cresceu de 19%, em 1970, para 35%, em 1984, conforme mostra o Quadro 2

Um outro fator que se pode destacar é o de que as variações conjunturais do PIB afetam com maior rapidez o consumo de energia total que o de energia elétrica, ou seja, é maior a rapidez de resposta do consumo de outras fontes de energia às variações do PIB. Isto pode ser explicado por vários motivos, o primeiro dos quais é de que a energia elétrica participa, sem exceção, de todos os setores da atividade econômica, intermediários e finais, quer sujeitos, imediatamente ou não, à influência direta das variações do PIB, conforme pode ser verificado, principalmente, no período 1981/83, quando, mesmo com taxas negativas de crescimento do PIB (de 1,9 e 3,3 nos anos de 1981 e 1983), o mercado de energia elétrica apresentou taxas de crescimento positivas (respectivamente de 2,6 e 7,7%) e o Consumo Final Energético, taxa negativa (de 3,1) e positiva (de 3,2) nos mesmos anos.

Desse modo, as forças em jogo que determinam e condicionam o consumo de energia elétrica são mais diversas e de

QUADRO 1

BRASIL						
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA, ENERGIA - CONSUMO FINAL ENERGÉTICO E PRODUTO INTERNO BRUTO (PIB)						
PERÍODO 1970/85						
ANOS	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA - GWh (1)	Δ%	ENERGIA-CONSUMO FINAL ENERGÉTICO 10 ³ tEP (2)	Δ%	PIB Cr\$ 10 ⁶ (80) (3)	Δ%
1970	38.016	—	57.233	—	5.725.109	8,8
1971	42.824	12,6	62.407	9,0	6.412.122	12,0
1972	47.867	11,8	67.712	8,5	7.127.715	11,1
1973	54.835	14,6	75.345	11,3	8.124.169	14,0
1974	61.482	12,1	81.542	8,2	8.896.778	9,5
1975	67.912	10,5	86.512	6,1	9.394.997	5,6
1976	77.185	13,7	94.659	9,4	10.305.372	9,7
1977	86.864	12,5	99.832	5,5	10.865.985	5,4
1978	96.792	11,4	106.643	6,8	11.386.465	4,8
1979	109.198	12,8	113.646	6,6	12.148.220	6,7
1980	120.697	10,5	118.359	4,1	13.104.285	7,9
1981	123.821	2,6	114.645	(3,1)	12.855.303	(1,9)
1982	131.450	6,2	118.444	3,3	13.048.133	1,5
1983	140.385	6,8	122.221	3,2	12.617.545	(3,3)
1984	157.150	11,9	129.697	—	13.185.334	4,5
1985	172.299	9,0	—	—	14.240.161	8,0

Fontes: (1) ELETROBRÁS/DEME (Inclui Autoprodutores)

(2) Balanço Energético Nacional 1984 - MME - Tabela 5.2.1, pág. 42

(3) Brasil, Macrorregiões Fisiográficas e Estados das Regiões Sudeste e Sul - Estimativas e Projeções de Renda Interna e Setorial, 1970/2010 - GCPS/CTEM/GTME - Maio/84 - Quadro VI - pág. 1-7.

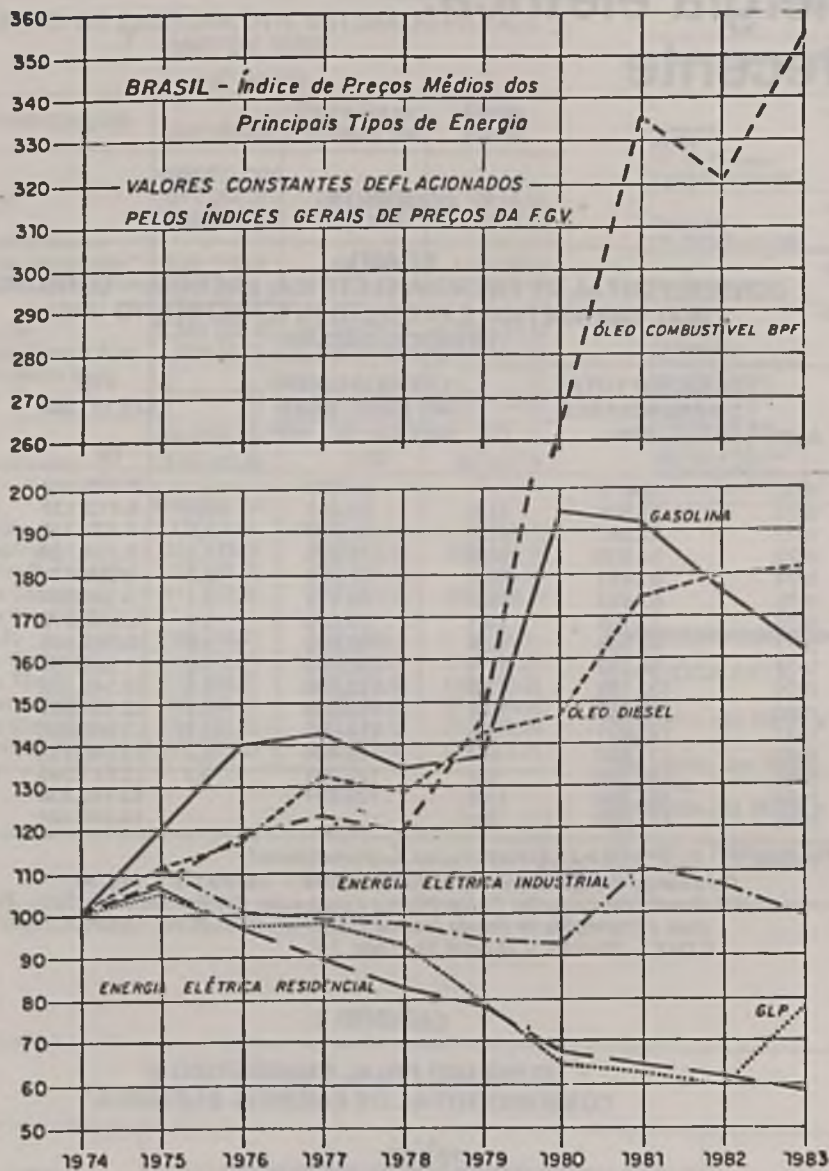
QUADRO 2

CONSUMO FINAL ENERGÉTICO E CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA*			
ANOS	10 ³ tEP		PART. % (1)/(2)
	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA (1)	CONSUMO FINAL ENERGÉTICO (2)	
1970	11.025	57.233	19,3
1971	12.419	62.407	19,9
1972	13.881	67.712	20,5
1973	15.902	75.345	21,1
1974	17.830	81.542	21,9
1975	19.694	86.512	22,8
1976	22.384	94.659	23,6
1977	25.191	99.832	25,2
1978	28.070	106.643	26,3
1979	31.667	113.646	27,9
1980	35.002	118.359	29,6
1981	35.908	114.645	31,3
1982	38.121	118.444	32,2
1983	40.992	122.221	33,5
1984	45.888	129.697	35,4

*Fonte dos dados básicos - Quadro 1

(1) Coef. de conversão 0,292 tEP/MWh

FIGURA 1



QUADRO 3

BRASIL
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA*

ANOS	1970/85			TOTAL
	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL	OUTRAS	
1970	8.288	19.874	9.854	38.016
1971	9.139	22.709	10.976	42.824
1972	9.848	25.712	12.307	47.867
1973	10.919	30.036	13.880	54.835
1974	11.998	33.980	15.504	61.482
1975	13.208	37.509	17.195	67.912
1976	14.842	43.453	18.890	77.185
1977	17.122	49.090	20.652	86.864
1978	18.878	55.360	22.554	96.792
1979	21.098	63.164	24.936	109.198
1980	23.257	69.938	27.502	120.697
1981	25.026	69.370	29.425	123.821
1982	27.053	72.524	31.873	131.450
1983	29.727	76.182	34.476	140.385
1984	30.926	89.205	37.019	157.150
1985	32.635	100.086	39.578	172.299

Fonte: DEME/ELETOBRÁS

* inclusive Autoprodutores

intensidades diferentes daquelas que animam a trajetória das demais fontes de energia. Quedas conjunturais do PIB são incapazes, por si só, de eliminar os efeitos das forças em jogo de maior inércia, tais como o processo crescente de urbanização, o processo de aprimoramento tecnológico e o processo de substituição de derivados de petróleo por energia elétrica.

O mesmo pode ser dito quanto à tarifa, cujo resultado a curto prazo, de ordem conjuntural, tem pouco efeito sobre o consumo de energia elétrica. Os efeitos prolongados de tarifas decrescentes em termos reais, entretanto, geram efeitos multiplicadores, incentivando o uso crescente da energia elétrica, em substituição a outras fontes de energia. Quando, por motivo de excessos eventuais de oferta de energia elétrica combinados com restrições ao uso de derivados de petróleo, são oferecidas tarifas de incentivo à substituição, o consumo cresce de forma mais acelerada, como se observou a partir de 1982, com a instituição, entre outras, das tarifas de EGTD (Energia Garantida por Tempo Determinado) e de ESNG (Energia Sazonal Não Garantida).

Pode-se observar que o ritmo de crescimento do consumo total de energia elétrica que, no período 1970/80 cresceu à taxa de 12%, sofreu uma mudança brusca no ano de 1981, caindo para 2,6%, com redução significativa da taxa de crescimento de todas as categorias de consumo, especialmente a industrial, que apresentou um decréscimo de 0,8%.

As taxas de crescimento relativas aos anos de 1982/85 indicam, porém, uma tendência para a recuperação do ritmo observado anteriormente, apesar da persistência ou mesmo do agravamento da recessão econômica que o país atravessou.

Deve-se ressaltar nesse crescimento a contribuição do consumo proveniente da Eletrotermia (substituição de derivados de petróleo por energia elétrica), contribuição que representou em 1984 cerca de 5,4% do crescimento de 10% do consumo industrial.

Essa parcela demonstra a contribuição do Setor Elétrico ao esforço de substituição de derivados de petróleo, e sua importância pode ser medida quando, ao retirá-la do consumo total, a taxa de crescimento do ano de 1984 passa de 11,9% para 8,5%.

Entre os fatores que contribuíram para o crescimento do mercado de energia elétrica no Brasil, deve-se destacar c

QUADRO 4

BRASIL
CONSUMO INDUSTRIAL
CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGIA ELÉTRICA

ANOS	CONSUMO INDUSTRIAL MWh ⁽¹⁾	PIB - SETOR SECUNDÁRIO Cr\$ x 10 ⁶ (1980) ⁽²⁾	CONSUMO ESPECÍFICO kWh/PIB - SI
1970	19.873.538	1.488.884,3	0,0133
1971	22.708.537	1.948.343,4	0,0116
1972	25.712.343	2.236.456,5	0,0115
1973	30.035.796	2.604.069,7	0,0115
1974	33.979.878	2.836.273,9	0,0120
1975	37.508.694	2.994.413,2	0,0125
1976	43.453.140	3.364.304,2	0,0129
1977	49.089.746	3.491.050,4	0,0141
1978	53.359.968	3.440.902,8	0,0161
1979	63.164.374	3.982.140,4	0,0159
1980	69.937.857	4.294.867,1	0,0163
1981	69.369.787	4.054.169,8	0,0171
1982	72.524.339	4.077.601,3	0,0178
1983	76.182.174	3.808.114,6	0,0200
1984	89.205.256	4.047.751,8	0,0220
1985	100.086.186	4.407.491,4	0,0227

Fontes: (1) DEME/ELETOBRÁS
(2) GCPS/CTEM/GTME

QUADRO 5

BRASIL
CONSUMO INDUSTRIAL DE ENERGIA ELÉTRICA
SEGUNDO GÊNEROS DE INDÚSTRIA

GÊNEROS	CONSUMO MWh	Δ 83/84 %	Estrutura %
I - Ind. Extrat. de Prod. Minerais	4693223	29,2	6,09
II - Ind. de Transformação	71400575	14,7	92,69
Minerais não Metálicos	5023423	-16,1	6,52
Metalurgia	25730638	15,2	33,40
Mecânica	1704814	27,6	2,21
Mat. Elétricos e de Comunicação	1526715	6,5	1,98
Material de Transporte	3368531	4,4	4,37
Madeira	900595	-7,9	1,17
Mobiliário	312110	-65,8	0,41
Papel e Papelão	3804492	13,7	4,94
Borracha	758442	13,8	0,98
Couros, Peles e Similares	212528	9,5	0,28
Química	11082155	22,4	14,39
Prod. Farm. e Veterinários	560583	31,9	0,73
Perfumaria, Sabões e Velas	106700	8,6	0,14
Mat. Plástico e Resinas Sintéticas	1259687	8,0	1,64
Têxtil	4612734	21,4	5,99
Vestuário e Calçados	596671	12,9	0,77
Produtos Alimentares	7235747	57,6	9,39
Bebidas	1050468	35,9	1,36
Fumo	170819	24,3	0,22
Editorial e Gráfica	377515	9,6	0,49
Outras Ind. de Transformação	1005209	11,3	1,30
III - Construção Civil	381253	-17,9	0,49
IV - Utilidade Pública	83724	7,1	0,11
V - Pequenas Indústrias	471829	-12,5	0,61
VI - Total	77030604	15,1	100,00

Notas: 1 - Os valores de 1984 são preliminares

2 - Não inclui consumo de energia autoproduzida

3 - TGM - Taxa Geométrica Média

4 - Esses dados se referem as principais concessionárias do País, cujo consumo industrial de energia elétr. representam cerca de 95% do consumo industrial do Brasil.

Eletróbrás/DEME/DVAM

da variação dos preços reais das tarifas de energia elétrica, que, embora nominalmente crescentes quando inflacionados pelo IGP (Índice Geral de Preços) da FGV, decresceram em 1983, em tarifas realmente correspondentes a cerca de 60% daquelas verificadas em 1974 para o consumo residencial e de 99% para o industrial, sendo que, neste caso específico, deve-se ter em conta a recuperação tarifária acontecida no ano de 1981, como pode ser visualizado na Figura 1.

A repercussão deste fato sobre o faturamento do Setor Elétrico nos últimos anos é significativa.

No Quadro 3, é apresentado o consumo de energia elétrica do Brasil, destacando-se os consumos das classes industrial e residencial, que são aquelas de maior peso específico. Juntas correspondem a cerca de 75% do consumo total, ao longo do período em análise.

Entre as classes de consumo, destaca-se, pelo seu peso relativo e importância econômica como formadora e distribuidora de renda, a classe industrial. Sua participação relativa evoluiu de 52,3%, em 1970, para 57,9%, em 1980. Em função da crise econômica, iniciada no ano de 1981, esse percentual decresceu para 54,5%, em 1983, e para 58,1% no ano de 1985.

O Setor Industrial caminha seguramente em direção de uma maior participação da capacidade instalada de equipamentos elétricos, comparadas à de derivados de petróleo e de outras fontes, por um processo de substituição autônomo, derivado de aperfeiçoamento tecnológico. Existe, sem dúvida, uma tendência para uma economia mais elétrica, vale dizer, mais eficiente.

Entre os anos de 1970 e 1975, o Censo Industrial revelou que a participação dos equipamentos de força motriz movidos à energia elétrica aumentou de 72,5% para 85,7%.

No período em análise o consumo industrial cresceu à taxa geométrica média de 11,4%; e foi de 13,4% seu crescimento no período 1970/80.

O bom desempenho das exportações, o aumento da produção interna de petróleo e gás natural e a demanda do setor agrícola por máquinas, adubos e fertilizantes foram em 1984 as alavancas da recuperação da produção industrial.

A economia brasileira apresenta um retrato diversificado de tecnologias nos seus setores industriais. Ao lado de indústrias com tecnologias modernas - as do setor petroquímico e siderúrgico, por

exemplo — há outras que se apóiam em tecnologias obsoletas, especialmente nos setores tradicionais.

No Quadro 4, mostra-se, no período 1970/85, a evolução do consumo específico de energia elétrica (que é a quantidade kWh por unidade de PIB) no Setor Industrial.

Os resultados apresentados na coluna referente ao Consumo Específico (kWh/PIB-SI) demonstram maior penetração da energia elétrica, modificação na estrutura de produção industrial e entrada de indústrias de consumo intensivo de energia elétrica, por unidade de produto.

A evidência destes fatores é explicada nas taxas geométricas médias do período 1970/85, quando o PIB-SI cresceu à taxa de 7,5% e o consumo de energia elétrica industrial à taxa de 11,4%, correspondendo a uma elasticidade-arco da ordem de 1,52.

Corroborando estas afirmativas é apresentado, no Quadro 5, o consumo industrial, segundo gêneros de indústria. Vale salientar que essas informações são baseadas numa amostragem que abrange cerca de 96% das vendas de energia elétrica dos Concessionários, excluindo-se, neste caso, o consumo proveniente dos Autoprodutores.

Deve-se destacar que cerca de 70% do consumo industrial de energia elétrica concentram-se nos gêneros Metalurgia (33,4%), Química (14,4%), Produtos Alimentares (9,4%), Minerais não Metálicos (6,5%) e Têxtil (6,0%).

No período em análise, o consumo residencial apresentou uma taxa geométrica média de crescimento de 9,6% e sua participação tem sido da ordem de 20% em relação ao consumo total.

O crescente processo de urbanização e as evidências de que o estoque de aparelhos elétricos vem crescendo continuamente, estando ainda longe de um processo de saturação, são os responsáveis diretos pelos resultados alcançados.

No Quadro 6 é apresentado, juntamente com a evolução do consumo residencial, a evolução de seus dois componentes básicos: o consumo por consumidor residencial e a taxa de atendimento residencial.

A taxa de atendimento residencial (relação percentual entre o número de consumidores residenciais e o número de domicílios) evoluiu de 32,0%, em 1970, para 59,0%, em 1985, o que indica que mais da metade do total de domicílios (urbanos e rurais) do País estão atendidos pelo Setor Elétrico, e es-

te índice é, sem dúvida, o mais elevado entre os serviços básicos oferecidos à população.

Por outro lado, o consumo por consumidor residencial cresceu no mesmo período à taxa geométrica média de 1,6%.

Esse indicador sofreu reduções nos anos de 1981/82/84, conforme pode ser verificado no Quadro 6.

Deve salientar que nesse período houve uma acentuada queda de renda "per capita" do Brasil, com queda do salário real e da massa de salários, e o aumento médio da tarifa residencial se deu acima da variação do INPC.

Sob a denominação de OUTROS, com participação de cerca de 25% do total, agregam-se os consumos das classes comercial, rural, poderes públicos, iluminação pública, água, esgoto e saneamento, tração elétrica, próprio e canteiro de obras.

No período 1970/85 estes consumos, englobadamente, apresentaram taxa média de crescimento de 9,7%.

Particularizando-se esta taxa, referida ao mesmo período, teremos:

	1970/85
Comércio e Serviços	9,5
Rural	19,5
Poderes Públicos	7,6
Iluminação Pública	11,8
Água, Esgoto e Saneamento	11,9
Tração Elétrica	3,8
Próprio e Canteiro de Obras	11,1

Entre essas classes de consumo destaca-se, pelo seu peso relativo e importância econômica, a de comércio e serviços. Sua taxa de crescimento anual foi de 9,5% no período em análise, indicando que, como prestador de serviços e área de contrato entre os Setores Primários e Secundários e o Setor Final — que inclui o Residencial — mostra um comportamento que reflete a ação dos condicionantes que agem sobre aqueles setores. De fato, a queda da renda disponível do setor residencial tem efeito direto sobre os setores mencionados. Por outro lado, a mudança de estrutura que vem ocorrendo no Setor Industrial, reorientada para as exportações, inibe a participação do Setor Secundário e Serviços, com repercussão sobre o consumo de energia elétrica.

Especialmente, conforme indicados nos Quadros 7 e 8, houve um ganho relativo na participação das regiões geográficas do Brasil, com a perda de concentração do consumo na Região Sudeste, o que indica uma diminuição gradual das desigualdades regionais, pelo menos a nível do consumo de energia elétrica.

Em termos de consumo per capita de energia elétrica, os resultados apresentados no Quadro 9 mostram as evidências dessa redução das disparidades, pois este índice cresceu mais rapidamente em todas as regiões, comparativamente ao crescimento da Região Sudeste e da média do país.

QUADRO 6

BRASIL
CONSUMO RESIDENCIAL DE ENERGIA ELÉTRICA
E SEUS ÍNDICES BÁSICOS 1970/85

ANOS	CONSUMO RESIDENCIAL GWh ⁽¹⁾	Nº DE CONSUMIDORES RESIDENCIAIS ⁽¹⁾	CCR kWh/ano ⁽²⁾	NÚMERO DE DOMICÍLIOS ⁽³⁾	TXR ⁽⁴⁾
1970	8.288	6.669.552	1.243	20.864.120	32,0
1971	9.139	7.159.638	1.276	21.670.318	33,0
1972	9.848	7.674.146	1.283	22.624.489	34,0
1973	10.919	8.315.472	1.313	23.344.834	35,6
1974	11.998	8.884.747	1.351	24.216.708	36,7
1975	13.208	9.474.849	1.394	25.098.608	37,8
1976	14.842	10.365.812	1.432	26.001.735	39,9
1977	17.122	11.326.791	1.512	26.782.322	42,3
1978	18.878	12.298.095	1.535	27.871.732	44,1
1979	21.098	13.392.503	1.575	28.808.358	46,5
1980	23.257	14.557.528	1.597	29.733.276	48,9
1981	25.026	15.724.336	1.592	30.737.074	51,2
1982	27.053	17.101.572	1.582	31.757.777	53,8
1983	29.727	18.358.236	1.619	32.792.286	56,0
1984	30.926	19.466.810	1.589	33.842.625	57,5
1985	32.635	20.596.450	1.585	34.921.077	59,0

Fonte: (1) DEME/ELETRORRÁS

(2) Consumo por Consumidor Residencial

(3) População e Estoque Domiciliar, 1970/2010, por Macrorregiões Fisiográficas e Unidades da Federação - Jun/83 - GCPS/CTEM/GTME

(4) Taxa de atendimento residencial

QUADRO 7

BRASIL E REGIÕES GEOGRÁFICAS
CONSUMO TOTAL DE ENERGIA ELÉTRICA*
GWh
1970/85

ANOS	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C. OESTE	BRASIL
1970	365	3.402	29.472	4.157	620	38.016
1971	435	3.885	33.158	4.609	738	42.824
1972	534	4.569	36.535	5.336	894	47.867
1973	658	5.540	41.320	6.177	1.140	54.835
1974	853	6.476	45.748	7.035	1.370	61.482
1975	988	7.433	49.825	8.035	1.631	67.912
1976	1.177	8.616	56.217	9.295	1.879	77.185
1977	1.323	10.221	62.415	10.646	2.258	86.864
1978	1.516	12.211	68.768	11.694	2.604	96.792
1979	1.779	14.173	76.935	13.272	3.038	109.198
1980	2.319	15.610	84.186	15.099	3.483	120.697
1981	2.507	16.734	84.817	15.976	3.787	123.821
1982	2.943	17.969	89.098	17.159	4.281	131.450
1983	3.213	20.059	93.634	18.581	4.898	140.385
1984	3.307	22.531	104.921	20.718	5.673	157.150
1985	3.792	25.507	113.732	23.023	6.245	172.299

QUADRO 8

BRASIL E
REGIÕES GEOGRÁFICAS
PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL
%

ANOS	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C. OESTE	BRASIL
1970	1,0	8,9	88,9	10,9	1,6	100,0
1975	1,5	10,9	73,4	11,8	2,4	100,0
1980	1,9	12,9	69,7	12,5	2,9	100,0
1985	2,2	14,8	66,0	13,4	3,6	100,0

QUADRO 9

BRASIL E REGIÕES
CONSUMO PER CAPITA DE ENERGIA ELÉTRICA
kWh/hab.

ANOS	NORTE	NORDESTE	SUDESTE	SUL	C. OESTE	BRASIL
1970	100	120	733	251	120	405
1975	207	234	1083	460	256	639
1980	390	444	1624	788	455	1008
1985	504	656	1590	1083	547	1272
1970/85	11,3	12,0	5,3	10,2	10,6	7,9

O Setor Elétrico é um dos que tem apresentado comportamento razoavelmente regular em meio à crise econômica recente.

As empresas que necessitam realizar pesados investimentos em geração, transmissão e distribuição, particularmente as empresas geradoras e supridoras, com alto grau de expansão, decorrente do longo prazo de maturação de seus investimentos, foram estimuladas a captar recursos externos e têm sobrevivido à custa de endividamento crescente, uma vez que apenas as tarifas — contidas deste 1975 — não permitiram a auto-suficiência do Setor. Por mais adversa que tenha sido a política de viver à custa de empréstimo em moeda estrangeira, muitos deles com cláusulas vinculadas à compra de equipamentos no exterior e concorrências internacionais danosas para a indústria nacional, como para economia (efeito multiplicador), plenamente capacitadas a atender as encomendas, ainda assim, por falta de opção, parece que ela foi melhor do que a diminuição drástica dos investimentos que, diga-se de passagem, também não vêm crescendo em termos reais, cujos reflexos seriam altamente prejudiciais para a retomada do desenvolvimento econômico.

O problema de recursos, principalmente via tarifas reais, é agudo e a manutenção dessa política poderá ocasionar a deterioração dos serviços que o Setor Elétrico vem prestando à sociedade.

Para que o Setor Elétrico possa se adequar à necessária retomada do crescimento econômico, será preciso manter as tarifas em níveis reais e selecionar melhor os subsídios dados, com vistas, principalmente, à implementação de programas de conservação e substituição de energéticos importados.

Um sistema de subsídios, desde que bem planejado e criteriosamente definido, será vantajoso para o país, pois se estará economizando divisas — problema financeiro básico — permitindo diminuir o grau de dependência externa, induzindo a uma mudança no sistema produtivo vigente, para um outro que melhor se amolde à realidade de um país em desenvolvimento (carente de recursos financeiros), buscando encontrar padrões de consumo (bem-estar) condizentes com as necessidades básicas de crescimento do seu mercado interno.

Metodologia de previsão do mercado de energia elétrica

PAULO DE VILHENA BRANDÃO

Chefe do Departamento de Mercado da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS.

Apresenta-se, aqui, uma descrição sumária da metodologia atualmente adotada no tocante à previsão do mercado de energia elétrica no Brasil, com ênfase nos aspectos de longo prazo. No item 2, apontam-se algumas características gerais dos estudos de mercado, realizados correntemente no Setor Elétrico. A seguir, são descritas, de forma sucinta, as abordagens metodológicas utilizadas para a previsão do consumo, por categoria (item 3) e dos requisitos de energia e ponta (item 4).

1. Características gerais da metodologia utilizada

A previsão do mercado de energia elétrica no Brasil, resulta de um processo iterativo, no qual a ELETROBRÁS, que atua como coordenadora dos estudos, responsabiliza-se pela preparação de previsões, a nível nacional e regional, que servem como elementos balizadores na análise das previsões de mercado das 61 concessionárias, cujo controle acionário pode estar no nível federal, estadual municipal ou mesmo privado. Este fracionamento dos estudos de mercado decorre, sobretudo, das dimensões continentais do país, que determina estruturas sócio-econômicas e disponibilidades de recursos energéticos bastante diferenciadas entre regiões e que, necessariamente, se refletem na configuração dos mercados de energia.

Os requisitos do mercado de energia elétrica são estimados com base em hipóteses sobre a evolução provável de um conjunto de variáveis macro-econômicas, demográficas e habitacionais e com base em informações quanto a programas setoriais específicos, a nível federal e estadual e quanto a novos contratos de suprimento de porte significativo. Leva-se em conta o comportamento pretérito do mercado, considerando,

porém, além da tendência, eventuais distorções das séries históricas, devidas à inadequação do atendimento no passado.

Complementando estas análises, realizam-se freqüentemente estudos específicos sobre os principais setores do mercado industrial, e sobre as possibilidades de racionalização do emprego dos recursos energéticos disponíveis, mediante adoção de mecanismos para promover a conservação e substituição, como, por exemplo, de derivados de petróleo por eletricidade.

O horizonte e o detalhamento das previsões, por tipo e localização do consumo, variam com a finalidade a que se destinam, tal como o planejamento dos sistemas geradores, de transmissão e de distribuição, para os quais são distintos o escopo e o prazo de maturação das decisões. Tendo em vista ainda que, para os primeiros anos da previsão, o volume e a confiabilidade das informações disponíveis são bem maiores do que para os demais, desdobra-se a análise da evolução do mercado em dois períodos básicos, aos quais aplicam-se critérios ligeiramente diferentes.

Para os primeiros três anos de estudos, o consumo por categoria, os índices de perdas, o fator de carga e vendas em grosso, são previstos, segundo metodologia específica, constante da Portaria 760 do DNAEE. Para o longo prazo (com horizonte de 20 a 30 anos), a principal referência adotada é o crescimento dos grandes agregados macro-econômicos e demográficos. A vinculação do consumo com os mesmos, particularmente a elasticidade-renda, é o principal objeto de análise, uma vez que, dada à margem possível de variação destes, o consumo previsto pode sofrer alterações substanciais. A variação da relação entre os crescimentos do consumo e da renda reflete, essencialmente, alterações na natureza do mercado. Essa elasticidade será, tanto maior, quanto mais predominarem, entre os novos consumidores, aqueles de elevado consumo de energia elétrica por unidade de produto.

As previsões de longo prazo são elaboradas segundo metodologia que se caracteriza por:

a) admitir, nas previsões referentes às regiões ou empresas, hipóteses comuns quanto ao crescimento global da economia e da população brasileira;

b) considerar o efeito de cargas especiais relevantes, em cada área de concessão, e seus possíveis efeitos multiplicadores;

c) considerar as possibilidades geoeconômicas de cada região e suas potencialidades em recursos naturais;

d) considerar as conseqüências de uma melhor distribuição de renda e da evolução tecnológica.

Assim, na avaliação do mercado não se consideram apenas as tendências verificadas, e, embora, em geral, as previsões sejam elaboradas de forma determinística, os valores dos parâmetros utilizados são ponderados subjetivamente e, conforme sua escolha, caracterizam os resultados como uma previsão provável, alta ou baixa, dos requisitos do mercado. Geralmente obtém-se, primeiro, uma projeção denominada provável, a partir da qual se obtém as demais, que, traduzindo hipóteses mais extremas, e conseqüentemente menos prováveis, quanto ao comportamento das principais premissas (evolução da economia, implementação de grandes projetos, e outros condicionantes), balizam as perspectivas da evolução da demanda.

2. Previsões por categoria de consumo

A metodologia usual divide o mercado em 9 classes de consumo, definidas por instrumento legal, porém, de cunho eminentemente comercial: Residencial; Industrial; Comércio e Serviços; Rural; Iluminação Pública; Poderes Públicos; Serviços Públicos (subdivididos em Água, Esgoto e Saneamento e Tração Elétrica); Consumo Próprio e Canteiros de

Obras. Dessas classes, destacam-se a Industrial e a Residencial, que em 1985, responderam por 75% do consumo de energia elétrica no país, conforme indica o Quadro 1. Na discussão que se segue, maior atenção será dada a estes dois segmentos.

Consumo Residencial

A projeção é obtida pelo produto das estimativas do número de consumidores residenciais e do consumo por consumidor residencial.

A projeção do número de consumidores é elaborada com base na evolução prevista do número de domicílios, resultante de estudo demográfico, e na projeção da taxa de atendimento, definida como a relação entre o número de consumidores residenciais e o número total de domicílios. Na projeção da taxa de atendimento utiliza-se uma função de saturação, em geral uma logística do tipo:

$$TA = \frac{k}{1+e^{-at}}$$

onde: TA = Taxa de atendimento
k = Assíntota estimada
t = anos

A identificação dos parâmetros K, a e b da área em questão, reflete: a tendência da série histórica e a estrutura final do número de domicílios, previsto no estudo demográfico; a consideração de diferentes hipóteses (formatos de curva), com referência ao desenvolvimento do processo de penetração de energia elétrica na área; e a consideração de fatores que representam rupturas, localizadas no tempo, do padrão de expansão "tradicional", em especial, programas de incorporação de consumidores de baixa

renda, construção de grandes conjuntos habitacionais, expansão acentuada de áreas urbanas.

O consumo por consumidor residencial, é obtido levando-se em consideração:

a) a análise da tendência histórica;

b) a correção do efeito da absorção de novos consumidores de baixa renda e, conseqüentemente, baixo consumo (programas especiais);

c) a previsão de níveis crescentes de saturação do consumo por consumidor, em função do crescimento esperado da renda e da capacidade de utilização de aparelhos eletrodomésticos, que possuem um uso mais intensivo de energia elétrica (ex.: ar condicionado).

Informações sobre o estoque de aparelhos eletrodomésticos e características domiciliares, são obtidas através dos Censos Demográficos da FIBGE, pesquisas do PNAD (FIBGE) e/ou através de pesquisa direta dos consumidores residenciais das respectivas áreas de concessão.

As previsões da evolução do consumo por consumidor residencial, são comparadas a valores históricos ou projetados de outras empresas ou áreas com características semelhantes àquela que se está estudando.

Consumo Industrial

Para as previsões do consumo industrial, referentes a curto e médio prazos, o consumo total é separado em dois segmentos: um denominado tendencial, projetado a partir de sua evolução histórica, e outro, composto de grandes cargas que são estudadas individualmente, sendo em seguida agregadas às do estrato tendencial.

A projeção do consumo das grandes cargas, é feita através de pesquisa direta e análise dos programas governamentais, para os setores mais representativos, tais como siderurgia, metalurgia, química, etc. Já o estrato tendencial é tratado de forma agregada, utilizando-se na sua previsão, uma função ajustante que traduza a evolução histórica e a influência das grandes cargas sobre a base econômica regional.

A longo prazo, a previsão do consumo industrial é realizada a nível regional, com base na correlação deste com a renda interna do setor secundário. O resultado desta correlação é tomado como batizador da evolução do consumo industrial total, definido como o consumo atendido, tanto por concessionárias,

QUADRO 1

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSES, 1985

ESPECIFICAÇÃO	GWh	%
Industrial	91.321	55,8
Residencial	32.635	20,0
Comércio e Serviços	18.526	11,3
Iluminação Pública	6.068	3,7
Serviços Públicos (A.E.S.)	4.394	2,7
Poderes Públicos	3.956	2,4
Rural	4.517	2,8
Tração Elétrica	1.132	0,7
Consumo Próprio	553	0,3
Canteiro de Obras	432	0,3
TOTAL	163.534	100,0

Fonte: ELETROBRÁS/DEME/DVAM

como por autoprodução. São, no entanto, realizados ajustes nesses resultados, em função das características da área em estudo e das informações específicas pertinentes ao efeito locacional das grandes cargas utilizadas nas previsões dos primeiros anos.

Em outros casos, é feita a separação do consumo por setores industriais, para os quais são elaboradas projeções, por tendência ou correlação, em função das hipóteses de crescimento da economia identificadas nos estudos de apoio.

Feita a definição da previsão do consumo industrial total por região, é retirada desse resultado a previsão da evolução da geração líquida dos autoprodutores, quando, então, é obtida a previsão do consumo industrial das concessionárias da região. A seguir, é analisada a evolução histórica da participação percentual do industrial de cada Estado, no total da energia elétrica industrial vendida pelas concessionárias na região. Com base nesta análise, é feita a projeção dessa participação nos anos seguintes. Processo semelhante é adotado para a desagregação do consumo industrial de cada Estado pelas concessionárias que nele atuam. Nestas análises são levados em consideração:

- a) os efeitos multiplicadores de investimentos das grandes cargas industriais;
- b) as políticas de desenvolvimento regional e estadual;
- c) as perspectivas de evolução da renda e da população local;
- d) os recursos naturais, principalmente no que se refere aos minerais.

Em resumo, pode-se dizer que a metodologia até aqui adotada pelo Setor, implica nos pressupostos de que, no curto e médio prazos, o comportamento do mercado industrial:

- 1) "está relativamente pouco condicionado às perspectivas de evolução macroeconômica;
- 2) é explicado, principalmente "em função de medidas específicas, na maioria conhecidas individualmente, tais como a instalação de novas cargas industriais";
- 3) é explicado, também, pelo comportamento pretérito do mercado (feitos ajustes para levar em conta eventuais distorções das séries históricas)¹.

Já, no longo prazo, a relação entre consumo de energia elétrica e renda, torna-se o indicador básico utilizado nas

previsões do mercado industrial para as principais concessionárias. Para as demais, o mercado é projetado por correlação temporal, por correlação com o mercado total ou através da análise individual de cargas de grande porte.

Consumo das Classes Comercial e Serviços, Poderes Públicos, Iluminação Pública e Água, Esgoto e Saneamento.

As previsões de consumo destas quatro classes, são usualmente obtidas por correlação com o consumo residencial. No caso da classe Comercial e Serviços, trata-se, separadamente, cargas que, pelo seu porte, alterem esta correlação. Para a classe dos Poderes Públicos é usada, como abordagem alternativa, a extrapolação da tendência histórica.

Já a previsão do consumo de Iluminação Pública utiliza três tipos de abordagem: correlação com o consumo residencial, extrapolação da tendência histórica e informações sobre programas específicos de expansão dos serviços, da parte das concessionárias ou das prefeituras.

O consumo de Iluminação Pública, também, tem sido obtido a partir do produto das projeções do número de consumidores residenciais e do índice watts de iluminação pública por consumidor residencial, este último, quando possível, tratado como o produto dos índices watts/poste e poste/consumidor residencial.

Para projetar o consumo em Água, Esgoto e Saneamento são avaliadas as cargas dos sistemas de abastecimento de água e das instalações de recalque e tratamento de esgotos, considerando-se, em geral, nos primeiros anos, as cargas de projeto. Para os anos seguintes, utiliza-se uma correlação com o consumo residencial, ou com o número de consumidores residenciais ou mesmo a extrapolação da tendência histórica de evolução deste segmento de consumo.

Demais classes: Consumo Rural, de Tração Elétrica, Próprio e de Canteiros de Obras

O consumo rural é projetado a partir da tendência histórica e dos programas de eletrificação rural das concessionárias, das cooperativas, dos órgãos municipais, regionais e federais. De forma semelhante, o consumo em tração elétrica é projetado a partir da evolução verificada e dos programas de instalação e expansão desses serviços.

O consumo próprio refere-se à energia consumida pela concessionária e mantém, em geral, uma participação percentual aproximadamente constante em seu mercado. Já o consumo de canteiros de obras é projetado a partir da programação de obras das concessionárias.

Consumo Total

O consumo total é obtido somando-se as categorias de consumo. Expresso, por exemplo, em GWh, corresponde ao fluxo de energia entregue aos consumidores ao longo de um ano. Nos estudos de longo prazo, não se considera o consumo interno das usinas no mercado das empresas concessionárias, uma vez que suas projeções destinam-se, principalmente, a estudos de planejamento, nos quais aquele consumo é deduzido da produção bruta das usinas. Já nos estudos de curto prazo, este consumo integra a previsão de mercado.

3. Previsão dos Requisitos de Energia e de Ponta

Requisitos de Energia

Os requisitos anuais de energia, expressos em geral em MWano ou em GWh, correspondem ao fluxo de energia fornecida pelo sistema supridor, durante o ano. Caso este suprimento seja referido à saída das usinas, tais requisitos incorporam, em sua definição, além das estimativas de consumo, uma estimativa das perdas do sistema de suprimento. Estas, por sua vez, são constituídas de perdas técnicas e de diferenças contábeis, que podem existir em decorrência de regimes de suprimento a "forfait" (sem medição direta), consumo mínimo faturado, etc.

Nos estudos do sistema elétrico brasileiro, os requisitos de energia são apresentados, excluindo as perdas nos troncos de transmissão das grandes empresas supridoras, pois sua estimativa dependeria de uma projeção de intercâmbio (ou vendas em grosso) e da produção das usinas, que variam segundo as condições hidrológicas e outros condicionantes da operação interligada. Assim, os índices de perdas projetados se referem aos sistemas de distribuição, subtransmissão e transmissão, até os seguintes níveis de tensão:

Região Norte — 69 kV exclusive perdas do sistema ELETRONORTE

Região Nordeste — 230 kV exclusive perdas do sistema CHESF

¹ GCPS/CTEM, "Metodologias empregadas nas previsões do mercado de energia elétrica", p. 1.2.

Regiões Sudeste e Centro-Oeste -- 230 kV exclusive perdas do sistema FURNAS

Região Sul -- 230 kV exclusive perdas do sistema ELETROSUL.

No dimensionamento das perdas e diferenças do sistema, analisa-se a série histórica do índice de perdas, as distâncias médias de transmissão, os programas de reforma das redes, e ainda, a evolução verificada e prevista dos suprimentos em grosso e do fornecimento a "forfait".

Requisitos de Ponta

Enquanto o consumo e energia correspondem a conceitos de fluxo, a ponta de carga corresponde a um conceito de estoque, indicando a potência máxima requerida pelo sistema de suprimento no ano, em função da qual deverá ser feito o dimensionamento da capacidade dos sistemas elétricos (consideradas ainda as reservas necessárias ao adequado funcionamento do sistema).

A energia fornecida, ou consumida, num sistema elétrico a cada unidade de tempo, na realidade, distribui-se irregularmente ao longo de um dado período. Esta distribuição pode ser expressa por uma curva de carga que terá formato irregular, como na Figura 1.

presso em MWano ÷ ano, por um fator de carga, que expressa a relação entre a demanda média requerida e a ponta ou demanda máxima verificada e esperada no mesmo período.

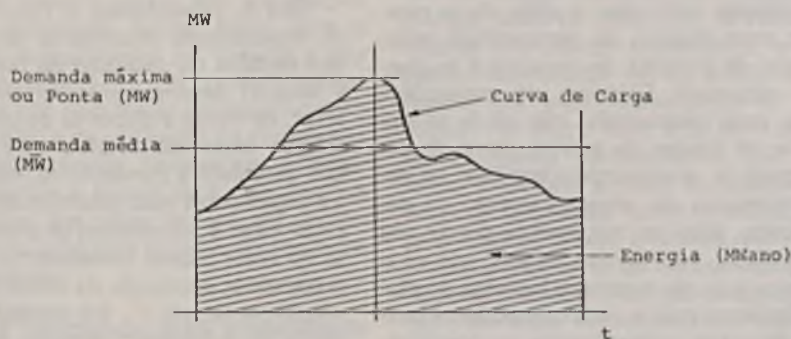
O fator de carga é estudado em cada caso particular. Procura-se correlacioná-lo com a estrutura do mercado suprido e as características das cargas que compõem este mercado. Usualmente, emprega-se uma correlação linear múltipla, entre o fator de carga e a participação das três principais categorias de consumo (residencial, comercial e industrial) no consumo global. O resultado dessa correlação, mesmo que não forneça um valor muito confiável para o fator de carga, dá indicações úteis quanto à tendência de sua evolução.

Para a análise da capacidade de um sistema interligado de suprimento elétrico, o que se deseja efetivamente é um dimensionamento da demanda máxima coincidente ou ponta simultânea que poderá ocorrer no sistema num dado período. Face às dificuldades de se estimar a configuração futura da curva de carga de um sistema interligado e, mesmo, face aos problemas de diversidade de horário de ocorrência da demanda máxima entre seus integrantes, a definição dos requisitos de ponta apresenta

tidos tratados de forma integrada, já que constituem um único sistema de suprimento) — e para as empresas integrantes destes, introduz-se um fator de diversidade, através do qual se estima a ponta "simultânea" de cada um. Esta traduz a contribuição de cada empresa à formação da ponta do sistema regional.

A partir da introdução de tarifas horo-sazonais, os valores históricos de fator de carga e, de um modo geral, a forma das curvas de carga registradas dos sistemas em que essas tarifas sejam utilizadas, perderam, em parte, sua representatividade. Conseqüentemente, os estudos de previsão de demanda máxima terão que se valer de "modelos setoriais" de avaliação da evolução da forma da curva de carga, bem como de outros instrumentos analíticos, que supram a falta de informações estatísticas representativas de configurações futuras dessas curvas. Pode-se adiantar, todavia, que a tendência é, certamente, no sentido do aumento do fator de carga, em função da utilização da referida tarifa.

FIGURA 1



A este fornecimento de energia (MW ano) está associada uma demanda ou carga média (MW), que é a potência que, se fosse utilizada uniformemente ao longo do mesmo período, forneceria montante de energia equivalente àquele descrito pela curva de carga referida.

Os requisitos de ponta resultam da divisão da demanda média, ao longo de um período (um ano, por exemplo) — MW, ou seja, requisitos de energia, ex-

uma dificuldade maior do que a dos de energia.

Para a Região Norte, cujo suprimento é feito predominantemente por um conjunto de sistemas isolados, os requisitos de ponta correspondem ao somatório simples das pontas dos sistemas integrantes, independente, portanto, do instante de sua ocorrência. Já, para os grandes sistemas regionais — Nordeste, Sul, Sudeste e Centro-Oeste (estes dois últi-

BIBLIOGRAFIA

1. Alquéres, J.L. et alii, "Metodologia de planejamento do Setor Elétrico". CIER/ Comitê Brasileiro/Subcomitê de Planejamento e Engenharia de Sistemas Elétricos, Maio de 1985.
2. Erber, P. et alii, "Metodologia empregadas nas previsões do mercado de energia elétrica". ELETROBRÁS/DEME, IT-426, janeiro de 1983.
3. Girod, J., *La Demande d'Énergie: Methodes et Techniques de Modelisation*. Paris: Centre National de la Recherche Scientifique, 1977.
4. MME/DNAEE, "Metodologias para Projeções de Mercado", Anexo da Portaria 760, Junho de 1976.

Avanços metodológicos recentes e áreas de investigação prioritária nos estudos de mercado de energia elétrica

MARIA TERESA FERNANDES
SERRA

Analista de mercado do Departamento de Mercado da ELETROBRÁS. Tem mestrado em Planejamento Urbano e em Economia pela Universidade da Califórnia, Berkeley.

Contexto de planejamento da década de 80

Até o final da década de 1970, no Brasil, o planejamento dos sistemas de energia elétrica se desenvolvia dentro de um ambiente de relativa estabilidade, de crescimento econômico a taxas elevadas e num mercado em que a oferta era historicamente inferior à demanda, aos preços de energia elétrica vigentes. Dada a estabilidade ou comportamento regular dos preços dos principais recursos energéticos, o planejamento podia se dar com relativa independência face às definições dos demais sistemas supridores de energia. Métodos de previsão da demanda, baseados muitas vezes em correlações simples do consumo de energia elétrica com o tempo ou, ainda, com o nível de atividade econômica, foram bastante satisfatórios até então, produzindo previsões com considerável grau de acerto.

Neste contexto, a análise da oferta podia tomar a previsão de mercado como um dado exógeno de elevada confiabilidade. Face à disponibilidade de recursos financeiros internacionais, tomados a taxa de juros estáveis a níveis históricos, durante longo período, o planejamento da oferta guardava, também, relativa independência, face às restrições financeiras que, no entanto, passaram a condicionar o volume e a distribuição dos investimentos do país, a partir do final da década, quando, ao lado da segunda elevação brusca do preço do petróleo, se verifica a escalada dos preços aos quais o capital era tomado. Em resposta à crise de balanço de pagamentos que o País enfrenta a partir do início da década de 80, altera-se a política econômica expansionista da década anterior,

com conseqüências recessivas, das quais não escapa o setor elétrico.

No planejamento da expansão do setor hoje, às incertezas quanto às perspectivas futuras de desenvolvimento econômico e, em especial, das condições em que se darão os investimentos, soma-se o reconhecimento de que se passa por uma mudança estrutural no comportamento dos mercados de energia, implicando numa forte interdependência na delimitação destes. Juntando-se ainda a estes fatores uma preocupação com o meio ambiente, e, eventualmente, com questões de equidade, no tocante à incidência dos custos e benefícios do suprimento, o planejamento dos sistemas elétricos deverá passar a se dar num ambiente de crescente incerteza e interdependência quanto a definições, tanto do lado da oferta, quanto da demanda.

No tocante a esta última, percebe-se uma alteração na maneira como a previsão de mercado é abordada na esfera da tomada de decisões e no intercâmbio com os demais setores da economia. Os resultados finais do mercado têm acarretado, cada vez mais, um questionamento quanto à sua relação com as premissas utilizadas — aliás, de se esperar num quadro de perspectivas recessivas, de escassez de recursos e mudança estrutural. Sente-se, em conseqüência, uma necessidade, não só de se ampliar os limites da análise, como de desagregá-la, procurando identificar os determinantes do comportamento da demanda, além de meramente prever seu resultado. Isto parece refletir, não só o maior grau de incerteza inerente ao planejamento hoje e uma conseqüente busca de maior conhecimento ou reavaliação do funcionamento do mercado de energia elétrica, como uma percepção da necessidade de intervir neste mercado, de modo a orientá-lo para uma utilização mais adequada dos diversos recursos energéticos disponíveis.

Discute-se, a seguir, alguns avanços feitos recentemente ou em andamento, em resposta às novas necessidades de análise de evolução do mercado de energia elétrica. Embora qualquer tipo de seleção e classificação nesta matéria seja, necessariamente, arbitrária, imprecisa e

sujeita a superposições, procura-se aqui fazer a identificação dos conjuntos de questões e enfoques que parecem ser prioritários para os estudos de previsão do mercado, bem como do tipo geral de desenvolvimento metodológico a que estes estão levando. Dentro desta abordagem, dá-se destaque àqueles que se dirigem particularmente às questões de incerteza, de interdependência entre mercados de diferentes energias e da necessidade de intervir e orientar o uso destes recursos.

Análise da inserção do mercado de energia elétrica dentro do contexto econômico e energético

Nesta primeira linha de desenvolvimento metodológico, a ênfase recai sobre relações agregadas entre a demanda, a oferta de energia e o comportamento da economia, visando, em última análise, o estudo integrado destes três sistemas. Três subtópicos devem ser destacados:

1) A formulação de cenários macroeconômicos:

Está-se procedendo à reformulação da metodologia atualmente empregada nos estudos de evolução da renda total e setorial desenvolvidos no âmbito do setor, de modo a dispor-se de uma exploração maior de variáveis e de relações que garantam a consistência, não só entre indicadores macroeconômicos, como entre estes e indicadores de planejamento do setor (como investimento setorial pretendido, conteúdo de importação do investimento, etc.)¹. Em especial, a coerência de premissas referentes ao crescimento esperado do setor secundário e seus gêneros permitirá aprimorar os estudos de previsão do consumo industrial, que corresponde a mais da metade do mercado de energia elétrica. Dada a forte concentração do consumo de energia elétrica (como também de óleo combustível), em número reduzido de gêneros industriais, cuja evolução sofre, direta ou indiretamente, os efeitos da política econômica adotada, tem-se que, para mesmas taxas de crescimento da economia ou do setor secundário, são pos-

síveis repercussões bastante distintas sobre o consumo de energia, conforme a atividade econômica se distribua pela estrutura industrial. Neste tocante, é possível incorporar aos estudos de previsão, modelos, conceitos e tipologias originadas nas teorias de desenvolvimento econômico e regional. Também desejável, tendo em vista as possibilidades de se aprimorar a metodologia de previsão do consumo residencial, seria o tratamento explícito de hipóteses sobre distribuição de renda, coerentes com os cenários econômicos adotados.

2) A interação economia-energia:

Elasticidades-renda, elasticidades-preço e coeficientes de intensidade energética devem traduzir diferentes hipóteses sobre a natureza ou estilo de desenvolvimento econômico seguido pelo país (em termos das mudanças na estrutura de consumo e de produção de bens e serviços correspondentes), sobre a inovação e difusão tecnológica que deverá ocorrer e sobre a evolução dos preços de energéticos. Assim, por exemplo, independente de sua repercussão sobre a demanda de energia num dado momento do tempo, via nível de atividade econômica dos vários gêneros de indústria, o estilo de desenvolvimento influenciará a demanda também via coeficiente de intensidade energética, na medida em que este último será função da velocidade com que se renova o estoque de capital e do tipo de mudança tecnológica que se imagina possa ser introduzida nesta renovação. Como passo para o avanço metodológico no tocante a este aspecto, poderá ser útil o estudo retrospectivo dos padrões de desenvolvimento econômico e de utilização de energia nas diferentes regiões fisiográficas brasileiras, visando a identificação de algumas tipologias que talvez possam ser utilizadas como base para estudos prospectivos da demanda.

3) A competição entre modalidades de energia:

Numa primeira abordagem, a questão da substituição entre energéticos, no caso do setor industrial, é função fundamentalmente dos preços de oferta ao consumidor das energias disponíveis, do investimento a ser feito, por parte do industrial, na adaptação do seu processo de produção, e da relação de rendimentos entre as formas de energia consideradas nesses processos. No caso do setor residencial, intervêm, além dos preços de energéticos, o preço e a eficiência dos

equipamentos e a renda familiar disponível. Nos trabalhos recentes de previsão de mercado, a identificação da parcela do mercado de energia elétrica correspondente ao "potencial" de substituição de derivados de petróleo tem sido feita sem uma consideração explícita dos preços e tecnologias disponíveis ao longo do tempo. Ao mesmo tempo, estudos específicos de substituição, embora procurem introduzir os fatores preço e tecnologia para avaliação dos potenciais relevantes, carecem ainda de um tratamento explícito da efetivação deste potencial ao longo do tempo². Tais aprimoramentos estão sendo buscados nos estudos do setor.

Essa primeira linha de desenvolvimento metodológico para os estudos prospectivos do mercado caracteriza-se pela tentativa de integrar à análise uma gama grande de variáveis de diversos tipos (tecnológicas, sócio-econômicas, políticas) e por voltar-se, simultaneamente, para a evolução dos sistemas econômico, de demanda e de oferta de energia no longo prazo. Presta-se especialmente bem à aplicação de técnicas de simulação e/ou otimização, com base na construção de cenários, e à realização de estudos de sensibilidade e parametrização a partir de um caso de referência, visando identificar a repercussão sobre o consumo de variáveis exógenas ou coeficientes utilizados na análise. Desta forma, podem ser tratadas de forma explícita e, tanto quanto possível, coerente, variáveis de ordem política (ex. preços de energia, taxas de desconto), de evolução incerta (ex. avanço tecnológico, crescimento econômico) ou de difícil investigação (ex. elasticidades-preço do consumo). Por outro lado, essa linha de desenvolvimento metodológico, que vem sendo explorada através do uso de modelos de simulação, como o MEDEE, e, pelo lado da oferta, o MARKAL³, num primeiro momento ao menos, não deverá poder fornecer previsões desagregadas regionalmente, constituindo-se, sobretudo, numa melhoria da qualidade de previsão das alternativas de evolução do mercado de energia elétrica do país no longo prazo e numa base mais efetiva de planejamento do sistema elétrico nacional, na medida em que relacione, claramente, variáveis passíveis de controle e/ou acompanhamento pelo setor.

Análise da estruturação interna de setores de consumo

A esta segunda linha de desenvolvimento metodológico, correspondem

análises mais detalhadas do comportamento de segmentos específicos de consumo. Destacam-se aqui dois subtópicos:

1) A questão das mudanças inter e intra-setoriais: estas podem ser abordadas, por exemplo, através de desagregações do consumo industrial por setor de produção (categoria de uso e/ou gênero), ou do setor residencial por classe de renda e localização.

2) A questão da racionalização do emprego de energia, mediante conservação e substituição entre modalidades de energia: aqui as desagregações relevantes poderão ser várias — no caso do setor industrial, por setor de produção, por modalidade de carga (potência requerida, tensão e tarifa) e /ou por tipo de processo de utilização de energia (acionamento mecânico, produção de calor, etc.); no caso do setor residencial, por classe de renda e localização e por tipo de uso de energia (cocção, aquecimento de água, iluminação, etc.).

O exame destas questões tem sido desenvolvido, em geral, mediante a aplicação de métodos de previsão setorial de feito tradicional. Tomando-se como exemplo o caso do segmento industrial tem-se feito o estudo de setores isolados e a previsão por simples extrapolação de tendência de variáveis que, embora em alguns casos sejam de natureza "econômica" (ex. indicadores de atividade, como produto físico ou valor de produção), são tratadas apenas como indicadores estatísticos, sem uso de teoria econômica. Assim, por exemplo, não são especificados preços e equipamentos nestes estudos ou modelos de previsão, na maioria dos casos, e observa-se que a preocupação fundamental é a previsão, em contraposição à explicitação e análise dos determinantes do consumo.

Embora tais métodos sejam eficazes em ambientes de preços e crescimento econômico estáveis, observa-se que as relações estruturais em que se baseiam têm se deteriorado nos últimos anos, especialmente, no Brasil, a partir do final da década de 70. Embora a gama de alternativas possíveis de desenvolvimento metodológico na linha dos estudos setoriais seja muito grande, destacam-se três caminhos básicos que estão sendo explorados.

1) O tratamento **coordenado** de setores industriais relevantes, por exemplo, mediante o emprego de matrizes insumo-produto e energéticas: nestes casos, situa-se a energia como um fator de produção, cuja demanda é derivada da de-

manda por bens e serviços, em contraposição aos modelos tradicionais, em que a energia é tratada como uma demanda final. As matrizes de relações intersetoriais poderão focalizar quer a totalidade dos gêneros e ramos de produção, ou (o que parece mais interessante para o caso do setor elétrico) dar tratamento preferencial aos setores de consumo mais expressivos, agregando-se os demais⁴.

2) O tratamento explícito da variável **preço**, por exemplo, mediante a incorporação à análise de elasticidades-preço e outros elementos da teoria econômica da escolha: embora os resultados alcançados com o uso de elasticidades-preço sejam, em geral, muito díspares, conforme se trate de estudos abrangendo maior ou menor número de setores da economia, maior ou menor período de tempo, o tratamento dos preços é conceitualmente indispensável à análise da competição e substituição entre diferentes modalidades de energia.

3) A análise detalhada das **curvas de carga**, visando prever alterações prováveis e/ou desejáveis na configuração destas: tendo em vista um enfoque de longo prazo, tais alterações devem ser relacionadas a mudanças na estrutura do mercado e no comportamento dos consumidores, frente a alterações na estrutura tarifária, o que conduz à utilização de métodos setoriais. O setor elétrico vem procurando desenvolver nesta área metodologias exploratórias, dentre as quais se destaca o chamado Modelo Setorial⁵, que tem por objetivo a análise e previsão das curvas de carga nos vários níveis de tensão, para isso transformando valores de energia anual, fornecidos pelos estudos tradicionais de mercado, em valores de demanda horária. A análise das curvas de carga é de evidente importância no estudo de políticas de racionalização do consumo de energia, fornecendo insumos para os estudos de estrutura tarifária, através do que será possível orientar, implicitamente, o comportamento dos consumidores em direção a modalidades mais desejáveis de uso de energia.

A diferença entre as metodologias tradicionais e o tipo de metodologia apontada nos três itens acima está em que, nestas últimas, ocorre uma formalização matemática de um esquema teórico, sendo mais complexas as relações entre variáveis explicativas e variáveis dependentes. Na medida em que a determinação de parâmetros e variáveis independentes resulta ainda, freqüentemen-

te, da extrapolação de tendências, estas metodologias também envolvem uma perpetuação do passado que poderá ser inadequada à previsão de longo prazo. Observa-se, no entanto, que o maior número e complexidade das relações explicativas permite, em parte, contornar-se esta limitação, mediante o emprego de técnicas variadas de derivação de variáveis e parâmetros (por exemplo, mediante estudos específicos envolvendo levantamentos de campo ou testes laboratoriais, mediante variação arbitrária e experimental, etc.).

Comentários finais

Na avaliação dos requisitos futuros de qualquer um dos mercados de energia (elétrica, combustíveis convencionais, formas alternativas), passou a ser especialmente importante, por um lado, um tratamento mais integrado de três segmentos de análise: comportamento da economia, demanda e suprimento de energia; por outro, a consideração das condições de evolução dos demais mercados, para que se possa identificar as possibilidades de conservação e de substituição entre diferentes modalidades de energia. Note-se que, sendo os preços de energia administrados, as expectativas de evolução do mercado de cada energético e a política de preços destes deverão ser necessariamente interligadas.

Assim, a busca de eficiência no uso dos recursos energéticos (e do capital) — como pode ser entendido hoje o problema geral de planejamento de energia para o longo prazo — envolve, potencialmente, a discussão de uma gama bastante ampla de questões. Para o setor elétrico, distingue-se o quadro atual do que vigorava até meados da década de 70. O problema de planejamento então poderia ser definido como centrado na oferta: dada uma previsão da evolução da demanda, tratava-se de encontrar a configuração ótima do sistema de oferta, mediante a minimização dos custos de suprimento. Diante de um quadro de demanda reprimida, o mercado era determinado pela oferta. Hoje, o planejamento liga-se a mudanças nas estruturas de oferta de recursos energéticos primários e da demanda final por bens e serviços; às possibilidades de inovação e difusão de tecnologias, tanto de suprimento, quanto de utilização de energéticos; e, por fim, à política de preços dos energéticos e do capital.

Embora tais questões já estivessem

presentes no passado, representando sempre influências sobre a demanda, hoje se torna impossível deixar de reconhecer sua importância ou tentar explicitá-la. Isto introduz uma série de complicações na tarefa de previsão de mercado e, sendo difícil (ou impossível), do ponto de vista metodológico, lidar com tão ampla gama de fatores simultaneamente, torna-se necessário pensar em linhas alternativas de desenvolvimento metodológico, a partir das quais se possa estabelecer prioridades para os trabalhos do setor.

A tônica do processo de revisão metodológica na área de previsão de mercado, agora e nos próximos anos, deverá, talvez, ser a caracterização da previsão de mercado não mais como um dado exógeno, tratado de forma mecânica dentro do processo de planejamento da oferta, mas como uma forma de planejamento em si, na qual restrições de oferta e avaliações sobre o uso mais eficiente a ser dado aos recursos disponíveis, traduzidas em preços de energia, deverão condicionar a formação da demanda. Isto porque os pressupostos que interferem, implícita ou explicitamente, nos estudos de dimensionamento do mercado (ex., estrutura de preços de energéticos, custos do capital, etc.) requerem, a rigor, respaldo institucional, o que significa que:

1) a evolução do mercado é **condicional** à efetivação de medidas de ordem política, como é especialmente claro nos casos de substituição entre energéticos;

2) a previsão de mercado deve ser formulada de maneira a poder **informar** claramente a tomada de decisões que leva à definição destas medidas.

Toda atividade de previsão requer a crença de que o futuro seja, até certo ponto, discernível. A maioria das previsões se baseia na idéia de que o futuro pode ser percebido através do exame de fatos do passado e, em alguns casos, através de relações meramente quantitativas. Entretanto, as dificuldades que se encontram com referência à especificação e à mensuração de relações entre variáveis, em geral, são tais que, freqüentemente, se tende a presumir também que o que não se pode quantificar não seja importante. Nestes casos, o desenvolvimento de modelos para fins de previsão corre o perigo de constituir-se numa formalização simplista e errônea das relações que se busca retratar — o que seria particularmente indesejável se vigorar uma postura de que a previsão de mercado constitui um ins-

trumento de intervenção sobre a realidade.

Por isso, parece sobretudo necessário, qualquer que seja o conjunto de questões e linha de desenvolvimento metodológico a ser perseguido no âmbito do setor, que seja dada ênfase numa identificação explícita dos pressupostos, quantitativos ou qualitativos, da análise e num tratamento não determinístico das previsões.

NOTAS

1. Constata-se, por exemplo, iniciativas neste sentido de parte da ELETROBRÁS, FURNAS, CESP e CEMIG.
2. Ver, por exemplo, os documentos NT-13, NT-20 e IT-447 do DEME/Eletróbrás.
3. Os modelos citados estão implantados ou em vias de implantação na CESP (MEDEE) e na ELETROBRÁS (MEDEE e MARKAL).
4. Ver, por exemplo, diversos estudos que têm se desenvolvido em FURNAS (Assessoria de Estudos Econômico-Energéticos/Diretoria Técnica e na ELETROBRÁS (AESP e DEME/DPE), com base no emprego da matriz de insumo-produto brasileira.
5. O Modelo Setorial está sendo desenvolvido sob a coordenação da ELETROBRÁS, dentro de uma programação conjunta do DNAEE e ELETROBRÁS, com participação das principais empresas concessionárias.

Modelos de análise da demanda global de energia: uma descrição geral e avaliação

JAYME PORTO CARREIRO FILHO
JOÃO ALBERTO VIEIRA SANTOS
MARIA TERESA FERNANDES SERRA
RUDERICO FERRAZ PIMENTEL

Jayme Porto Carreiro Filho é engenheiro no Economic Studies Section, Division of Nuclear Power, International Atomic Energy Agency. Tem doutoramento em Engenharia de Produção pela Universidade de Birmingham, Inglaterra.

João Alberto Vieira Santos é analista de pesquisa operacional do Serviço de Planejamento da PETROBRÁS, com curso de pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Maria Teresa Fernandes Serra é analista de mercado do Departamento de Mercado da ELETROBRÁS. Tem mestrado em Planejamento Urbano e em Economia pela Universidade da Califórnia, Berkeley, EUA.

Rudérico Ferraz Pimentel é gerente da Divisão de Estudos Econômico-Financeiros da Companhia Internacional de Seguros. Tem doutoramento em Programação Matemática pela London School of Economics and Political Science, Inglaterra.

de cenários, vem se constituindo numa alternativa cada vez mais utilizada para os estudos de previsão, especialmente onde se reconhecem ou se julga que poderão ocorrer mudanças estruturais significativas nos padrões de consumo energético. Nestes casos, a análise da demanda deve retratar conjunto numeroso de influências de natureza variada — econômica, comportamental, tecnológica ou política — envolvendo alto grau de interdependência e incerteza. Os modelos de energia global não só produzem uma projeção de demanda incorporando o efeito de diferentes estratégias de abastecimento energético e políticas de desenvolvimento econômico, como procuram explicar claramente os impactos destas.

Este artigo descreve primeiramente a estrutura típica e o funcionamento dos modelos de energia global. Em seguida, discute suas vantagens e limitações como enfoque metodológico nos estudos de previsão da demanda de energia ao longo prazo.

Estrutura e funcionamento de um modelo de energia global

Os modelos de energia global baseiam-se em duas idéias fundamentais. Primeiro, não existe determinismo nem na evolução da economia, nem nas relações entre crescimento econômico e a evolução da demanda de energia a longo prazo. Assim, é necessário uma nova atitude na atividade de previsão, que consiste em explorar futuros possíveis e razoáveis e as condições em que eles poderão ocorrer. Segundo, a complexidade das relações entre crescimento econômico e evolução da demanda de energia não pode, a longo prazo, ser escondida através de relações agregadas. Uma detalhada análise dos mecanismos de formação e evolução da demanda de energia é, portanto, requerida.

Essas premissas metodológicas levam a uma análise desagregada do sistema sócio-econômico e da demanda de energia e a uma descrição das possíveis evoluções deste sistema. Dois conceitos utilizados na análise da demanda são os de energia útil e final, que são repassados na Figura 1, onde são relacionados com os de energia primária e secundária.

A significativa mudança por que vem passando o setor energético, a partir da década de 70 gerou a necessidade de desenvolvimento de novas metodologias de projeção da demanda de energia. Os modelos tradicionais usados até esta época eram voltados para mercados de uma só fonte de energia, agregados ou enfocando certo segmento consumidor (residencial, industrial, etc.) ou tipo de uso (cozimento, aquecimento, etc.), e têm como uma limitação importante a sua natureza determinística, oriunda na extrapolação de tendências, através do uso predominante de econometria, que faz com que sejam projetados para o futuro padrões de comportamento observados no passado.

A partir do desenvolvimento do MEDEE (Modele d'Evolution de la Demande d'Energie) pelo IEJE (Institut Economique et Juridique de l'Energie) de Grenoble em 1976, tem-se visto o aparecimento de muitos modelos que, de maneira semelhante, simulam a evolução da demanda de energia global de um sistema sócio-econômico. Esta metodologia, baseada na técnica de construção

A demanda de energia deriva das necessidades reais ou subjetivas dos indivíduos, como a mobilidade e o conforto, ou então de atividades econômicas, como a produção de aço ou o transporte de carga. Convém expressar tais necessidades em termos de energia útil, uma vez que os indivíduos e as atividades requerem, por exemplo, a energia que lhes permita realizar determinado "serviço", como locomover-se, iluminar ambientes ou gerar vapor industrial, e não de gasolina e eletricidade especificamente, que constituem duas formas de

energia, embora não as únicas, através das quais se satisfazem as necessidades ou se realizam os "serviços" referidos. Em geral, a satisfação de necessidades ou a realização de "serviços" que envolvem o consumo de energia é alcançada através do uso de um equipamento (automóvel, lâmpada ou caldeira) que converte energia final em energia útil, mediante processos com determinada eficiência, variável de um equipamento e processo para outro.

Nesses casos, diversas formas de energia competem pelo mercado consumi-

do, sendo a penetração de uma ou outra energia, num dado momento, função da disponibilidade do elenco de tecnologias comercializadas, dos custos de investimento e de operação (ex., preços de energia) e de vantagens específicas no uso de determinada energia ou processo por ela propiciado (ex., melhoria de qualidade do produto, redução de áreas de estocagem, garantia de fornecimento).

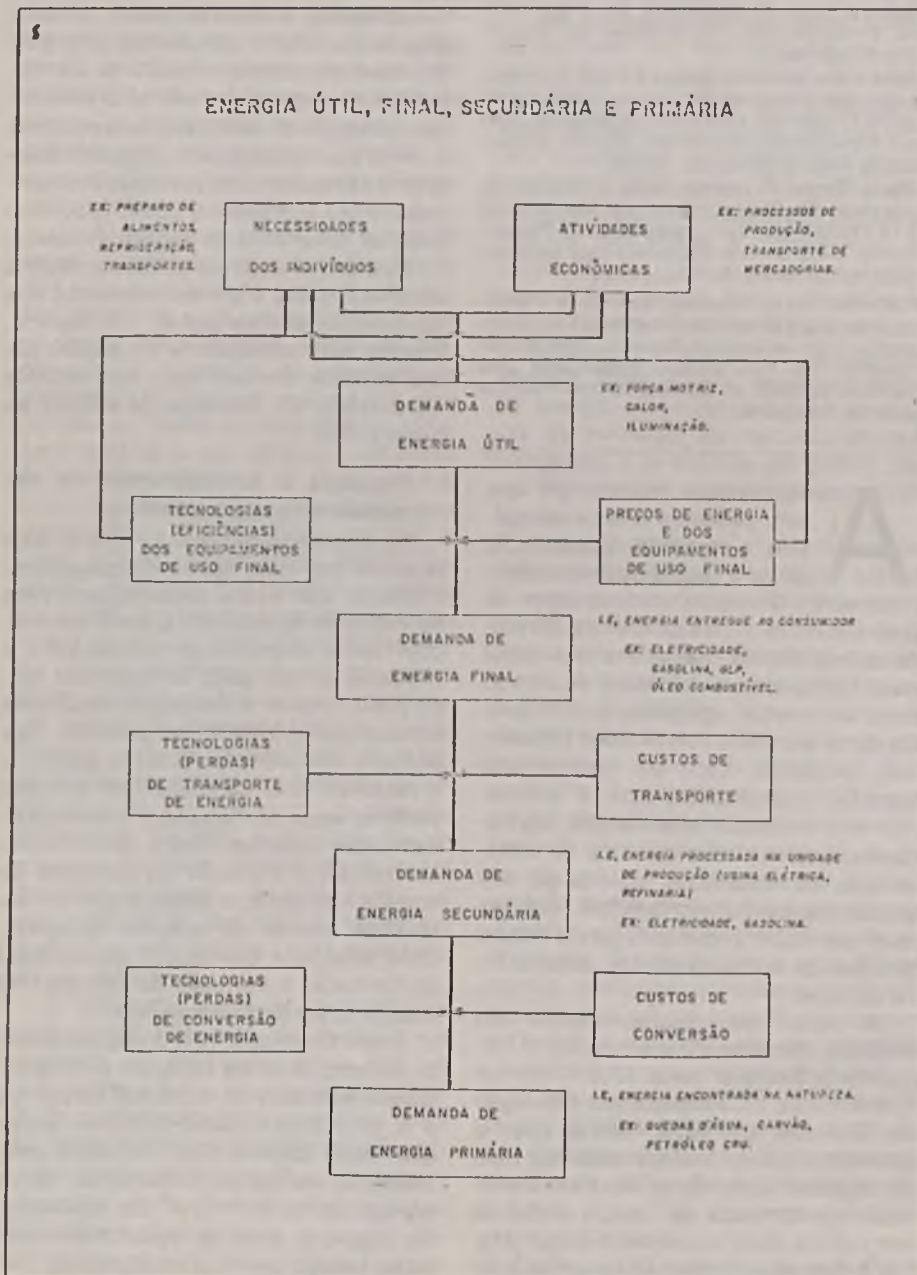
O consumo de energia final reflete, portanto, os padrões de vida, a atividade econômica e as características tecnológicas dos equipamentos e processos de conversão de energia que vigoram ou estão disponíveis numa sociedade. Esses fatores guardam entre si uma interdependência refletida na relação de preços entre energéticos, bens e serviços de consumo final e intermediário, entre os quais, a renda do trabalho. Em geral, esta interdependência não é, no entanto, explicitada nos modelos de energia global.

1) Estrutura dos modelos

Para simular a evolução da demanda de energia global no longo prazo, o consumo de energia do país ou região é desagregado por setor econômico (agricultura, indústria básica e não básica, serviços, transportes, residencial e, eventualmente, subdivisões destes). Dentro destes "módulos", são habitualmente feitas desagregações por tipo de uso (usos térmicos, força motriz, usos específicos de eletricidade, etc.), por tipo de equipamento (máquinas industriais, meios de transporte, etc.) e forma de energia. Poderá ser pertinente especificar segmentos de demanda em função ainda de sua localização (urbana, rural, regional) e classe de renda. O Quadro 1 apresenta um tipo de desagregação dos setores de consumo e usos de energia, com subdivisões que refletem, ora um, ora outro tipo de detalhamento dentro os mencionados acima.

Dentro de um setor, as diferentes combinações entre, por exemplo, tipo de uso, equipamento e forma de energia, desde que tenham sentido prático, constituem "segmentos de consumo" ou elementos mínimos segundo os quais a demanda poderá ser calculada. Os modelos contabilizam, através de relações aritméticas simples, o consumo energético em segmentos específicos (coação no setor residencial atendida por eletricidade, geração de vapor na indústria básica atendida por combustíveis líquidos,

FIGURA 1



dos, etc.) em função de seus principais determinantes. De modo geral, a demanda é especificada como:

$$CE = A \times IE \times PE \times E \quad (1)$$

onde:

CE = consumo de energia final

A = indicador de atividade

IE = coeficiente de intensidade energética, final ou útil, conforme o segmento

PE = participação de cada forma de energia no atendimento das demandas não específicas ou cativas (especificadas em energia útil)

E = eficiência do processo de transformação de energia final em útil.

Uma vez que a demanda de energia num setor, como indicado acima, deriva dos "serviços" desenvolvidos no âmbito daquele setor, sejam de produção (atividades econômicas) ou de consumo (necessidades de indivíduos e famílias), a avaliação da demanda de energia requer o prévio dimensionamento de um indicador de atividade ou dos serviços do setor, expresso em termos físicos ou financeiros (população ou domicílios, valor adicionado ou volume de produção de bens e serviços). O Quadro 2 apresenta indicadores de atividades que poderão ser utilizados por setor de consumo num modelo de energia global que tenha a desagregação setorial mostrada no Quadro 1.

Para o transporte de passageiros, a demanda total, no exemplo, poderá ser desagregada por tipo de percurso (urbano/interurbano) e por modo ou tipo de equipamento (individual, coletivo: ônibus, trem, avião), através de participações dos passageiros.kms a serem transportados. Para o transporte de carga, neste exemplo, desagrega-se apenas por modo. Em ambos os casos, o indicador de atividade é dimensionado utilizando-se uma abordagem pelo lado da demanda pela atividade ou serviço de transportes, ou seja, envolve uma avaliação direta das necessidades de deslocamento (pass.km e ton.km) características de indivíduos e atividades em distintos cenários. Alternativamente, poderá ser adotada uma abordagem pelo lado da oferta dos serviços de transportes. Neste caso, o indicador de atividades é dimensionado através da disponibilidade de equipamentos utilizados no atendimento da demanda por estes serviços, ou seja, através da avaliação da frota de

QUADRO 1

MODELOS DE ENERGIA GLOBAL		
DESAGREGAÇÃO SETORIAL E TIPOS DE USO DE ENERGIA		
EXEMPLO		
SETOR DE CONSUMO	USO DE ENERGIA	
Agricultura	usos específicos:	combustíveis motores combustíveis fósseis eletricidade
Indústria (básica e não básica)	usos específicos:	combustíveis motores combustíveis fósseis eletricidade
	usos térmicos:	fornos e aquecimento direto vapor e água quente coque para siderurgia consumo não energético
Serviços	usos específicos:	eletricidade ar condicionado
	usos térmicos	
Residencial	usos específicos:	eletricidade ar condicionado
	cozimento água quente	
Transporte de carga	combustível motor:	caminhão trem diesel barco duto
	carvão: eletricidade:	trem a vapor trem elétrico
Transporte de passageiros	combustível motor:	carro ônibus avião trem diesel
	carvão: eletricidade:	trem a vapor trem elétrico

QUADRO 2

MODELOS DE ENERGIA GLOBAL			
INDICADORES DE ATIVIDADE			
EXEMPLO			
Setor de Consumo	Indicador	Unidade	Determinação do Indicador
Agricultura	Produto setorial	US\$	PIB x % setorial
Indústria	Produto setorial	US\$	PIB x % setorial
Serviços	Nº de trabalhadores no setor serviços	—	Pop. x PEA/Pop x PEAss\$PEA*
	Nº de domicílios	—	Pop. ÷ hab/dom.
Residencial			
Transporte de carga	Necessidade de transporte dos setores agricultura e indústria	tok.km	PIB (total menos serviços) x t.km/US\$
	Necessidades de transporte dos indivíduos	pass.km	Pop. x pass.km/ab

*PEA — população economicamente ativa.

veículos de cada tipo, característica dos diversos cenários.

Esta opção entre uma abordagem pelo lado da demanda ou da oferta dos serviços característicos dos setores consumidores de energia (ou ainda uma conjugação destas duas) se verifica não só com relação aos transportes, como também na análise dos demais módulos setoriais.

Alguns exemplos de coeficientes de intensidade energética estão indicados de maneira simplificada no Quadro 3. Os modelos distinguem tipicamente entre dois casos: um primeiro em que a demanda de energia só pode ser provida ou constitui mercado cativo de uma única forma de energia (combustíveis líquidos para caminhão; eletricidade para iluminação), ou ainda, casos onde, embora provida por diferentes energéticos, a distinção entre estes seja pouco importante em termos do tipo de análise que o modelo se propõe a fazer; e um segundo em que várias energias concorrem no atendimento da demanda (usos térmicos na indústria, nos serviços e no setor residencial; participação dos diversos combustíveis líquidos no atendimento à demanda no setor transportes) devendo, portanto, a análise distinguir entre elas.

No primeiro caso, a demanda é especificada em termos de energia final e o cálculo da demanda se reduz a $A \times IE$ em (1), uma vez que a participação PE assume valor unitário e a relação que expressa a eficiência média do processo de conversão da energia final em útil pode ser incorporada no cálculo do coeficiente de intensidade energética. Já no caso em que ocorre competição entre energéticos, o coeficiente de intensidade energética é dado em termos de energia útil, requerendo-se a seqüência integral de cálculo indicada em (1), para que se estabeleça a participação e eficiência de cada tipo de energia. Para estes casos, é, em geral, admitido o atendimento da demanda de energia útil através de eletricidade, diversos combustíveis fósseis, energia solar e combustíveis não comerciais, etc., conforme o segmento de consumo e o tipo de ênfase do modelo.

A equação (1) mostra, portanto, que a demanda de energia pode ser expressa em termos de energia útil ou final. É, em geral, expressa desta última forma quando o mercado ou é cativo ou quando a competição entre energéticos não é significativa. Caso contrário, especifica-se a demanda em termos úteis. As necessidades de energia são então particionadas pelas diversas formas de energia atra-

vés de PE e transformadas em energia final através de uma relação de rendimentos que expressa a eficiência do processo típico de transformação associado a cada energia no segmento de consumo em questão.

A análise da competição entre energéticos, e a conseqüente divisão do atendimento da demanda de energia útil, poderá ser feita de diversas formas que estão diretamente associadas ao tipo de desagregação adotada e à hierarquização observada nesta desagregação, sobretudo no tocante à incorporação dos equipamentos à análise. Assim, por exemplo, se os equipamentos são definidos tendo em vista já o tipo de energia que utilizam (carro a álcool, caminhão diesel, etc.), o coeficiente de intensidade energética, ou consumo específico, será dado diretamente em termos de energia final para o carro a álcool, caminhão diesel, etc. Neste caso, a competição entre energéticos está subordinada a uma prévia análise da competição entre tipos de equipamentos.

No entanto, os equipamentos poderão ser definidos independente da energia a ser utilizada. Neste caso, o coeficiente deverá ser dado em termos de energia útil, ou seja, será especificado em termos da forma de energia de uso

QUADRO 3

MODELOS DE ENERGIA GLOBAL
COEFICIENTES DE INTENSIDADE ENERGÉTICA
EXEMPLOS

SETOR DE CONSUMO	TIPO DE USO	COEFICIENTE	UNIDADE	DETERMINAÇÃO DO COEFICIENTE
Agricultura	combustível motor	intensidade do consumo de combustível motor, por unidade de produto	kWh/US\$ (energia final)	—
Indústria	vapor e água quente	intensidade do consumo de energia na produção de vapor e água quente na indústria, por unidade de produto	kWh/US\$ (energia útil)	intensidade do consumo de energia na produção de calor industrial (kWh/US\$) x % do vapor e água quente na demanda por calor industrial
Serviços	eletricidade específica	intensidade do consumo de eletricidade, por trabalhador	kWh/trab. (energia final)	—
Residencial	água quente	intensidade do consumo de energia, por domicílio	kWh/dom. (energia útil)	% dos domicílios servidos x intensidade do consumo de energia no aquecimento de água (kWh/dom.)
Transporte de carga	combustível motor em caminhões	intensidade do consumo de combustíveis líquidos, por t.km. transportado em cam.	kWh/t.km (energia final)	—
Transporte de passageiros	combustível motor em ônibus urbanos	intensidade do consumo de combustíveis líquidos por pass. km transportado em ônibus	kWh/pass.km (energia final)	—

preponderante naquele tipo de equipamento, sendo esta então tratada como uma energia de referência (nos dois exemplos acima, a gasolina e o próprio diesel). Assim, para se chegar ao consumo final, definido inclusive por forma de energia utilizada, será necessário particionar o consumo do segmento, contabilizado em termos da forma de energia de referência, levando-se em conta a relação de rendimentos entre a energia de referência e aquela efetivamente característica do segmento.

2) Funcionamento dos modelos

A maioria dos modelos de energia global requer a entrada de conjuntos de 150 a 300 dados para cada ano a ser analisado. Um conjunto descreve o ano base e os demais traduzem os cenários considerados para os anos intermediários e final. Por hipótese, para um estudo com horizonte de 30 anos, poderá ser adotada uma abertura decenal ou quinquenal. Como unidades contábeis mais freqüentes são utilizados valores monetários constantes e valores de energia expressos na unidade característica de uma única forma de energia tomada como referência, por exemplo, MWh ou tEP.

Os modelos fornecem, como resultado, quadros contendo, nos anos especificados, o consumo de energia final por setor de consumo e tipo de energia, além de outros indicadores de suporte à análise destes resultados, tais como o consumo de energia útil em usos sujeitos à competição entre energéticos ou os coeficientes de intensidade energética por setor e tipo de energia.

Na especificação dos cenários para o ano final, pode-se proceder da seguinte maneira. Identificam-se inicialmente quais os parâmetros mais influentes, ou seja, aqueles que explicam parcelas significativas da demanda no ano base. Com isto consegue-se separar um menor número de variáveis que merecem um cuidado especial na projeção.

Em seguida, preparam-se cenários de referência para o ano final e os intermediários. São novamente examinados, de início, os parâmetros mais significativos. Tendo em vista uma relativa inércia dos sistemas sócio-econômicos, a maior parte deste coincide com os identificados no ano inicial. Deverá ser destacado, no entanto, um conjunto adicional de parâmetros que apresentam uma participação crescente de usos tradicionais, cujo processo de penetração ainda se

encontra em fase inicial (como o condicionamento de ambientes) ou usos emergentes de energia (como a energia solar). Estes parâmetros também requererão mais estudo na preparação dos cenários, em especial quanto à sua evolução ao longo do período.

Num terceiro momento, são construídos cenários alternativos para o crescimento da demanda, mediante a variação de hipóteses quanto à evolução dos principais parâmetros e outros a eles associados diretamente (como nos casos em que a penetração de determinada energia é dada através de participações). Dentre os parâmetros principais, deverão ser revistos aqueles que tendem a ter variação significativa durante o período (como o produto ou a população) ou, por outra, aqueles que, embora mais estáveis, apresentem forte repercussão sobre a estimativa da demanda (como as participações da indústria básica e não básica no PIB), por se vincularem a segmentos de elevada intensidade de consumo unitário.

O resultado deste modelo poderá ter algumas parcelas de demanda especificadas em energia útil, sendo utilizado por um modelo de oferta que forneceria as alternativas de atendimento do mercado de energia e identificaria elementos como o investimento necessário, possibilitando um processo interativo de análise com o modelo de demanda e os cenários macroeconômicos em que este se baseia.

Não sendo utilizado um modelo de oferta, convém que se faça uma estimativa do investimento requerido para preparar o setor energético para atender à demanda prevista, acrescido do custo da eventual importação de energia. Este montante deverá ser compatível com as hipóteses de crescimento econômico assumidas pelo cenário. Se os dispêndios associados à provisão de energia são considerados excessivos para o tipo de crescimento econômico suposto, o cenário deverá ser reescrito. Neste caso, o crescimento do PIB deverá ser mais lento e/ou a economia deverá ser menos intensiva energeticamente, o que significa, por sua vez, uma redefinição da estrutura setorial de produção ou a suposição de um aumento de eficiência energética.

Este tipo de ajuste na definição dos cenários alternativos aponta na direção de medidas ou que deveriam ser objeto de formulação de políticas energéticas, mediante alocação de recursos ou regulamentação do consumo ou produção, ou que, embora fora do âmbito da ação do setor energético, deverão condicionar

fortemente as possibilidades de atendimento da demanda e, portanto, deverão ser discutidas e acompanhadas com especial interesse pelo setor.

Vantagens e limitações dos modelos de previsão da demanda de energia global

Os modelos de energia global podem ser caracterizados como planos de contas detalhados da demanda de energia, em geral adotando um enfoque hierárquico no tratamento dos parâmetros utilizados. Tal abordagem metodológica domina a grande maioria dos modelos mais recentes e parece ser a mais adequada a um tratamento analítico do problema da previsão de demanda num contexto de potencial mudança dos determinantes estruturais do consumo e de incerteza quanto à oferta de fontes energéticas e à evolução da atividade econômica em geral.

É importante salientar, no entanto, que este tipo de modelo abarca apenas parcialmente a formalização da previsão da demanda de energia, uma vez que freqüentemente trata os indicadores (ou os fatores determinantes destes) como parâmetros a serem definidos exogenamente para cada setor. Grande parte da dificuldade da projeção da demanda de energia consiste precisamente na definição de uma abordagem adequada para a projeção destes indicadores ou seus determinantes, cada um dos quais requer considerações metodológicas específicas. A ausência de um tratamento formalizado dentro de um modelo para essa projeção faz com que o estudo de cada setor vá requerer do usuário um esforço de desenvolvimento metodológico extremamente elevado, o que não é de início aparente na leitura de um modelo contábil genérico:

Por outro lado, possivelmente uma grande parte da generalidade mínima que se pode alcançar num modelo de demanda deste tipo provém dessa não automatização da projeção dos parâmetros. Esta etapa é fortemente dependente dos dados primários que se tenha disponíveis, assim como das características estruturais do país ou região. Enquanto que para a organização contábil da demanda se pode pretender algum nível de generalidade, para a projeção dos parâmetros isto se torna mais difícil.

Embora os modelos de energia global facilitem o reconhecimento da multiplicidade de fatores que, em maior ou menor grau, determinam a demanda futura de energia, atenção explícita é dada so-

bretudo a fatores tecnológicos e, até certo ponto, econômicos. Assim, os modelos não incorporam diretamente variáveis de ordem político-institucional ou variáveis econômicas, como distribuição de renda e preços. Qualquer análise que, explicitamente, incorpore este tipo de variável deverá ser feita em paralelo aos modelos propriamente ditos, quando da formulação dos cenários.

No tocante a variáveis de ordem econômica, isto significa que um esforço de coerência grande, e facilmente omitido, deve ser desenvolvido na estimativa de indicadores de produção, de intensidade energética, de penetração de tipos de tecnologia e formas de energia final, de modo a traduzir e buscar consistência, não só quanto a estilos de crescimento e organização da produção, mas também quanto à influência do fator preços na competição entre energéticos.

É desejável, portanto, que esteja associado ao modelo de previsão da demanda um modelo macroeconômico de longo prazo que identifique um conjunto de parâmetros que expressem as principais articulações entre o setor energético e os demais setores da economia e que vão além, meramente, dos parâmetros de produção normalmente utilizados como indicadores de atividade. Um modelo macroeconômico, aliás, poderia informar ou permitir a avaliação dos resultados não só da análise feita para a demanda como também da oferta de energia. Por isso deveria ser visto como componente essencial de um sistema de modelos de planejamento energético.

Por outro lado, a descrição dos processos tecnológicos de consumo de energia é, em geral, ainda bastante agregada. O fato de não ser contabilizado o estoque de capital envolvido em cada processo de consumo em alguns setores, como, por exemplo, o industrial, limita a análise das possibilidades de substituição e torna difícil distinguir entre a substituição entre energéticos alternativos numa mesma tecnologia de consumo, sem alterações do processo de produção e aquela em que ocorrem mudanças de tecnologia de consumo, envolvendo efetivamente alterações no processo produtivo. Para os segmentos de consumo em que as possibilidades de substituição são significativas, uma explicitação dos estoques de cada tipo de equipamento e, em particular, da parcela renovada a cada período, permitiria uma melhor aproximação da parcela de substituição de energia que poderá ser

atingida e das condições para que esta seja alcançada.

Apesar de haver diversas alternativas para realizar-se a previsão de demanda, de ser conveniente muitas vezes a utilização de mais de uma forma de estimativa e das diferenças significativas que existem entre países desenvolvidos e subdesenvolvidos, países de clima frio e quente, etc., as versões existentes dos modelos globais de energia são programados de maneira bastante rígida, não permitindo ao usuário uma redefinição, mesmo que parcial, da setorização. Não obstante as dificuldades, algum nível de generalidade pode e deve ser introduzido num modelo de demanda. A formulação, embora voltada a um tipo básico de estruturação do consumo, deve ser capaz de permitir, dentro destes limites, o máximo de flexibilidade ao usuário.

Numa linha de eventual aprimoramento via redefinição dos modelos hoje disponíveis, convém considerar a possibilidade de se adotar uma formulação que se componha de uma série de "metologias de projeção" alternativas, cabendo ao usuário escolher as equações mais adequadas ao estudo específico que tiver em pauta. Esta filosofia se fundamenta na verificação de que a previsão de demanda não deve ser encarada de maneira mecânica: um sistema aberto que permita ao usuário testar diferentes hipóteses pode propiciar uma melhor interação entre o conhecimento armazenado e automatizado pelo modelo e a "expertise" do usuário. As relações que não fossem utilizadas para a estimativa de demanda seriam sempre calculadas como controle dos resultados do modelo, buscando quer uma verificação das projeções básicas, quer a sua coerência com o cenário econômico e/ou energético preconizado.

Seria desejável ainda que fosse garantida flexibilidade no tocante à escolha dos setores consumidores a serem estudados, à escolha de formas de energia utilizadas e à possibilidade de entrar ou não com todos os parâmetros nos anos intermediários. Caso não houvesse conveniência de se entrar com estes valores, o modelo poderia interpolá-lo segundo critérios que o usuário escolheria.

Usualmente, os estudos de longo prazo constituem subsídio ao planejamento energético. Conseqüentemente, o modelo deverá não só produzir previsões, como também permitir a análise dos efeitos de diferentes políticas energéticas e estratégias de desenvolvimento econômico, indicando tão claramente quan-

to possível qual seu impacto. A identificação explícita de variáveis "políticas" permite, aliás, destacar que a evolução futura do sistema energético é passível de ser influenciada por ações correntes, ou mesmo, depende fundamentalmente de decisões tomadas no presente. No caso específico da demanda, isto significa o reconhecimento de que sua evolução pode, até certo ponto, ser orientada em direção a uma configuração desejada. Este tipo de pressuposto na formulação dos planos de desenvolvimento setorial é especialmente importante num quadro de escassez de recursos.

Já se disse que a técnica de elaboração de cenários substitui relações econômicas duvidosas por opiniões duvidosas. Os modelos de simulação que utilizam esta técnica envolvem a formulação de hipóteses sobre o futuro de forma não extrapolativa, não determinística. Para derivação de valores futuros dos parâmetros do modelo são válidos numerosos métodos como, de fato, a avaliação subjetiva de técnicos em áreas diversas, mas também a inferência a partir, por exemplo, de resultados de levantamentos de campo, a dedução a partir de modelos analíticos, etc. Por outro lado, o reconhecimento das limitações inerentes às técnicas clássicas de previsão da demanda não implicam em sua rejeição, uma vez que complementam a elaboração de cenários, fornecendo indicadores parciais para sua construção. O que se percebe é que, pelo fato dos modelos de energia global serem abrangentes e desagregados, tendem a tornar mais transparentes as premissas utilizadas na previsão da demanda, mesmo reconhecendo-se, como mencionado acima, que a estimativa de um grande número de indicadores é feita fora do modelo propriamente dito. Permitem, portanto, que se lide com incertezas de forma mais explícita.

A transformação dos mercados de energia, desde a década de 70, tem ocasionado uma forte interdependência na delimitação efetiva destes mercados, que deverá encontrar tradução nos estudos de planejamento do setor energético. Isto implica num questionamento quanto ao atual significado dos tradicionais determinantes do comportamento da demanda e na identificação de determinantes que deverão ter expressão daqui para a frente. Em outros termos, para que se formule previsões da evolução da demanda relevantes aos estudos de planejamento dos sistemas energéticos ho-

je, torna-se necessário que se procure um melhor entendimento das relações que vigoram entre os diversos sistemas de suprimento e consumo de energia, tendo em vista a delimitação, se possível, não só eficiente, mas equitativa, do mercado de cada forma de energia, associada à identificação clara de um conjunto de instrumentos de política energética. A despeito das limitações e tendo em vista as possibilidades de aprimoramento apontadas acima, os modelos de energia global e a utilização da técnica de formulação de cenários parece constituir a abordagem, no momento, mais favorável a que se alcance este objetivo.

Comentário final

Os modelos de energia global procuram apontar para a relação multidimensional entre a evolução da demanda de energia e a dos sistemas sócio-econômicos. Enquanto instrumentos de previsão tornam bastante claro que a qualidade dos resultados é consequência direta da qualidade da descrição do sistema sócio-econômico subjacente. Neste objetivo, permitem avaliar o impacto de perturbações (como aumentos bruscos de preços de energia, cortes de fornecimento, inovação tecnológica), que não são usualmente tratadas nas análises de natureza tendencial.

Mais do que isto, no entanto, permitem um melhor entendimento da estrutura e inter-relação entre os componentes dos sistemas energéticos, ajudando a percepção de áreas de desconhecimento ou incerteza nos estudos de demanda e, dentre estas, as que merecem mais atenção, estudo e pesquisa.

A abordagem metodológica exposta parece ser especialmente relevante como ferramenta auxiliar de planejamento energético, uma vez que procura expressar, em termos de demanda, o efeito de políticas sociais, econômicas e tecnológicas e explorar modalidades alternativas de suprimento energético. Pela sua abrangência, propicia a identificação de possíveis contradições e inconsistências que podem resultar destas políticas, facilitando uma tomada de decisões fundamentada no campo energético.

Na sua utilização, no caso brasileiro, os modelos de energia global podem e devem ser reformulados para retratar de maneira mais adequada as condições em que a demanda de energia é determinada. Cabe considerar, sobretudo, a introdução de flexibilidade quanto à es-

pecificação dos setores de consumo e formas de energia a estudar e quanto a alternativas a serem adotadas para o cálculo da demanda. Como instrumentos de planejamento dos sistemas de suprimento energético, os modelos de demanda deverão não só estar associados a modelos de análise da oferta de energia, como também a modelos de crescimento econômico no longo prazo.

BIBLIOGRAFIA

1. BASILE, P.S. (1980), *The IIASA Set of Energy Models: Its Design and Application*. Luxemburg, Austria.
 2. CHATEAU, B., e B. LAPILLONE (1977), *La prevision a long terme de la Demande d'Énergie — Propositions Methodologiques*. Paris: CNRS-IEJE.
 3. GIROD, J. (1977), *La Demande d'Énergie: Methodes et Techniques de Modelisation*. Paris: CNRS-IEJE.
 4. IAEA (1983), *Model for analysis of the energy demand (MAED) — User's Manual*. Viena, Austria.
 5. MIGUEZ, J.D.G., R.N.S. VALLE e R.F. PIMENTEL (1982), "Proposta de Desenvolvimento de um Sistema de Modelos para o Planejamento Energético Nacional", em SETEC/MME, Relatório Final do Grupo de Análise de Metodologia de Balanço Energético e de Modelos de Planejamento Energético.
 6. SANTOS, J.A.V., M.T.F. SERRA, R.P. SILVA e R.F. PIMENTEL (1983), *Proposta Preliminar de um Modelo de Demanda Global de Energia: Setores Residencial e Transportes*, Relatório apresentado no Seminário de Modelos de Demanda promovido pela OLADE, Quito, Equador, Novembro 1983.
 7. SERRA, M.T.F., e J.A.V. SANTOS (1985), *Brazil: Energy Demand in 2010*, Relatório preparado para IAEA, Viena, Austria.
 8. STANCESCU, I.D. (1985), *Energy and Nuclear Power Planning in Developing Countries*. IAEA, Viena, Austria.
-

Expansão e racionalização do consumo de energia elétrica

PIETRO ERBER

Assistente da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS. Engenheiro, foi chefe do Departamento de Mercado da ELETROBRÁS.

Este artigo enfoca as perspectivas de expansão do uso da energia elétrica, tendo em vista os fatores relevantes do crescimento de sua demanda, em particular os macroeconômicos e sociais. Procura também discutir as condições que poderão propiciar e os possíveis efeitos da substituição de derivados de petróleo e a conservação, bem como os possíveis efeitos dessas medidas sobre a demanda de energia elétrica. (*)

Histórico

A utilização da energia elétrica progrediu-se, a partir do final do século passado, atingindo gradualmente a maioria das atividades da sociedade moderna.

Esse desenvolvimento das aplicações da eletricidade compreende duas áreas, caracterizadas pelas potências elétricas (e intensidades de corrente) envolvidas:

- a das grandes potências, requeridas quando se exige força motriz, calor ou efeitos específicos da eletricidade, como a eletrólise;

(*) O autor agradece as sugestões recebidas de Maria Teresa F. Serra, incorporadas ao presente texto.

- a das pequenas potências, como no caso das telecomunicações, da eletromedicina, da informática, etc.

Do ponto de vista energético, a primeira dessas categorias é que é significativa e a que será enfocada mais amplamente, a seguir.

A difusão do uso desse vetor energético deve-se, de um lado, à sua extrema versatilidade, tanto em termos da diversidade de suas fontes, quanto de uso final. Assim, de um lado, a energia elétrica apresenta, para o país, importante vantagem econômica e estratégica e, de outro, traz para o usuário vantagens como a controlabilidade, divisibilidade, poluição e armazenamento nulos, confiabilidade de suprimento e segurança na utilização relativamente elevadas, em relação às demais modalidades de energia.

Desde o início do processo de expansão de seu emprego, que iniciou há cerca de cem anos, a energia elétrica, assim como o petróleo, vem competindo, com sucesso, com outras modalidades de energia, principalmente a nível de uso final, em virtude de suas características, apontadas acima. Combustíveis tradicionais, tais como o carvão e a lenha, foram deslocados (da locomotiva, por exemplo), passando a ser utilizados na geração da própria energia elétrica, ou foram substituídos, mediante o emprego desse vetor, pela energia hidráulica, que até

então só era aproveitada quando situada junto ao ponto de utilização, sob forma de energia mecânica.

Além de substituições tais como as acima exemplificadas, a eletricidade substitui mão-de-obra com o uso de ampla gama de aparelhos eletrodomésticos cuja potência individual não é significativa em termos energéticos, para o país, mas que, pela sua multiplicidade representa parte ponderável da demanda global dessa energia. O mesmo se dá com os aparelhos de iluminação.

Finalmente, além da substituição de combustíveis e de mão-de-obra, a energia elétrica deve sua expansão a inovações tecnológicas que, aproveitando características específicas da eletricidade, viabilizaram a oferta de produtos e serviços totalmente novos.

Em 1983 o Brasil consumiu 141 TWh e produziu 162 TWh, os quais correspondem a 35% da energia colocada no mercado, equivalente a 134 milhões de toneladas de petróleo conforme (9). No Quadro 1, a seguir, compara-se a evolução do Brasil com outras regiões, no tocante à participação da energia elétrica no balanço energético global.

Observa-se que somente após a 2ª guerra mundial a energia elétrica adquiriu uma participação realmente significativa no balanço energético mundial. No Brasil, seja pela estrutura de produção, pela relativa vantagem oferecida pela

QUADRO 1

ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL E % DESTINADA A PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

ESPECIFICAÇÃO	1928	1950	1960	1970	1980	1983	1990	2000
Energia Primária 10⁶tEP								
Países Industrializados	—	—	—	—	—	4.419	4.982	6.076
Países em Desenvolvimento	—	—	—	—	—	2.147	3.198	4.454
Brasil	—	15	28	60	140	152	210*	345*
Mundo	—	1.900	3.300	5.000	6.700	6.566	8.180	10.530
B/M (%)	—	0,8	0,9	1,1	2,1	2,3	2,6*	3,3*
% E.P. para Produção de Energia Elétrica								
Países Industrializados	—	13	21	26	29	32	37	40
Países em Desenvolvimento	—	11	15	19	15	19	21	27
Brasil	—	17	24	23	29	31	38*	41*
Mundo	6	13	18	23	25	28	32	36
B/M (%)	—	1,0	1,1	1,5	2,4	2,6	3,0*	3,7*

* Valores estimados pelo autor

Demais valores obtidos a partir de: (9), (5), (8) e SIESE/MME.

disponibilidade de fontes hidrelétricas ou por pequenas diferenças de critérios de conversão, a parcela de energia primária destinada a energia elétrica é semelhante à dos países industrializados, devendo alcançar 41% em menos de vinte anos. O Quadro 1 também indica que, em 33 anos, de 1950 a 1983, a participação do Brasil no balanço energético mundial triplicou e que o consumo de energia elétrica apresentou crescimento mais acelerado.

Pode-se afirmar que a eletricidade foi fundamental para viabilizar a sociedade moderna tanto em termos da densidade de utilização de energia quanto pela dependência que essa sociedade apresenta em relação aos meios de comunicação que, por sua vez, requerem energia elétrica, embora em pequena monta, para seu funcionamento. Tão ou mais importante para essa sociedade, por dizer respeito a sua preservação, é o efeito positivo do uso crescente da energia elétrica sobre a eficiência energética global, seja pelas economias de escala que permite, seja pela elevada eficiência obtida em sua utilização final, pelo mercado.

Observa-se (8) que, de 1960 a 1975, o aumento da participação da energia elétrica no consumo global de energia dos países mais desenvolvidos foi significativa. Nesse mesmo período observa-se que as relações dos crescimentos das demandas global e de energia elétrica para os crescimentos da economia dos respectivos países (PIB) apresenta uma correlação inversa, ou seja, aqueles em que a energia elétrica teve maior crescimento apresentam, proporcionalmente, menores crescimentos dos requisitos globais de energia, denotando a substituição de um componente menos eficiente por outro, mais eficiente, nos balanços energéticos.

Perspectivas de evolução do consumo de energia elétrica.

A evolução da demanda de energia elétrica é função da interação dos seguintes fatores, dentre os mais relevantes:

- a evolução sócio-econômica, compreendendo o crescimento populacional, a urbanização e o desenvolvimento econômico, destacando-se aí a renda per capita e a distribuição da renda;
- a estrutura de produção, os processos tecnológicos, os hábitos de vida e condições ambientais;
- as possibilidades de substituição de outras modalidades de energia,

pela energia elétrica, onde intervem principalmente os custos unitários de utilização dessas energias e as eficiências com as quais são utilizadas;

- as perspectivas de conservação, em vista das tecnologias em uso e dos estímulos praticáveis, seja via preços, impostos, incentivos financeiros e outros meios destinados a induzir alterações tecnológicas.

Em países em vias de desenvolvimento, os fatores mais importantes do cres-

seguintes, a substituição de modalidades de energia empregadas com baixa eficiência (a lenha, principalmente), por outras, de maior eficiência, tais como derivados de petróleo e eletricidade, além da expansão do emprego desta pela modificação da estrutura do mercado, contribuiriam significativamente para um maior crescimento da energia elétrica.

Na década de 80 a elevada elasticidade de energia global deve-se à relativa perda da importância do processo de

QUADRO 2

BRASIL					
Ano	Pop. Total		Pop. Urbana		Urbanização
	10 ⁶ hab.	%	10 ⁶ hab.	%	%
1970	94	-	52	-	56
1980	120	2,5	81	4,5	68
1990	152	2,4	116	3,7	76
2000	188	2,1	150	2,6	80
2010	224	1,8	186	2,2	83

cimento do consumo de energia elétrica são, provavelmente, o crescimento da população urbana, a evolução da produção industrial, ambos acompanhados por um processo secular de substituição de combustíveis por energia elétrica, que se diferencia daquele mais recente, induzido por alterações bruscas nas relações entre preços da energia elétrica e dos combustíveis.

A perspectiva de evolução da população brasileira, conforme (5), é a seguinte:

Estima-se que a economia brasileira, por sua vez, venha a crescer conforme indicado no Quadro 3 a seguir, segundo estudos adotados atualmente pelo Setor Elétrico para a previsão de sua demanda (5).

Avaliações do efeito da composição dessas variáveis, ou seja, resultados de estudos de previsão da demanda, também apresentados no Quadro 3, indicam que o consumo global de energia elétrica poderá expandir-se de 5 a 6 vezes entre 1980 e 2010. Nesse mesmo período os requisitos globais de energia primária poderão aumentar de 3 a 4 vezes.

No Quadro 3 observa-se que, exceto na década de 60, o crescimento dos requisitos de energia global foi menor do que dos de energia elétrica. Naquela década, o recente advento da indústria automobilística, e restrições remanescentes da oferta de energia elétrica foram fatores relevantes para acarretar um crescimento dos requisitos de eletricidade inferior ao da energia global. Nas décadas

substituição acima referido, à expansão da produção de álcool e produção de bagaço e ao crescimento da eletricidade que, embora modesto em termos históricos, apresenta elasticidade de 2, 3 em relação ao do PIB, sendo devido à expansão de indústrias grandes consumidoras de energia elétrica e ao aumento da taxa de atendimento ou seja, da parcela da população atendida. A partir da década de 80, a elevada e crescente participação da energia elétrica no balanço energético e o fato da mesma ainda ser predominantemente de origem hídrica (embora em proporções decrescentes perto do final do período em estudo) contribui para a baixa elasticidade indicada.

Também se prevê, no período em estudo, sensíveis esforços de conservação, seja de combustíveis, seja de eletricidade. Devido à expansão e à alteração da estrutura do mercado de energia elétrica previstas para os próximos anos, acredita-se que resultados decorrentes de um programa de conservação somente serão aparentes, influndo significativamente no crescimento global da demanda, por volta do ano 2000, conforme se depreende da redução da elasticidade na década de 90. Após 2000 a elasticidade aumentaria então ligeiramente, indicando uma expansão do papel da eletricidade, no balanço global, já não mais atenuada pelo efeito do processo de implantação de medidas de conservação como na década de 90. O crescimento tenderia a reassumir

QUADRO 3

BRASIL											
ANO	PIB		ENERGIA GLOBAL(1)			ENERG. ELÉTRICA(2)			EG/PIB	EE/PIB	EE/EG
	US\$ 10 ⁹	Δ%	10 ⁶ tEP	%	ε PIB	TWh	Δ%	ε PIB	tEP/10 ⁶ US\$	MWh/10 ⁶ US\$	%
1960	61	—	28	—	—	23	—	—	459	377	24
1970	110	6,1	60	7,9	1,30	47	7,4	1,21	545	427	23
1980	250	8,6	140	8,8	1,03	140	11,5	1,34	560	560	29
1990	336	3,0	210*	4,1	1,38	272	6,9	2,30	625	810	38
2000	603	6,0	345*	5,1	0,85	482	5,9	0,98	572	800	41
2010	936	4,5	500*	3,8	0,85	772*	4,8	1,07	535	825	45

NOTAS: PIB estimado admitindo taxas 1985/2010 conforme estudos do Setor Elétrico, tomando-se por base o valor da FGV para 1984. Demais valores históricos, da FGV. Valores em US\$ de 1980.

Energia Elétrica: valores históricos do SIESE/MME, valores 1990 e 2000 derivados de (5), valor de 2000 estimado pelo autor.

*Estimativa do autor.

Σ PIB é a elasticidade em relação ao PIB.

(1) Energia Primária

(2) Produzida (inclusive perdas).

sua "tendência natural", porém em nível inferior ao que seria verificado sem o esforço de conservação.

As previsões de demanda de energia global apresentadas no Quadro 3 são compatíveis com aquelas apresentadas

pela Conferência Mundial de Energia (4), conforme o Quadro 4, a seguir, que indica os valores médios deduzidos daqueles referentes aos dois cenários concebidos pela CME em seu estudo.

Os valores médios da elasticidade da energia global em relação ao PIB apresentados pelo IIASA (7), comparados no Quadro 5 com os previstos para o Brasil também indicam que estes são razoáveis, embora também sugiram que, na última década, tenham sido conservadores.

A participação da energia elétrica no balanço energético brasileiro também aumenta, de forma semelhante a outras regiões, conforme o Quadro 1. Em 2000 essa participação já supera os 40% do balanço global, marca essa já alcançada pela Suécia, Noruega e Islândia em 1973. Entretanto, as elasticidades de seu crescimento em relação ao PIB são relativamente baixas, tendo em vista que, além da conservação, de efeito negativo sobre o crescimento, há significativo potencial de substituição a ser levado em conta, bem como a possível expansão do papel

QUADRO 4

Energia Global/PIB (1)

ANO	América Latina tEP/10 ⁶ US\$	Europa Ocidental tEP/10 ⁶ US\$	América do Norte tEP/10 ⁶ US\$	Mundo tEP/10 ⁶ US\$
1978	737	472	870	791
2000	604	393	663	647
2020	504	353	606	579

(1) Usos energéticos, exclusivamente.

QUADRO 5

Elasticidade da Energia Global em relação ao PIB

ESPECIFICAÇÃO	1950/1975	1975/2000	2000/2030
Mundo	0,99	0,69	0,92
América do Norte	1,03	0,39	0,78
América Latina	1,28	1,05	0,98
Brasil	1,15	0,97	0,85 (2000/2010)

QUADRO 6

ENERGIA ELÉTRICA E PIB

ANO	AM. NORTE		EUR. OCID.		AM. LATINA		MUNDO		BRASIL	
	MWh/10 ⁶ US\$	ε	MWh/10 ⁶ US\$	ε	MWh/10 ⁶ US\$	ε	MWh/10 ⁶ US\$	ε	MWh/10 ⁶ US\$	ε
1960	691	—	—	—	466	—	620	—	377	—
1978	1.103	1,83	617	—	620	1,24	855	1,37	540	1,31
2000	1.191	1,16	607	0,97	876	1,31	940	1,14	800	1,38

do país como supridor internacional de bens que requerem grandes quantidades de energia elétrica para sua produção. O quadro 6 indica as elasticidades da demanda de energia elétrica em relação ao PIB e os valores da relação EE/PIB, até 2000, para o Brasil e outras regiões.

Tais parâmetros das previsões dos requisitos brasileiros de energia elétrica, comparados aos de outras regiões, no quadro 6, permitem considerar que essas previsões são razoáveis, senão conservadoras, para o final do período estudado.

Racionalização energética — substituição e conservação

A racionalização energética envolve tanto a substituição quanto a conservação, mediante as quais procura-se minimizar o custo da energia a ser utilizada, como um todo, pelo país.

A produção de bens e serviços requer, de um modo geral, a mobilização de mão-de-obra e matérias primas, dentre as quais a energia (elétrica ou de combustíveis); instalações e, portanto, capital e tecnologia; e ainda a gestão desses fatores de produção, que pode afetar, significativamente, os resultados ou seja, a eficiência do processo.

A variação do custo de um ou mais fatores de produção, num processo, pode vir a requerer alterações na combinação desses fatores, no sentido de compensar aquela variação. Essa alteração pode se limitar à gestão, sem alteração das instalações e tecnologia, procurando-se operar o sistema existente com maior eficiência, menor desperdício de matéria prima, menor índice de refugo, etc. Pode também envolver alterações tecnológicas, com alterações mais ou menos amplas dos processos envolvidos, alterando coeficientes tecnológicos e/ou as matérias primas empregadas. Pode, finalmente, determinar mudança de nível de produção, em busca de novo ponto de equilíbrio entre receita e despesa.

A formulação de políticas de racionalização energética poderá contemplar medidas genéricas tais como preços e divulgação de tecnologia, bem como atuar diretamente junto aos consumidores mais expressivos, tendo em vista a concentração do uso da energia, seja a nível residencial, devida à concentração de renda, seja a nível da indústria e serviços onde, em 1980, apenas 200 estabelecimentos eram responsáveis por 39% do consumo nacional de óleo combustível, sendo semelhante a distribuição da

quele de energia elétrica. Essa concentração propicia a obtenção de resultados expressivos, em prazos relativamente curtos.

Substituição de combustíveis por energia elétrica

A substituição de combustíveis por energia elétrica ou outra modalidade de energia pode ser julgada, a nível macro, com base nas prioridades da política econômica do país, tais como o equilíbrio do balanço de pagamentos, a redução da inflação e da dependência externa, particularmente na área energética, e no desenvolvimento tecnológico, procurando-se aumentar a participação de recursos nacionais e renováveis na oferta de energia do país.

Pode ser avaliada do ponto de vista do consumidor, que, no curto prazo, pelo menos, julga o tipo de fonte energética que lhe convém usar com base nos preços desta e nos demais insumos de seus processos de produção e em fatores tais como a garantia de suprimento, a facilidade de substituição de um insumo energético por outro, sua facilidade de estocagem, a qualidade do produto final, etc. A médio e longo prazo, sua escolha poderá estar integrada numa política de maximização de lucros que contemple uma mudança do processo de produção mediante o emprego de outra tecnologia. Esta mudança será considerada sobretudo pelas condições de financiamento, além das diferenças de custos operacionais.

Apresenta-se, a seguir, algumas considerações de ordem econômica e técnica sobre a substituição em questão, enfocando seu principal campo de aplicação, que é a substituição do óleo combustível. A maior parte das substituições que envolvem os demais derivados, por serem empregados principalmente em meios de transporte (gasolina e óleo diesel) e para aquecimento e cocção (GLP), ou requerem investimentos iniciais muito pesados ou não são economicamente, ou mesmo tecnicamente, viáveis.

Vantagens e limitações da substituição do óleo combustível pela energia elétrica

Dentre as vantagens que o emprego da energia elétrica oferece, em relação aos combustíveis, destacam-se a flexibilidade e facilidade de controle das operações, o fato de não contribuir para a poluição ambiental, propiciar melhor qualidade dos produtos e menor

índice de perdas de material e energia. Neste sentido a eletricidade apresenta eficiências elevadas na medida em que seu dispêndio pode, em muitos casos, concentrar-se no espaço ou material efetivamente requerido, reduzindo assim, significativamente, seu desperdício. Permite também eliminar áreas e instalações de estocagem de combustíveis e, finalmente, na maioria das regiões atendidas pelos sistemas interligados, oferece elevada garantia de suprimento.

Parte significativa (cerca de 80%) do óleo combustível ora utilizado na indústria é tecnicamente substituível por energia elétrica: cerca de 70% é utilizado em caldeiras e fornos de aquecimento indireto, enquanto 30% é utilizado em processos diversos (fornos de aquecimento direto, força motriz). Entretanto, em virtude das características técnicas dos processos e/ou das tecnologias disponíveis, a eletricidade não pode substituir os combustíveis em processos como a fabricação do cimento e outros (que somam cerca de 20%), em que esses fornecem, além do calor, a atmosfera redutora necessária ao processamento dos materiais envolvidos.

Em geral, a energia elétrica é utilizada com eficiência elevada, enquanto os combustíveis apresentam eficiências muito variadas mas sempre mais baixas do que a da energia elétrica. Por outro lado, a eletricidade, particularmente a de origem hidráulica, é um produto eminentemente capital-intensivo. Por isso, somente a partir de determinadas relações entre custos unitários da eletricidade e dos combustíveis, associadas a diferenças de rendimento dos processos, é que se tornam nítidas as vantagens da substituição desses combustíveis pela energia elétrica.

Convém ressaltar que esses dois parâmetros, preços e rendimentos, não são suficientes para avaliar a direção do mercado de energia no tocante a essas substituições, pois outras vantagens da energia elétrica, mencionadas acima e de difícil mensuração e tradução em termos de preços, especialmente a longo prazo, poderão suplantam eventuais diferenças de custo, pelo menos do ponto de vista dos consumidores.

Além disso, é importante distinguir entre a substituição em instalações existentes, que apresenta geralmente menor flexibilidade e custos de adaptação elevados, daquela em que se considere, quando da implantação das instalações, utilizar energia elétrica onde tradicional-

mente se utilizava óleo, permitindo explorar mais facilmente as vantagens da energia elétrica, adequando processos e o próprio "lay-out" daquelas instalações.

Por fim, cabe lembrar também que, em alguns casos, outras fontes como o gás natural, o carvão, a lenha e outros derivados da biomassa constituem soluções mais econômicas do que a energia elétrica na substituição do óleo combustível.

Fatores técnico-econômicos mais relevantes na substituição

Dado que 1 tonelada de óleo combustível tem poder calorífico(9) de 10.400 Mcal e 1 MWh equivale a 860 Mcal, se ambos fossem utilizados com a mesma eficiência, seriam necessários 12,1 MWh para substituir 1 tonelada de óleo. Entretanto, como a energia elétrica é utilizada com eficiências maiores do que o óleo, as relações de substituição situam-se mais freqüentemente entre 10 MWh/t e 3 MWh/t, podendo inclusive alcançar valores inferiores a este último, embora raramente envolvendo quantidades significativas de energia. Considerando um custo para o país de US\$ 30/MWh para a energia elétrica entregue ao consumidor industrial, esta seria competitiva com o óleo que custasse de US\$ 300/t a US\$ 90/t, respectivamente. Portanto, com base exclusivamente nesses custos, o ponto de equilíbrio, para os valores atualmente atribuídos ao óleo combustível, situa-se no entorno de 6 a 7 MWh/t.

Entretanto, há outros fatores que usualmente influenciam a decisão de realizar essa substituição, dentre os quais a redução da poluição ambiental, causada pela queima do óleo. Esse benefício é função da localização do consumidor, sendo particularmente importante em áreas densamente povoadas ou onde já ocorre elevado grau de poluição. A avaliação desse benefício é complexa, mas pode-se apresentar uma estimativa, baseada no custo de reduzi-la, da ordem de US\$ 40/t de óleo substituído (3).

A substituição, como a de fornos a óleo por fornos elétricos pode acarretar melhoria na qualidade dos produtos, principalmente quando esta é sensível aos efluentes da combustão. O valor deste benefício, bem como o de reduções na perda de matéria prima varia caso a caso. Tais vantagens, entretanto, ocorrem quando há uma mudança essencial de processo, o que não acontece quan-

do a substituição se restringe, por exemplo, ao sistema de produção de vapor, a menos que os efluentes da queima do óleo afetem os produtos.

A redução de consumo de derivados de petróleo não apenas beneficia o país, como reduz as despesas de transporte. Assim, em princípio, quanto mais afastado dos pontos de suprimento, mais vantagens apresenta um consumidor de energia que realize a substituição, principalmente quando a modalidade de transporte requerida seja grande consumidora de óleo combustível.

Há, por outro lado, que se considerar dois custos importantes associados à substituição: o da adaptação do consumidor e o das instalações do setor elétrico necessárias para atendê-lo.

O investimento do consumidor varia significativamente de até menos de US\$ 50/kW até mais de US\$ 500/kW de carga requerida. No extremo inferior estão geralmente as instalações de caldeiras, quando a capacidade da subestação do consumidor é suficiente para atendê-la. As substituições que apresentam maiores eficiências (e geralmente menores potências) tendem a se situar no extremo superior daquela faixa, como os fornos de indução. Esses custos mais elevados são geralmente compensados pelo ganho de eficiência: uma substituição que requeira 3 MWh/t, quando o custo do óleo competitivo com a eletricidade a US\$ 30/MWh é de US\$ 90/t, sem a computar outros custos, ainda seria competitiva com o óleo a cerca de US\$ 130/t, caso o custo de adaptação fosse de US\$ 500/kW, incorporando-se ao custo operacional os custos usuais de capital, supondo-se ainda a utilização do equipamento durante 5000 horas por ano.

Os investimentos e demais custos para o setor elétrico variam segundo a localização geográfica, o porto da carga e seu regime horosazonal de operação. Para um dado nível de tensão, os custos médios de suprimento variam numa relação de 100 para 78, aproximadamente, para uma carga que opere durante cerca de 5000 horas por ano, isto é, com fator de carga de 57%, que é usual, dependendo apenas da forma de sua variação horária. Uma carga que apresente sensível redução nas horas em que a demanda do sistema é maior não estará afetando a adequação dos sistemas de suprimento, não contribuindo, portanto, para tornar necessária sua expansão. Entretanto, uma carga que apresente solicitação no horário de ponta contribui para a neces-

sidade de investir na capacidade de ponta das usinas e naquela dos sistemas de transmissão e distribuição, além de receber energia no momento em que o nível de perdas é mais elevado, contribuindo assim para aumentar o custo de seu suprimento.

Num sistema elétrico cuja base energética é predominantemente hidráulica, ocorrem períodos cuja freqüência e duração é aleatória, em que a disponibilidade de energia é superior àquela garantida e que, portanto, pode ser fornecida a custo da ordem de US\$ 10/MWh, muito inferior ao daquela. Assim, substituições temporárias, cuja demanda de energia seja interruptível, poderão aproveitar esta modalidade de suprimento, compensando a pequena vantagem na variação de eficiência por uma vantagem em termos do custo da eletricidade, como nos sistemas bi-energéticos. A geração de vapor, um dos maiores consumidores de calor, é uma das aplicações adequadas a essa energia.

Caracterizam-se assim as substituições como temporárias (ou interruptíveis) e permanentes, variando ambas também conforme maior ou menor demanda da nova carga no horário de maior demanda do sistema.

De um modo geral, são os seguintes os processos industriais mediante os quais pode-se substituir combustíveis por energia elétrica, nos quais esta atua, principalmente, pela produção de calor (efeito Joule), radiação, força motriz e ionização:

- Aquecimento indireto por resistências (fornos e secadores)
- Aquecimento direto por resistências (resistências de imersão)
- Aquecimento por passagem direta da corrente elétrica (substâncias condutoras)
- Aquecimento por indução (efeito Joule devido a correntes eletromagneticamente induzidas)
- Secagem por bomba de calor (reaproveitamento da energia contida no vapor d'água de corrente do processo)
- Recompressão mecânica do vapor (destilação e concentração)
- Separação de líquidos por membranas (substituição de energia térmica por mecânica)
- Radiações infravermelhas (altas densidades e pequena inércia) e ultravioletas (efeitos fotoquímicos substituem o calor)

- Altas e hiperfrequências (aquecimento induzido na massa de maus condutores de calor)
- Plasmas térmicos (temperaturas extremamente elevadas — cerca de 10.000°C — para processos de fusão, solda, etc.)

Dentre os equipamentos baseados nessas aplicações da eletricidade, os mais importantes, do ponto de vista de sua contribuição para a demanda global de energia são as caldeiras elétricas, cujas potências são de centenas de kW a dezenas de MW, e os fornos de resistência e indução, com potências menores, de dezenas de kW a cerca de uma dezena de MW. Futuramente, os plasmas térmicos poderão ter um papel tão ou mais relevante que as caldeiras, pois exigem potências da ordem de até várias dezenas de MW e apresentam ganhos de rendimentos superiores àqueles obtidos na substituição de caldeiras a óleo por elétricas, além de outras vantagens inerentes aos processos nos quais são empregados. Para as caldeiras e fornos elétricos, são os seguintes os dados característicos.

Caldeiras: em função da capacidade (toneladas de vapor por hora) desejada, utilizam-se caldeiras a resistência ou de eletrodo submerso, supridas em baixa tensão, para produções até cerca de 3 t/h, ou caldeiras supridas em alta tensão, de eletrodo submerso ou jateado, para produções elevadas (até 20 t/h ou superiores). Grosso modo, são requeridos 0,7 MW de potência elétrica por t/h de capacidade de produção da caldeira.

O investimento varia de US\$ 40 a US\$ 15/MW, para a caldeira, mais US\$ 5 a US\$ 40/kW, nas instalações do consumidor, inclusive sua subestação abastecedora.

Fornos: para fusão de metais pode-se utilizar fornos de indução (de cadinho ou a canal), sendo que as potências se situam usualmente na faixa de 50 kW a 1.000 kW em maiores, apresentando consumos da ordem de 300 kWh/t a 500 kWh/t, em função do metal do forno, a custos de investimento de US\$ 600/kW a US\$ 150/kW, inversamente proporcionais à potência requerida, e acrescentando custos de instalação, que variam de US\$ 45 a US\$ 140/kW. Pode-se também empregar fornos de resistência, cujo custo unitário varia de US\$ 100 a US\$ 300/kW, sendo os custos de instalação semelhantes àqueles para os fornos de indução, porém limitados, normalmente, a potências mais baixas. Os fornos de resistência também são usados

para materiais não metálicos, como produtos cerâmicos.

A nível doméstico e de serviços, o uso mais amplo da energia elétrica, além do condicionamento ambiental, depende da economicidade de seu uso para aquecimento d'água e cocção, o que, entre outros fatores, depende dos custos de suprimento e da possibilidade de exercer tais utilizações em horários específicos, fora daquele da ponta da carga.

Finalmente cabe indicar, conforme (2), que, para o nível de consumo e estrutura de usos de 1980, em que o valor global dos requisitos de energia foi de 140 milhões de tEP, o óleo combustível constituindo 12% desse total, a parcela economicamente viável de substituição era de 2,1 milhões de tEP, requerendo 14,3 milhões de MWh. Ainda com referência ao ano de 1980, o potencial de substituição indicado representa 12% do consumo global verificado naquele ano. As substituições permanentes apresentam um potencial significativo, para a economia do país e para a racionalização de seu balanço energético. Parte dessa substituição foi alcançada com base em tarifas especiais e financiamentos para adaptação de equipamentos. Por outro lado, inovações tecnológicas, mais do que reduções importantes nos custos da energia elétrica (que são improváveis) poderão acarretar, a longo prazo, importantes acréscimos do potencial de substituição, destacando-se o plasma, seja pelas potências requeridas seja pela amplitude de seu campo de aplicação.

Conservação

A conservação de energia ou redução da quantidade de energia originalmente empregada, sem prejuízo da quantidade e qualidade do produto ao qual se destina, envolve, além de medidas econômicas, tecnológicas e gerenciais, uma mudança de atitude frente a bens escassos como a energia e equivale a uma fonte de energia renovável, imediatamente acessível, freqüentemente a custos inferiores àqueles requeridos para expandir a oferta de uma fonte equivalente. A prática da conservação é, assim, essencial para a preservação das fontes primárias de energia e de outros recursos, acarretando economias globais singificativas.

Dentre as aplicações da energia elétrica, encontram-se inúmeras e variadas oportunidades para conservação,

destacando-se a iluminação pública e de interiores, os refrigeradores, o acionamento eletromecânico, a reciclagem de recursos energéticos secundários da indústria, o projeto e os materiais empregados na construção civil, processos de aquecimento e eletroquímicos, melhorias nos processos de gestão dos sistemas produtivos, etc.

Conforme o campo de aplicação, a conservação pode proporcionar, economicamente, reduções do consumo superiores à metade de seu valor original, como na substituição de lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes de alta eficiência. Refrigeradores apresentam possibilidades de redução de seu consumo para cerca da metade. Em diversos processos industriais, o controle de acionamento eletromecânico e melhorias nas condições de isolamento térmico permitem significativas economias.

Entretanto, não apenas a disponibilidade dos meios — equipamentos, tecnologia, recursos financeiros — é necessária. É preciso que os preços da energia sejam representativos de seu custo para a sociedade, para que esta seja adequadamente orientada por tais preços, em seu comportamento. É necessária uma atitude, que pode ser institucionalmente promovida e tornar-se um componente cultural, no sentido de priorizar a conservação. Esse elemento é importante, mormente face à tendência dos consumidores privados de escolherem seus equipamentos em função do custo inicial dos mesmos. Até mesmo em sociedades mais ricas e que vêm sendo orientadas em relação à conservação, a "taxa de desconto implícita" (6) do sobrepreço de equipamentos, atribuível ao ganho de eficiência, apresenta valores significativamente mais elevados do que a taxa de juros do mercado, exceto para compradores de rendas mais elevadas, provavelmente menos afetados pela economia proporcionada pela conservação do que pelo seu conteúdo sócio-cultural.

A divulgação de meios necessários e a criação de uma mentalidade sensível à conservação, como a aplicação de selos de eficiência a equipamentos tais como refrigeradores, são, portanto, essenciais a esse componente da racionalização do uso da energia.

Finalmente, a quantificação de seu potencial e, principalmente, a previsão de que parcela desse potencial será realizada é extremamente difícil, por depender de grande número de variáveis e de decisões, de diversas naturezas. Em-

bora alguns resultados possam ser obtidos a curto prazo, sem investimentos significativos, medidas de conseqüências mais amplas apresentam inércia considerável. A exemplo de outros países, seria razoável admitir, num prazo da ordem de 15 anos, reduções dos requisitos globais de energia elétrica, em relação àqueles que ocorreriam se as medidas de conservação não fossem adotadas, da ordem de 10% a 20%, bem inferiores, todavia, ao provável valor potencial de conservação.

Considerações finais

Cabe por fim, comentar, ainda que sucintamente, a importância dos preços para a expansão da demanda de energia elétrica. Dada a complexidade das tarifas (e seus complementos), a variação de cada um de seus componentes, bem como a da estrutura tarifária, afeta diferentemente os diferentes segmentos do mercado de energia elétrica.

Restringindo esta discussão às variações do nível tarifário médio, a resposta da demanda, ou elasticidade-preço do mercado, pode ser avaliada a curto e a longo prazo: a curto prazo os consumidores podem colocar em prática alguma medida simples de conservação, repassar os custos a seu mercado ou alterar o nível de produção, caso a demanda de seu produto seja modificada; a longo prazo, entretanto, podem surgir modificações nas instalações e estrutura do consumidor, com alterações mais profundas do mercado.

As avaliações da elasticidade-preço, disponíveis no Brasil, para as várias categorias de consumo de eletricidade, apresentam valores bastantes diferentes e referem-se a situações nem sempre aconselháveis àquelas esperadas no futuro. De um modo geral, embora haja consenso quanto à importância dos preços, há controvérsia e incerteza quanto ao valor do efeito de sua variação(1). Tal incerteza fundamenta-se na possível dependência da elasticidade-preço de diversos fatores, tais como a estrutura do mercado, o nível inicial dos preços, a taxa de inflação, os preços das energias concorrentes, etc.

Conseqüentemente, à avaliação do efeito da variação dos preços por métodos estatísticos, calcada sobre uma situação verificada, mas passada e complexa, pode-se contrapor uma avaliação analítica, que procure avaliar independente e concomitantemente efeitos de variações de preços tais como conserva-

ção, substituição e variação de nível de demanda dos produtos.

Acredita-se que, no Brasil, onde o mercado de produtos industrializados é bastante fechado e, no setor residencial, é elevada a concentração de renda e mais, onde o nível de inflação é elevado e, como no resto do mundo, a eletricidade constitui um componente minoritário da maioria dos produtos finais, variações usuais do valor real dos preços não afetará significativamente a demanda, a menos que seja alcançado, para algum processo, o limiar de competição com outra modalidade de energia ou de emprego de outra tecnologia, ainda elétrica, ou, para produtos de exportação, que não podem repassar a seus mercados significativas variações de custo final, seja alcançado o nível de custo que os coloca fora do mercado.

Assim, a elasticidade-preço seria representada por uma curva de comportamento altamente irregular, que apresentaria patamares de valores muito baixos, intercalados de saltos, a cada novo limiar de substituição ou competição internacional alcançado, sendo o valor desses saltos função da importância do mercado envolvido por aquele limiar.

Para finalizar, cabe observar que aos níveis atuais de preços das diversas modalidades de energia e mesmo admitindo uma elevação daquelas da energia elétrica, não se acredita que a evolução do mercado global venha ser profundamente alterada pelos processos de conservação e substituição, dado que os efeitos, dos mesmos, em certa medida, tendem a se compensar.

Por outro lado, como não se prevê redução de custos de suprimento de energia elétrica e, portanto, dos preços aos quais é ofertada, o fator realmente importante para a expansão da demanda de energia elétrica é a evolução da natureza e do porte do mercado, traduzidos pela elasticidade-renda e pelo crescimento do PIB. Para ilustrar essa colocação, observa-se que, para um crescimento do PIB a 6% a.a. e elasticidades de 1,67 ou 1,33, que conduzem a crescimentos da demanda de 10% ou 8% a.a., os requisitos globais ao final de vinte anos variam de 44%. Dado o custo e outras limitações para expandir a oferta de energia elétrica, muitas economias procuram "desvincular" seu crescimento econômico da demanda de energia, o que é parcialmente factível, a nível de algumas regiões, na medida em que possam retendenciar seu perfil produtivo.

Tal alteração freqüentemente envolve a transferência de indústrias de elevado consumo de energia elétrica para outras regiões, o que sugere importante limitação desse processo, com relação a países em vias de desenvolvimento, em virtude das alternativas de trocas internacionais com que estes países contam.

BIBLIOGRAFIA

1. Brandão, P.V., A.G. Busse e A.C. de Queiroz, Elasticidade-Renda, Elasticidade-Preço Pura e Cruzada, e Elasticidades de Outros Fatores que influem na Demanda de Eletricidade. ELETROBRÁS/DEME, Nota Técnica 25, 1984.
2. Busse, A.G., M.T.F. Serra e P. Erber, Substituição de Óleo Combustível por Energia Elétrica e ELETROBRÁS/DEME, Nota Técnica 20, 1982.
3. Erber, P., Substituição de Derivados de Petróleo por Energia Elétrica, Metodologia para Análise Econômica, abril de 1985.
4. Frisch, J.R., Énergie 2000-2020: Equilibre Mondial et Tensions Régionales. 12^e Congrès de la Conférence Mondiale de l'Énergie, New Delhi, Sept. 1983.
5. GCPS/CTEM — Mercado de Energia Elétrica 1984/2005, Brasil e Regiões Elétricas, Relatório Executivo, janeiro de 1985.
6. Goldemberg, J. e R.H. Williams, The Economics of Energy Conservation in Developing Countries: The Consumer versus the Societal Perspective. Draft, April 1985.
7. Häfele, W. Energy in a Finite World, A Global Systems Analysis. Cambridge, Man: Ballinger, 1981.
8. International Atomic Energy Agency, Energy and Nuclear Power Planning in Developing Countries. Technical Report Series no. 245, Vienna, 1985.
9. Ministério das Minas e Energia, Balanço Energético Nacional, 1984.

O programa de eletrotermia

BENEDITO CARRARO

Diretor do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. Engenheiro eletricista pela Universidade Federal de Santa Catarina, exerceu sua atividade nas Centrais Elétricas deste Estado.

O quadro recessivo que a economia nacional viveu no final da década de 70 e início dos anos 80 teve como conseqüência uma retração nas taxas de crescimento do mercado, não visualizada quando do planejamento e expansão dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica. Em adição ao fator mercado, as condições hidrológicas, nesse período, foram extremamente favoráveis, advindo daí excedentes temporários de energia elétrica, notadamente nas regiões Sul e Sudeste.

Impôs-se, assim, sob o enfoque de uma política de vendas para o setor elétrico, a adoção de medidas visando a comercialização desses excedentes em condições favoráveis para os consumidores e para o setor elétrico com benefícios diretos para a economia do país.

Nesse sentido foram desenvolvidas três linhas de ação baseadas em tarifas incentivadas:

- Substituição de energéticos importados por eletricidade
 - EGTD – Energia Garantida por Tempo Determinado
 - ESNG – Energia Sazonal Não Garantida
 - ESBT – Energia Elétrica Excedente para Substituição de Derivados de Petróleo.
- Incremento à exportação
 - EPEX – Energia Elétrica Excedente para Produção de Bens Exportáveis
 - Energia Elétrica Adicional Temporária para Incremento à Exportação.
- Aumento de produtividade agrícola.

Essas medidas foram determinadas por uma situação conjuntural e, portanto, com reflexos de curto prazo, apre-

sentando até fins de 1984, no que concerne à substituição de energéticos importados por eletricidade, através de seus três tipos de energia com tarifas incentivadas, uma economia de petróleo da ordem de 30.000 bep/d, com a assinatura de 2.300 contratos, totalizando 2.200 MW.

Em fins de 1983, o mercado mostrava tendência de voltar a assumir elevadas taxas de crescimento. As perspectivas indicavam a necessidade de uma política definida de forma estrutural que, entre outros aspectos, continuasse contemplando a substituição de energéticos importados por eletricidade.

Desta forma, em 28/11/83, cumprindo determinação do Sr. Ministro das Minas e Energia, o Diretor Geral do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE emitiu a Portaria nº 140, constituindo a Comissão de Estudos, cujo objetivo era o de “viabilizar um programa de substituição de energéticos importados por eletricidade, propondo condições, critérios e requisitos visando a comercialização de energia firme para as substituições tecnológico-energéticas, em especial às caracterizadas como eletrotermia, e de energia temporária, com manutenção de equipamentos alternativos em reserva”.

Os estudos desenvolvidos para cumprir esse objetivo abordaram, entre outros, os seguintes aspectos:

- Análise técnico-econômica das substituições
- Potencial de substituição futura por uso e por região
- Análise da viabilidade de oferta de energia
- Política

Análise Técnico-Econômica das Substituições

Após ampla pesquisa envolvendo 74 grandes consumidores de óleo combustível, concessionários, fabricantes de equipamentos eletrotérmicos, órgãos de financiamento, análises foram feitas no sentido de comparar técnica e economicamente aplicações de eletrotermia com

outras formas de energia derivadas do petróleo, de modo a obter as tendências e indicar as bases para um estudo tarifário realista, na determinação de valores que fossem ao mesmo tempo atraentes para o consumidor, mas que, no entanto, permitissem remuneração adequada às concessionárias.

O modelo adotado para a análise econômica da substituição simula os custos de operação de um equipamento convencional, determinando seu valor atual (VA_1) e o compara com a simulação dos custos operacionais e investimentos de um equipamento eletrotérmico (VA_2), através da equação: $VA_1 = X \cdot VA_2$, onde a incógnita (X) representa o custo da energia elétrica que foi denominado Valor de Equilíbrio e calculado para os seguintes casos:

- 1º Caso: a) Equipamentos novos: eletrotérmico e convencional
b) Vida útil idêntica para os dois equipamentos
- 2º Caso: a) Equipamentos novos: eletrotérmico e convencional
b) Vida útil diferente para os dois equipamentos
- 3º Caso: a) Equipamento eletrotérmico novo
b) Equipamento convencional em operação
- 4º Caso: O equipamento convencional continuará funcionando em paralelo (reserva), visando operar nos horários e períodos em que o fornecimento especial for interrompido.

Os valores de equilíbrio assim calculados expressam o limite com o consumo de energia elétrica, a partir do qual os dispêndios de investimento e operação com o equipamento eletrotérmico passariam a superar os do equipamento convencional, para um mesmo regime de funcionamento, ou seja, o uso de energia elétrica acima desse valor passaria a perder em competitividade relativamente aos insumos energéticos sucedâneos, deixando de ser atrativo para o consumidor.

Conjugando-se esses resultados com os percentuais de substituição tecnicamente viáveis, foi possível delinear a parcela do mercado potencial provável de ser atendida, para um determinado valor de tarifa.

Desta forma, foi montada a curva mostrada na Figura 1 que permitiu a escolha da tarifa adequada para as energias de substituição.

Potencial de Substituição Futura por Uso e por Região

Com base nos dados de consumo do óleo combustível, segundo a forma de uso, elaborados pelo Conselho Nacional do Petróleo e informações do Balanço Energético Nacional - 1984, foi feita uma estimativa do potencial de substituição desse combustível por eletricidade num horizonte de 10 anos.

Os valores encontrados e estimativos do mercado tecnicamente viável de substituição para o Brasil foram os constantes do Quadro 1.

A distribuição do mercado tecnicamente viável de substituição nas regiões elétricas do país é mostrada no Quadro 2.

Análise da Viabilidade de Oferta de Energia

Com base nas características do sistema elétrico brasileiro:

– Preponderantemente hidroelétrico com reservatórios de capacidade de regularização plurianual, de modo a garantir a produção de energia de forma contínua, através do armazenamento de água nos anos de vazões favoráveis, para sua utilização nos períodos secos;

– Interligação elétrica de bacias hidrográficas com regimes hidrológicos diferenciados, tanto em termos sazonais como em relação à seqüência de anos mais secos, levando a um aproveitamento mais extensivo das disponibilidades de geração de cada subsistema;

– Foram conceituadas as seguintes modalidades de energia elétrica a serem utilizadas nos fornecimentos necessários

ao “Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade – Eletrotermia.”

a. EF – Energia Firme

Energia elétrica disponível no Sistema Interligado, para atendimento aos consumidores, com fornecimento contínuo garantido, mesmo durante ocorrência de situações hidrológicas críticas pré-definidas.

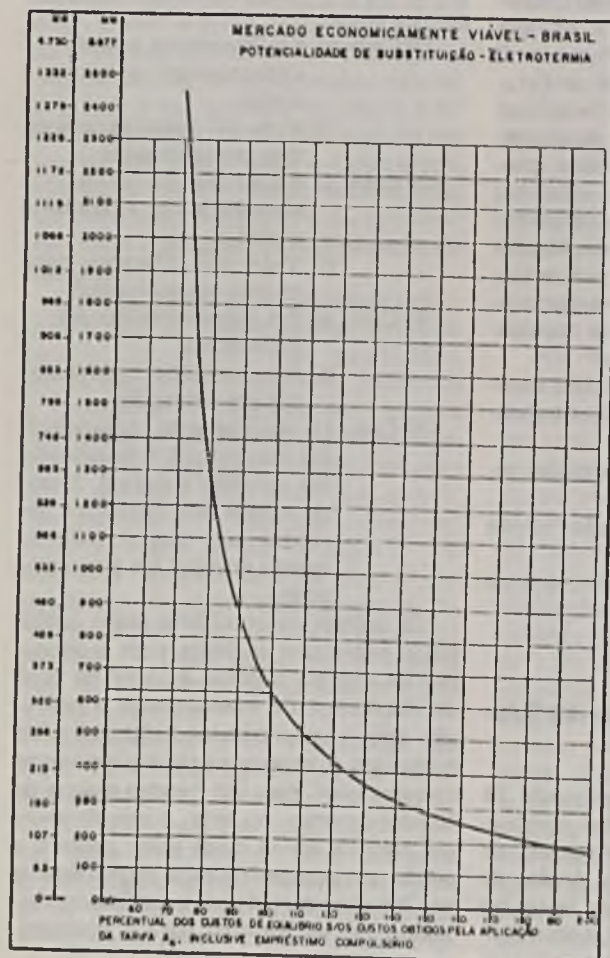
b. EFST – Energia Firme para Substituição

Energia Elétrica firme a ser fornecida, em caráter contínuo, mediante condições e critérios estabelecidos contratualmente, para viabilizar substituições tecnológico-energéticas de interesse nacional.

c. ETST – Energia Temporária para Substituição

Energia elétrica suplementar à energia firme, disponível no Sistema Interligado, em decorrência de condições hidrológicas favoráveis, a ser utilizada prioritariamente para viabilizar substituições energéticas de interesse nacional,

FIGURA 1



QUADRO 1

Setor	GV	AFT	FO	EM MW		Total
				BE/0	EM	
Mineração	3,8	-	-	-	-	3,8
Petrolização-Minérios	23,5	-	-	-	-	23,5
Cal	-	-	-	-	-	31,4
Carâmica	23,1	-	31,4	-	-	421,4
Cimento	30,5	-	384,1	14,2	-	30,5
Vidro	11,7	-	-	-	-	329,8
Outros Minerais Não Metálicos	21,6	-	-	-	-	43,6
Metalgúrgicos	82,0	-	-	-	-	137,2
Siderúrgicos	82,8	-	-	-	-	277,9
Metalgúrgicos do Alumínio	114,5	-	-	-	-	341,9
Metalgúrgicos do Zinco	12,1	-	-	-	-	3,5
Mecânica	6,7	-	-	-	-	8,9
Material Elétrico	22,8	-	-	-	-	10,2
Material de Transporte	57,0	-	-	-	-	5,4
Madeira	99,7	-	-	-	-	4,1
Papel e Celulose	99,7	81,2	-	-	-	92,3
Borracha	133,2	-	-	-	-	0,1
Couro	35,7	-	-	-	-	5,4
Química	3,3	-	-	-	-	0,1
Petroquímica	2721,5	-	-	-	-	0,2
Produtos Farmacêuticos	31,0	-	-	-	-	0,2
Parfumaría	51,8	-	-	-	-	0,9
Produtos Material Plástico	38,7	-	-	-	-	0,6
Têxtil	758,8	-	-	-	-	5,4
Vestuário e Confecções	55,9	90,9	-	-	-	92,3
Produtos Alimentares	775,8	-	-	-	-	2,0
Óleos Vegetais	194,0	-	-	-	-	9,3
Concentrados Alimentares	301,7	-	-	-	-	13,8
Bebidas	220,4	-	-	-	-	6,9
Fumo	24,7	-	-	-	-	53,8
Diversos	39,9	-	-	-	-	5,4
Total	6808,8	152,1	1968,6	155,4	-	39,9
Fator de Carga	0,55	0,55	0,46	0,55	-	8876,9
MW	3784,4	83,7	776,8	86,5	-	4730,4

Nota: GV - Geração de Vapor; AFT - Aquecimento Fluido Térmico; FO - Forno; BE/0 - Secadores e outros.

QUADRO 2

Região	MW	MW	Participação%
Norte	360	192	4,0
Nordeste	540	277	6,0
Sudeste	6300	3357	70,0
Centro-Oeste	90	50	1,0
Sul	1710	911	19,0
Brasil	9000	4796	100,0

Notas: 1) Foi arredondado para 9.000 MW o mercado potencial de 8.876,9.
2) Foi considerado um fator de carga médio para o Brasil de 53,28%, independente das características de uso regional da energia, função do perfil do mercado industrial.

podendo ter o seu fornecimento interrompido por períodos e critérios estabelecidos contratualmente.

Critério de Avaliação das Disponibilidades de Energia

a. EFST — Energia Firme para Substituição

A avaliação das disponibilidades de energia, para atender o mercado de energia firme, consiste na determinação, para o Programa de Geração de Referência, da carga máxima que pode ser atendida a riscos pré-fixados. Logo, a partir de simulações dinâmicas do sistema, no período em estudo, pode-se determinar os valores máximos anuais de carga que pode ser atendida, para diferentes valores pré-fixados de probabilidade anual de déficit.

Essas disponibilidades assim calculadas são comparadas com os valores de mercado de energia firme, acrescidos dos valores previstos de Energia Garantida por Tempo Determinado — EGTD, nos anos de vigência dessa modalidade de energia. As diferenças indicam as sobras de energia que poderiam ser ofertadas para atendimento à eletrotermia.

b. ETST — Energia Temporária para Substituição

Sendo a ETST uma energia suplementar em relação à energia firme do sistema, a quantificação de sua oferta é feita em função do custo marginal de curto prazo (valor da água), ou seja, o custo decorrente da utilização de uma unidade de energia armazenada, calculado em função de um critério ótimo de operação, que minimize o custo total esperado da geração térmica e dos eventuais déficits de energia.

Poderá haver oferta de ETST sempre que seu preço unitário de venda seja superior ao custo marginal que esta energia teria caso não fosse desestocada dos reservatórios do sistema.

Para a determinação do montante de energia secundária, disponível para ser fornecida aos consumidores finais a títulos de ETST, são feitas simulações dinâmicas estocásticas do sistema, para o período em consideração.

A oferta de ETST deverá ser feita para o quadriênio subsequente ao ano em curso, sendo o seu fornecimento garantido por um número mínimo de meses, consecutivos ou não, calculados com base em uma determinada probabilidade pré-fixada. Para os anos contidos nesse quadriênio, o número mínimo de meses será definido sempre para o primeiro

ano, para o primeiro e segundo ano conjuntamente e para o primeiro, segundo e terceiro ano também conjuntamente.

Serão, também, fornecidas probabilidades de atendimento mensal para o primeiro ano, de forma que o consumidor tenha conhecimento de quais serão os meses desse ano de maior probabilidade de atendimento. Para os demais quadriênios dentro do período em estudo, os valores possíveis de serem atendidos serão somente indicativos, devendo as avaliações relativas ao período mínimo de meses garantidos serem objeto de estudos no ano anterior ao início do quadriênio.

Para tanto, são definidos montantes de carga adicional de ETST, a serem comercializados a preços pré-estabelecidos. Obtém-se, a partir das simulações mencionadas, quais os meses que essas cargas de ETST poderiam ser atendidas, levando-se em conta o seu preço e o custo marginal de curto prazo do sistema naquele mês. Estes números de meses são ordenados e compostos segundo uma curva de frequência que permite a obtenção da probabilidade de carga ser atendida em um determinado período considerado, de forma a estabelecer as garantias de atendimento definidas anteriormente.

Avaliação das Disponibilidades Energéticas

a. EFST — Energia Firme para Substituição

O resultado da avaliação da disponibilidade de EFST a um risco de déficit anual de 5%, em GWh/ano, é apresentado no Quadro 3.

b. ETST — Energia Temporária para Substituição

O resultado da avaliação de ETST com uma probabilidade de 90% de atendimento em GWh/mês, é mostrada no Quadro 4.

O número mínimo de meses em que o fornecimento de ETST é garantido é apresentado no Quadro 5.

A política formulada com vistas à substituição de energéticos importados por eletricidade teve como premissas básicas: ofertar energia disponível no sistema pelo seu valor econômico; fomentar a modernização das tecnologias dos processos industriais com a eliminação do uso de combustíveis fósseis importados em muitos processos industriais, atualmente em operação; possibilitar a utilização dos excedentes temporários de energia elétrica para viabilizar a implantação de sistemas bienergéticos.

Dentro dessa concepção, a estrutura montada oferece uma alternativa para os atuais consumidores de EGTD — Energia Garantida por Tempo Determinado, após o encerramento deste Programa em 31/12/86, e coloca à disposição dos consumidores aptos ao Programa de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade duas modalidades de energia: EFST e ETST.

Em caso de fornecimento de EFST — Energia Firme para Substituição são válidos todos os critérios, regras e procedimentos, inclusive a estrutura tarifária — convencional ou horo-sazonal —, usualmente utilizados para energia firme.

Já o fornecimento de ETST destina-

QUADRO 3 ETST (GWh/ano)

Ano	Região	
	S/SE/C. Oeste	N/NE
1985	2.200	0
1986	2.200	0
1987	3.000	350
1988	4.400	350
1989	4.400	350

QUADRO 4 ETST (GWh/mês)

Ano	Região	
	S/SE/C. Oeste	N/NE
1985	185	36
1986	185	36
1987	250	36
1988	365	36

QUADRO 5 ETST (meses)

Período	Região	
	S/SE/C. Oeste	N/NE
1985	5	0
1985/1986	11	0
1985/1986/1987	17	10
1985/1986/1987/1988	26	22

se fundamentalmente a consumidores que possam assumir compromissos contratuais relativos à garantia mínima de fornecimento para essa modalidade de energia.

Definidas as condições básicas para a oferta de EFST e ETST e conhecidos os respectivos valores econômicos, foram formuladas diversas alternativas de preços ao consumidor final, cada uma delas vinculada a um mercado economicamente viável conforme mostrado na Figura 1.

Para se definir o preço de EFST, levou-se em consideração ainda que:

- é necessária, para quebrar a resistência do consumidor à substituição dos combustíveis fósseis pela eletricidade, a oferta de EFST a um preço significativamente diferenciado, em mais de 10% em relação aos preços vigentes para energia firme;

- o consumidor que contratar a EFST estará efetuando uma substituição tecnológico-energética, portanto, sem a manutenção de equipamentos em reserva e, após o período de benefício, tornar-se-á um usuário cativo da eletricidade, na forma de energia firme;

- estrategicamente, o que mais interessa no País é substituir os combustíveis fósseis importados, nas aplicações em que a eletricidade ofereça mais vantagens do que as outras alternativas.

Assim, foi aprovada pelo Sr. Ministro das Minas e Energia a alternativa que estabelece um benefício de 20% no preço da EFST (tarifa + tributo) em relação ao da energia firme.

Com esse preço, o mercado previsto no período 1985/1989 é de 420 MW.

Observa-se que 420 MW representa a comercialização da oferta de EFST prevista para os anos de 1985, 1986, 1987. Para os anos 1988 e 1989, esta alternativa mostra-se insuficiente para viabilizar a oferta de EFST que está avaliada em 540 MW.

A comercialização da EFST, conforme proposto nos três primeiros anos, possibilitará que seja melhor avaliada a aceitação do programa, bem como indicará os ajustes necessários a serem efetuados, nos critérios e condições de fornecimento, para viabilizar a comercialização do montante disponível de EFST, de 540 MW nos anos de 1988 e 1989.

Finalmente, vale mencionar que os Programas de EGTD e o de Substituição de Energéticos Importados por Eletricidade — Eletrotermia, abriram a perspectiva de um mercado de energia elétrica adicional, capaz de representar uma receita, até 1989, de 180 milhões de

ORTNs, ou a valores de abril/85 de 6,15 trilhões de cruzeiros, além de proporcionarem uma substituição equivalente a 50.000 bep/d no fim dos Programas, que corresponde a uma economia de divisas diária da ordem de 1,5 milhões de dólares.

Conservação de energia elétrica: conceitos e experiências

MOZART VITOR SERRA

Superintendente de Racionalização Energética da LIGHT. M.A. em Economia e CPhD em Planejamento pela Universidade da Califórnia, Berkeley. Foi chefe da Área de Estudos e Pesquisas da LIGHT.

1. Introdução

A identificação da "conservação de energia" como um recurso energético adicional e possivelmente expressivo surgiu na década de 70, com a chamada crise de petróleo, nos países fortemente consumidores deste recurso. Mais recentemente, e sobretudo nos EUA, como resultado das crescentes dificuldades econômico-financeiras por que passam as concessionárias americanas, a consideração do aproveitamento concreto deste recurso passou a fazer parte integrante dos planos, programas e projetos destas empresas (Businessweek, 1984). No Brasil, não se pode falar da existência de uma política de conservação, com exceção de algumas poucas iniciativas individuais bem sucedidas em alguns setores da economia.

No caso particular do setor elétrico, a própria idéia de conservação só recentemente começou a tomar corpo. Isto porque parece prevalecer um conjunto de idéias, todas elas desfavoráveis à preocupação com a conservação de energia elétrica, que consideram que, por um lado, como a eletricidade no Brasil é majoritariamente de origem hidráulica, produzida em território nacional, e, por outro lado, como o consumo *per capita* de energia elétrica aparece como muito baixo comparado ao de outros países, a eletricidade estaria sujeita a critérios especiais de aproveitamento. Dentre estes estaria o uso preferencial em relação a outros energéticos, à expansão do atendimento sem consideração da qualificação das características de quem solicita, e à garantia de autonomia energética e à substituição de derivados por energia elétrica).

No entanto, recentemente, na presença da realização de obras cada vez mais caras e dada a dificuldade e aos altos custos incorridos na captação de recursos para financiá-las, começa a se observar uma busca por alternativas que envolvam o controle do crescimento da demanda por energia elétrica.

Neste trabalho, procura-se argumentar que:

1. oportunidades de conservação decorrem tanto de modificações na composição do fluxo de bens e serviços e na forma com que estes são produzidos, quanto da obtenção de maiores níveis de eficiência nas transformações entre as formas de energia;

2. alterações nos sistemas de preço, a curto prazo, induzem a substituição de energia por outros insumos à produção, por si só ocasionando a conservação de energia. No caso de alguns bens e serviços, as alterações de preço de energéticos podem levar a modificações nos seus padrões de demanda;

3. a longo prazo, a viabilidade da conservação está intimamente vinculada tanto à ocorrência de mudança tecnológica, que por sua vez pode ser estimulado pelas alterações de preços, quanto às taxas de crescimento da economia;

4. o consumidor nem sempre reage às oportunidades de conservação, quando estas existem, como consequência de falhas de mercado. No Brasil, estas oportunidades não estão presentes no mercado em escala significativa e, por outro

lado, os preços baixos de energia elétrica dificultam tanto o aproveitamento daquelas oportunidades existentes quanto o surgimento de novas oportunidades;

5. a concessionária, monopólio natural regulado, pode atender ao crescimento da demanda sem ampliar a oferta de energia final, ao adotar medidas de conservação, a um custo médio inferior àquele que vigoraria caso se viesse a garantir capacidade adicional, desta maneira beneficiando a todos os consumidores. O princípio da inexistência de perdedores específica com base em critérios de equidade, a quantidade de recursos a serem alocados a um programa de conservação;

6. a expansão do sistema elétrico segundo critérios de custos mínimos deve formalizar a participação do potencial de conservação em modelos globais de oferta;

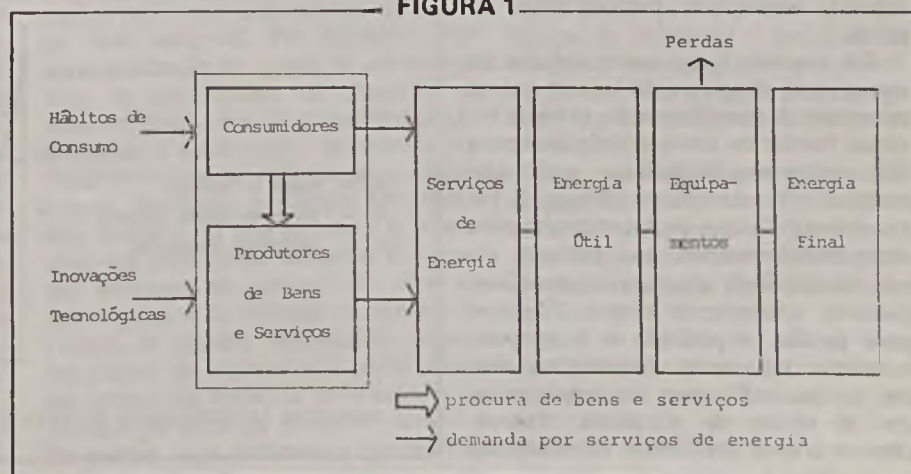
7. os instrumentos a serem utilizados na implantação de uma política de conservação podem se basear, quer na manipulação do sistema de preços, na substituição deste por mecanismos centralizados de alocação de recursos ou, ainda, em medidas para corrigir falhas de mercado.

2. Oportunidades de conservação

2.1 Oportunidades de conservação: as oportunidades materiais

As atividades de produção, quer sejam para o mercado, quer sejam domés-

FIGURA 1



ticas, as de transporte e distribuição, bem como aquelas voltadas para o lazer ou as que dão origem a maiores níveis de conforto, geram, tal como ilustra o gráfico, uma demanda por bens e serviços que, por sua vez, traz embutido um conjunto de necessidades de serviços energéticos — aquecimento, iluminação, etc. — que são expressas por determinadas quantidades de energia útil (lúmem/m², Kcal/h, etc.). Estas últimas são obtidas através do estoque existente de aparelhos e equipamentos conversores de energia, a partir da energia final posta à disposição do consumidor direto ou do produtor de bens e serviços pelas concessionárias.

O gráfico também permite, ao longo deste fluxo de bens, serviços e energia, definir e identificar as oportunidades de conservação. Em primeiro lugar, estas aparecem onde se obtém uma composição diferente no fluxo de bens e serviços ou na forma com que são produzidos, seja através de modificações nos padrões de gosto e de hábitos de consumo, da presença de novos produtos, da introdução de critérios de projeto e, sobretudo, de inovações tecnológicas nos processos de produção. Estas mudanças alteram a composição do conjunto de serviços energéticos, com repercussões nos requisitos de energia útil, podendo torná-los menores.

São exemplos destas possibilidades a regulação de termostatos dos condicionadores de ar para níveis de temperatura mais baixos, alterações na concepção de projetos arquitetônicos garantindo melhor condicionamento ambiental das edificações, níveis mais baixos no iluminação artificial (compatível com a fisiologia humana), novos recursos de projeto de iluminação, tais como: iluminação diferenciada por tarefa e sistemas de controle, e, ainda a introdução de algumas tecnologias eletrotérmicas de ponta.

Em segundo lugar, oportunidades de conservação decorrem do fato de que os processos de transformação entre as diversas formas de energia — de final para útil, nos termos do gráfico — estão submetidos a leis de natureza física⁽¹⁾. Estas definem limites de desempenho para estas transformações, que excluem níveis de eficiência absoluta e conseqüentemente, estabelecem níveis mínimos para perdas. A redução e o aproveitamento das perdas decorrentes destes processos⁽²⁾, com isso aproximando os níveis de eficiência observados na prática dos limites teoricamente

definidos através de métodos, técnicas ou práticas variadas, correspondem à aceção mais usual do termo conservação.

Disso são exemplos: as modificações no desenho e carcaça de motores, a utilização de reguladores de frequência e tensão, as instalações de recuperadores e economizadores de calor, o isolamento de linhas de distribuição de vapor, a introdução de equipamentos, lâmpadas, luminárias, motores e ignitores mais eficientes e mais versáteis, etc.

Naturalmente, situações concretas envolvendo oportunidades de conservação contêm elementos que permitem classificá-las ora numa, ora noutra, ou em ambas as alternativas descritas, dificilmente correspondendo a uma esquematização estrita.

Definidas as oportunidades materiais de conservação⁽³⁾, cabe agora especificar as forças que, por um lado, condicionam o aparecimento de novos hábitos de consumo, o surgimento de novos produtos e avanços tecnológicos contendo uma demanda por serviços energéticos menos exigente em termos de energia útil, e que, por outro, determinam a adoção de práticas e métodos que resultem em níveis de eficiência maiores nas transformações energéticas.

A discussão que se segue focalizará o efeito sobre estas variáveis de modificações no sistema de preços, que supostamente indicam a escassez relativa de bens, serviços e fatores de produção, entre estes incluído o fator energia. Examina-se, de início, o efeito de alterações na estrutura de preços numa perspectiva de curto a médio prazo, em que estão excluídas ou são desprezíveis as possibilidades de avanço tecnológico. Em seguida, examina-se a relação entre a mudança de preços e a inovação tecnológica.

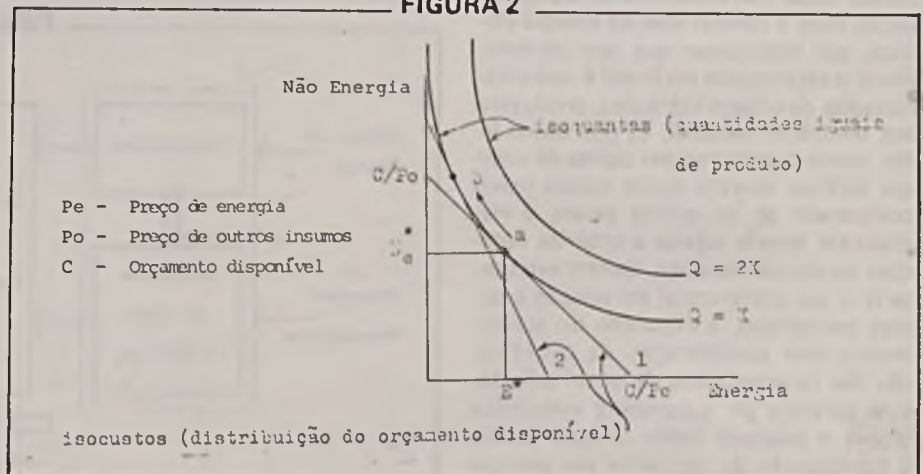
2.2 A conservação através da substituição de energia por outros insumos à produção ou através da mudança na estrutura de consumo

A utilização de energia final, quer como insumo à execução de uma atividade econômica, quer como elemento de apoio à realização de atividades de lazer, conforto ou produção domésticas, faz-se sempre acompanhada da utilização de outros insumos, na forma de equipamentos, matérias primas ou mão-de-obra, em combinações de quantidades de energia e destes outros insumos que são determinadas pelas tecnologias de produção disponíveis e pela relação vigente entre os preços de energia e dos demais insumos.

A esta formulação corresponde o conceito de função de produção, o qual é ilustrado no gráfico por meio de isoquantas ou curvas que mostram as várias combinações do insumo energia e do insumo não-energia (admitindo-se, para fins de simplificação, este último como sendo um insumo agregado, correspondente aos demais insumos não-energéticos), utilizados na produção de uma mesma quantidade de um bem ou serviço qualquer.

A unidade produtiva (ou a sociedade) deve promover a minimização dos custos de produção. Esta ocorre no ponto a, de tangências da curva de isocustos C1, que especifica um determinado nível de dispêndio ou custo total de produção, com a isoquanta Q1, que especifica o nível de produção X. Ao minimizar os custos, encontra-se os pontos E¹ e N¹, que indicam a combinação mais eficiente das quantidades de energia e não-energia a serem utilizadas na produção de X unidades do bem considerado,

FIGURA 2



quando vigoram os preços P_e e P_o para energia e outros insumos.

Modificações na relação de preços energia/outras insumos, tais como: as que decorreram do aumento dos preços de petróleo na década de 70, quebram a estabilidade destas combinações, desde que a natureza da tecnologia permita, induzindo os consumidores de energia a substituí-la por capital e mão-de-obra, para produzir a mesma quantidade de bens ou serviços que anteriormente.

Admitindo-se um aumento nos preços de energia relativo ao de outros insumos, temos, nos termos do gráfico, que a curva de isocustos aumentaria sua inclinação de C1 para C2, indicando, para um mesmo nível de gastos C, a menor participação física da energia. Conseqüentemente, desloca-se o ponto de tangência de a para b, indicando uma nova combinação entre insumos energéticos e não-energéticos⁽⁴⁾.

Do ponto de vista termodinâmico, o deslocamento ao longo da isoquanta no sentido do menor consumo de energia (de a para b) indica a diminuição de perdas, e, portanto, um maior nível de eficiência na transformação energética: para um mesmo nível de energia útil, menores quantidades de energia final. Um exemplo disto é o maior zelo em serviços de manutenção e o isolamento da distribuição de vapor.

Nessas condições, o resultado do aumento do preço de um energético — tal como a experiência sugere no caso do petróleo — foi a diminuição de seu consumo e a redução na relação E/P (E, energia e P, produto), observando-se, sem muito esforço, que a modificação na relação de preços, ao se apresentar desfavorável ao uso de insumos energéticos, por si só exerce uma exigência pela conservação destes recursos⁽⁵⁾.

No Brasil, nos últimos dez anos, a questão da conservação de energia elétrica teve pouco fôlego e por boas razões, uma vez que tem-se considerado que seus preços estiveram, neste período, abaixo do que seriam seus custos-opportunidade, o que, pela mesma lógica de minimização de custos aplicada acima aos consumidores de petróleo, deve ter, no caso da energia elétrica, acentuados padrões intensivos de consumo de energia, em detrimento da utilização de outros insumos, continuando o consumo de energia elétrica a crescer a taxas altas.

A adoção de tarifas realistas, que expressem com justeza os custos-opportunidade da oferta do serviço de energia elé-

trica, inclusive nas suas variações diárias e sazonal, estimulará e determinará os limites, quase se diria "naturais", para a conservação de energia elétrica. A conservação ou poupança arbitrária de energia elétrica, acima dos níveis ditados por preços que reflitam adequadamente custos-opportunidade, significa o gasto, também arbitrário e a mais, de outros insumos.

Pode ocorrer, no entanto, que a natureza da função de produção, vale dizer, das técnicas disponíveis, não admita substituição significativa entre insumos. Nesse caso, as modificações nos preços dos energéticos afetam diferentemente os preços dos diversos bens ou serviços que os utilizam.

Dentro da estratégia do consumidor de manipular sua renda de forma a maximizar os benefícios pessoais dela derivados, e como conseqüência do aumento dos preços de energéticos, aqueles produtos em cujos preços houver uma repercussão acentuada, poderão sofrer alterações nos seus padrões de demanda, sempre que para eles houver substitutos próximos que requeiram um consumo energético menor.

Esta alternativa não implica, em si, quer a obtenção de maiores eficiências de transformação, quer a redução de necessidades de energia útil, a nível de cada bem ou serviço. A redução do consumo de energia decorre da modificação na composição da demanda global por energia útil. É o caso por exemplo, da substituição do transporte individual pelo transporte público de massa.

2.3 O avanço tecnológico e o crescimento econômico como condicionantes da conservação

A questão da conservação tem implicações diferentes dependendo do ponto de vista temporal. Por exemplo, logo após a elevação do preço de um energético, as perspectivas de obtenção de maiores resultados de conservação são limitadas à substituição de energia por matérias primas ou mão-de-obra. Alguns outros resultados poderiam ser esperados também no que se refere às alterações nos padrões de demanda. É o caso, por exemplo, da redução do nível de termostatos e da redução do número de viagens de passeio. No entanto, poucos resultados são esperados, a curto prazo, em termos da melhoria da eficiência do estoque de bens de consumo durável e de capital, cuja estrutura e características, em geral, foram estabelecidas por

uma relação de preços de energia/outras insumos anterior à vigente após o aumento dos preços de energia.

A longo prazo, a questão torna-se substancialmente diferente, estando a viabilidade da conservação intimamente vinculada tanto à ocorrência de mudança tecnológica quanto às taxas de crescimento da economia.

Modificações tecnológicas ocorrem na fabricação de bens ou serviços conhecidos (exemplos: nos sistemas de transporte de massa, nos processos construtivos, etc.), na melhoria qualitativa dos produtos tradicionais (ex.: lâmpadas de sódio) e no aparecimento de novos produtos (ex.: recentes, sensores de presença, sistemas de controle micro-eletrônicos).

O significado micro-econômico da mudança tecnológica é o de permitir a produção de uma mesma quantidade de bens ou serviços com menores quantidades dos diversos insumos envolvidos, energia e outros. Equivalentemente, a inovação procede como se tivesse aumentado a quantidade dos insumos à produção, podendo apresentar tendência favorável ao aumento por igual de todos os insumos, quando é chamada de neutra, ou favorável ao aumento mais acentuado de apenas um ou alguns dos insumos⁽⁶⁾. No caso de viés favorável à energia, a modificação tecnológica leva a uma solicitação diferente de serviços energéticos e a requisitos menores de energia útil.

O processo de geração das modificações tecnológicas é extremamente complexo e de mecanismos insuficientemente conhecidos, tendo sido primeiramente tratado como exógeno ao funcionamento do sistema econômico. Há, no entanto, uma tendência a tratá-lo endogenamente, compreendendo-se que "uma mudança nos preços relativos dos fatores de produção é por si só um incentivo à invenção, e à invenção de um tipo específico dirigido à poupança do fator que se tornou relativamente caro". (Hicks, 1963).

Ora, nessa visão o encarecimento dos preços de energéticos seria uma pré-condição para empurrar à frente o próprio desenvolvimento tecnológico que levaria à poupança desse insumo. Assim, por exemplo, a concessão de subsídios poderá ser ineficiente, não só no sentido de indicar uma substituição inadequada entre energéticos, como também por dificultar a introdução de tecnologias mais inovadoras. Este é o caso, por exemplo, da política recente com rela-

ção à eletrotermia. Esta favoreceu a utilização de energia elétrica para produção de vapor em caldeiras que, mesmo que se apresentassem na versão mais eficiente existente no mercado, precludiriam modificações tecnológicas mais interessantes e que se poderia ter incentivado através de preços mais altos. Seria, por exemplo, o caso de uma modificação substancial nos próprios processos de produção que requerem a utilização de vapor. (Serra e Pagy, 1984).

A viabilidade da conservação está vinculada não só à ocorrência de mudança tecnológica, embora possa ocorrer de forma relativamente independente da criação de capital (ex.: desenvolvimento e aplicação de técnicas de pesquisa operacional à organização da produção), requer, em regra, sua incorporação a novo capital. A introdução da eletro-siderurgia, por exemplo, requereria pesados investimentos em instalações e equipamentos. Portanto, é difícil imaginar uma taxa acentuada de conservação de energia que venha a ocorrer, não só na ausência de mudança tecnológica, como na ausência de novos investimentos que permitam a introdução, nelas incorporadas, dessas inovações tecnológicas.

Assim, a longo prazo pode ocorrer a reposição do estoque de bens de consumo durável por aparelhos mais eficientes, dentro dos prazos requeridos para pesquisa, desenvolvimento, desenho e reequipamento das linhas de produção, e na medida das taxas de reposição permitidas pelo crescimento da renda pessoal. Pode ocorrer, também, a renovação do estoque de capital, um processo bem mais complexo e que poderá atingir desde os equipamentos, as instalações fabris, a forma de construir as edificações, até as estruturas de transporte e mesmo os padrões de uso do solo. Esta renovação irá depender das taxas de crescimento econômico, da taxa de formação bruta de capital fixo, ou seja, dos investimentos fabris, da expansão da indústria de construção civil e dos investimentos em infra-estrutura urbana, sobretudo, nos transportes.

3. A perspectiva do consumidor, da concessionária e da sociedade

A reação, esperada por parte de consumidores e concessionárias, à existência de oportunidades de conservação, bem como a definição de qual seja o interesse da sociedade no aproveitamento dessas oportunidades, vai depender das suposições que se faça quanto às motivações de comportamento de consumido-

res e concessionárias. Da mesma maneira, expectativas quanto ao processo de surgimento de inovações e ao comportamento de empresas interessadas em produzi-las dependem dos modelos de análise utilizados.

Por exemplo, garantidas certas condições ideais de funcionamento dos mercados de energia e dos demais bens, poder-se-ia supor que os interesses dos consumidores, das concessionárias e da sociedade estariam sendo atendidos. Nestas condições, por exemplo, os consumidores aproveitariam instantaneamente o conjunto de oportunidades de conservação que viessem a ser trazidas ao mercado, dando ensejo a uma diminuição progressiva nas taxas de crescimento da demanda por energia, fato que seria adequadamente considerado pelos produtores na elaboração de seus planos de oferta.

Neste item, apresentam-se alternativas, mais próximas da realidade do que a mencionada acima, através do exame, primeiramente, da situação em que o consumidor não reage oportunamente às oportunidades de conservação e, a seguir, daquela em que a concessionária, um monopólio regulado, se vê diante de alternativas diferentes para atendimento aos seus consumidores, uma, via expansão de oferta, outra, via a adoção de práticas de conservação. Neste último caso, a concessionária se vê obrigada a estabelecer regras que permitam definir a quantidade de recursos a serem alocados ao programa de conservação. Finalmente, descreve-se um modelo normativo de oferta de energia, através do qual se estabelecem estratégias de custos mínimos para expansão do sistema, onde se garante o atendimento das exigências do consumidor, da concessionária e da sociedade.

3.1 O consumidor de energia

Ao tomarem suas decisões de compra e investimento, os consumidores de energia detêm, teoricamente, todas as informações necessárias para fazê-lo de forma racional, atendendo assim, quer as exigências produtivas de minimização de custo (quando se requer que seja igual o produto marginal decorrente da aplicação das últimas unidades monetárias que forem gastas tanto em energia como em outros insumos), quer às condições de maximização de seu bem-estar (quando se requer que lhe seja equivalente à satisfação que deriva da última unidade monetária gasta com a compra, tanto de energia, quanto de outros bens e serviços)⁽⁷⁾.

Espera-se que o consumidor se comporte de forma igualmente racional diante das perspectivas de conservação de energia que lhe estão abertas — o que equivale a identificar os custos dos insumos não-energéticos (materiais e equipamentos) necessários à implantação das medidas de conservação e a avaliar os benefícios da conservação em termos dos custos dos insumos energéticos que se economizam, escolhendo-se o nível de conservação que maximiza a diferença entre benefícios e custos⁽⁸⁾.

“As alternativas relativas a investimentos em conservação podem se apresentar ao consumidor sob a forma de diferentes problemas” (Marshall e Ruegg, 1980), tais como o de aceitar ou rejeitar um certo projeto de conservação, o de escolher prioridades dentre um conjunto de alternativas, o de se obter o mais rápido retorno dos recursos investidos, ou, ainda, o de se determinar o nível economicamente ótimo do investimento em conservação.

Em termos operacionais e analíticos, dependendo da forma em que o problema se apresenta, assume-se que o consumidor estaria fazendo uso de um dos métodos usuais de análise de investimento, ou seja, valor atual, taxa interna de retorno, custo/benefício e tempo de retorno. A dificuldade maior na aplicação desses métodos está na determinação das taxas de desconto (exceto, é claro, no caso do método de taxa interna de retorno), como decorrência da introdução do fator tempo.

Assim, suponhamos a avaliação da viabilidade de um determinado equipamento em tudo comparável a uma alternativa energeticamente menos eficiente, exceto no tocante a seu preço inicial mais caro. Adotando-se o método do valor atual para comparar os dois equipamentos e utilizando-se taxas de descontos representativas de oportunidades de investimento que estejam abertas ao consumidor, ou então de juros e demais custos das linhas de crédito existentes para a compra de equipamentos, observa-se, por hipótese, que, apesar do custo inicial maior, o equipamento mais eficiente tem um menor valor atual dos custos líquidos ao longo da totalidade do seu período de vida. Este resultado indicaria ao consumidor racional que deveria comprar o equipamento mais eficiente.

Uma vez determinado o interesse em se fazer um investimento em conservação, supõe-se, teoricamente, que o consumidor aja instantaneamente e efetue o

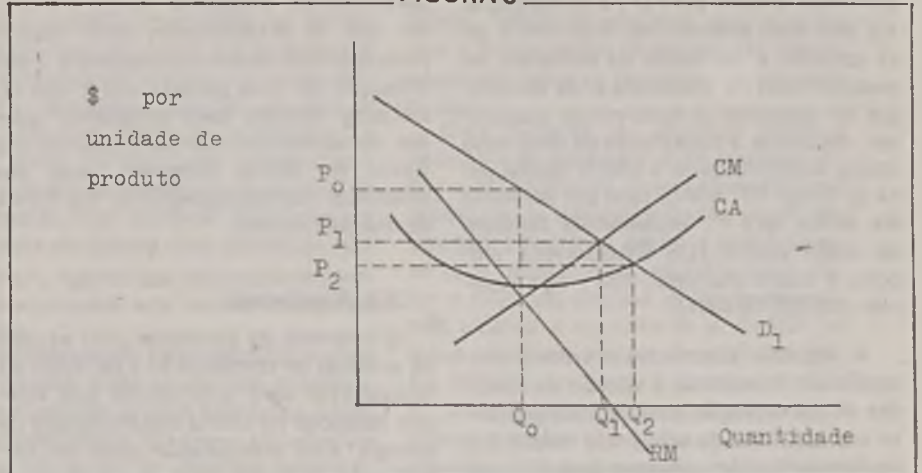
investimento. Ora, seria de se esperar, segundo esta expectativa, que fosse muito acelerada a taxa de penetração no mercado de produtos, técnicas e práticas de conservação eficiente do ponto de vista econômico. No entanto, não é necessário uma observação muito acurada para se verificar que estes ajustes não são instantâneos, não só nos mercados de conservação como em quaisquer outros mercados de novos produtos.

Existe, como se sabe, um processo de introdução gradativa de novos produtos — geralmente descrito por uma curva em S —, o qual corresponde à eliminação de barreiras à adoção do produto. Isso significa que, para uma mesma data de referência, os consumidores aplicam, na avaliação de seu interesse pelo novo produto, diferentes taxas de desconto, dependendo das características de seu perfil pessoal (nível de renda, aversão a risco, etc.). Os que adotarem a inovação mais cedo apresentam, implicitamente, taxas de desconto menores do que os que as adotarem mais tarde.

Na literatura sobre o assunto há um sentimento bastante generalizado (Hausman e Joskow, s.d.), baseado em razoável evidência empírica de que as taxas implícitas de desconto aplicadas pelos consumidores no exterior são de fato muito altas. A partir de um crescente número de estudos, pode-se dizer que as taxas de desconto estão muito acima tanto daquelas normalmente utilizadas nas análises de engenharia econômica para escolha de bens de consumo durável, quanto das taxas segundo as quais os consumidores tomam recursos emprestados ou aplicam seus fundos. Isto é tomado como prova da existência de falhas de mercado muito nítidas, tais como, custos altos de obtenção de informações e falta de acesso a financiamentos para fazer face a investimentos iniciais, em particular para os grupos de baixa renda.

A constatação, portanto, a partir da experiência estrangeira é a de que o consumidor, como consequência sobretudo de falhas de mercado, não reage prontamente às oportunidades de conservação que lhe estão abertas, assumindo-se que estas existam concretamente. No caso brasileiro, não só ainda não estão presentes no mercado um número significativo de equipamentos e aparelhos mais eficientes, como também, os preços baixos da energia elétrica dificultam, tanto o aproveitamento daquelas oportunidades existentes, quanto o surgimento de novas.

FIGURA 3



3.2 A concessionária

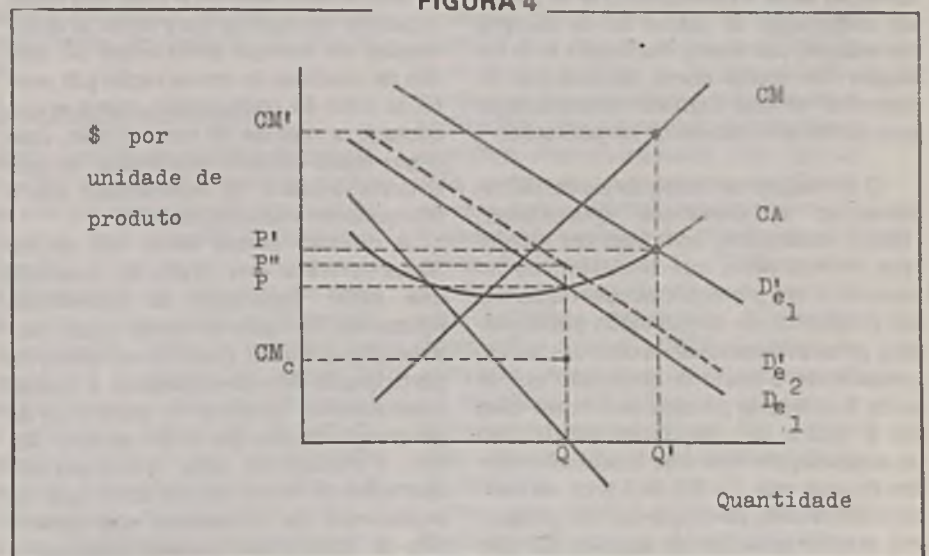
A suposta reação da concessionária, como se disse, vai depender do modelo adotado para análise de seu comportamento. Considerando-a como um monopólio regulado, temos, observando o Gráfico, que para uma configuração da demanda, D_1 , e para curvas de custos marginais, CM , custos médios, CA , e receitas marginais, RM , o monopólio não regulado fixaria em P_0 e Q_0 (onde o custo marginal é igual à receita marginal) o preço da energia e a quantidade que estaria disposto a produzir. O Estado, no entanto, através dos órgãos normativos e reguladores, fixa o preço em P_1 , onde o custo marginal é igual à demanda, e faz aumentar a quantidade ofertada pela empresa para Q_1 .

Com isso, tanto o consumidor paga menos por maiores quantidades de energia, quanto retira-se do produtor parte

do seu poder de monopólio, fazendo-se com que se chegue a níveis de produto e preço que correspondam mais de perto aos que deveriam ocorrer caso vigisse uma situação onde os mercados fossem perfeitamente competitivos. Na realidade, os órgãos reguladores costumam estabelecer o preço de energia ao nível no qual ele se equaliza ao custo médio (P_2), aí incluído uma remuneração de investimento arbitrada (10 a 12% ao ano, teoricamente, no caso brasileiro) e, a este preço, correspondendo a quantidade Q_2 .

Suponhamos que, num dado momento, a demanda de determinada área seja expressa pela curva D , associada ao nível médio de eficiência e , da tecnologia de consumo disponível, e que a concessionária dimensione sua oferta para Q (40×10^9 kWh) a uma tarifa P , igual ao custo médio de suprimento (US \$0,05/kWh)⁽⁹⁾. Se, num momento seguinte, a

FIGURA 4



demanda crescer para D' , a concessionária terá duas alternativas. A primeira será garantir a satisfação da demanda, ao mesmo nível de eficiência e, da tecnologia de consumo anteriormente disponível, mediante a construção de uma nova usina, expandindo-se a oferta global para Q' (50×10^9 kWh), com um aumento da tarifa para P' , estabelecida também ao custo médio (US \$0,06/kWh), embora o custo marginal, CM' , seja superior (US \$0,10 kWh).

A segunda alternativa envolve a concessão de incentivos à adoção de medidas de conservação, provocando portanto um aumento da eficiência média dos equipamentos de consumo para C_2 , que permite o atendimento à mesma demanda D' sem ampliação da oferta global, cujo nível se mantém em Q (40×10^9 kWh). Supondo-se que o incentivo seja fixado em US \$0,03/kWh poupado, que corresponde, portanto, ao custo marginal de se evitar a expansão, CM_C , ou, por outra, ao custo marginal do aumento de eficiência média da tecnologia de consumo. Isto corresponde a um deslocamento da curva de demanda que descreve os novos requisitos de energia final de D_{C_1} , para D_{C_2} . A concessionária assim atende ao crescimento da demanda sem ampliar a oferta, estabelecendo uma tarifa P'' (igual ao custo médio de US \$0,575), menor que o que vigoraria, caso fosse adotada a primeira alternativa, dessa maneira beneficiando a todos os consumidores, embora a uns (os que adotaram as práticas de conservação) mais do que a outros.

Como se vê, se, por um lado, a conservação evita à concessionária os custos de construção de usinas ou de compra de energia, por outro, lhe impõe uma redução de receita como decorrência de menores vendas àqueles consumidores que adotaram práticas de conservação.

O princípio da inexistência de perdedores, o "no losers' rule" (Wirtshafter, 1985), estabelece, com base em exigências de equidade, que o máximo de incentivo a ser oferecido aos participantes de programas de conservação patrocinados pelas concessionárias deve ser a diferença entre o custo de produção que se evita e a receita perdida (no nosso caso de \$ 400×10^6 , ou \$0,04/kWh). Caso se estabeleçam níveis de incentivo maiores do que este ($> \$0,04/kWh$), os consumidores não participantes do programa estarão subsidiando aqueles que são

participantes, enquanto níveis menores do que os estabelecidos pelo mesmo princípio tem como consequência a distribuição de uma parcela maior dos resultados obtidos pelo programa, quer aos consumidores não participantes (na forma de tarifas menores), quer aos acionistas das concessionárias (na forma de maiores lucros).

3.3 A sociedade

O interesse da sociedade pela adoção de práticas de conservação é definido ao compará-las com alternativas que estejam baseadas na oferta inquestionada de energia. Esta comparação pode ser formalizada de maneiras diversas, uma das quais (Sanghvi, 1984) através da inclusão do potencial de conservação em modelos globais de oferta que ordenem e dêem prioridades àquelas alternativas que implicarem em custos mínimos na expansão do sistema elétrico. Neste caso deverão ser minimizados os valores presentes dos custos de capital e operação correspondentes aos investimentos feitos tanto pelo lado da concessionária, quanto pelo lado do consumidor.

Uma estratégia de minimização de custos de oferta de energia envolve a realização de um inventário dos recursos energéticos passíveis de utilização — inclusive dos recursos oriundos da adoção de práticas de conservação — e a especificação de curvas de oferta para cada um destes recursos, ou seja das curvas que indiquem os custos marginais de produção ou conservação das unidades adicionais de eletricidade. A especificação da curva de oferta de conservação envolve levar-se em consideração tanto o preço da eletricidade quanto o valor dos investimentos necessários para obter as quantidades de energia decorrentes da adoção de medidas de conservação (do ponto de vista do consumidor, como se viu, adota-se a medida de conservação, caso o seu custo unitário seja menor do que o custo unitário da eletricidade que é oferecida pela concessionária).

A questão central neste tipo de enfoque refere-se aos níveis de incerteza que estão associados às alternativas existentes. No caso da conservação, por exemplo, é difícil prever os níveis de participação dos consumidores e, consequentemente, projetar o potencial de poupança de energia a ser obtido. Assim, a decisão de adiar a entrada em operação de novas usinas com base na expectativa de poupanças que podem não se concretizar poderá significar a

promoção, em caráter de urgência, de obras visando ampliar a oferta de capacidade, o que implica, nestas condições, em custos mais altos. Por outro lado, a construção de excesso de capacidade implica na imposição de tarifas mais altas e na absorção de capitais que seriam melhor empregados em outros setores da atividade econômica e social.

4. Instrumentos para uma política de conservação

A constatação de que existem oportunidades de conservação e que estas devem ser contempladas pela política energética, leva, dada à modesta experiência brasileira na questão, ao exame dos instrumentos mediante os quais isto seria feito, sobretudo, com base em exemplos estrangeiros.

Esses instrumentos podem ser classificados com base na sua dependência do mecanismo de preços (política de preços, aplicação de impostos) ou, alternativamente, com base na sua tentativa de substituição dos mecanismos de mercado, através da definição, centralizada, de critérios de alocação de recursos (fixação de quotas, fixação de padrões de desempenho). Podem, também, agrupar-se na categoria dos instrumentos que se voltam para a correção de falhas no funcionamento dos mercados de energia (fornecimento de informações, tentativa de persuasão e convencimento, concessão de empréstimos, incentivo à pesquisa e ao desenvolvimento tecnológico).

A escolha do instrumento mais adequado dependerá, primeiramente, dos resultados da avaliação que se fizer quanto à natureza do problema (ex.: está-se, efetivamente, diante de uma falha de mercado?). Em segundo lugar, os instrumentos deverão se adequar a objetivos de eficiência e equidade claramente especificados. Em terceiro, sua definição irá depender da preferência do administrador por soluções de decisão centralizada ou daquelas que se baseiam no exercício da livre escolha pelo consumidor.

A proposição da utilização de instrumentos, no caso nacional, não se tem feito acompanhar pela proposta de critérios e métodos de avaliação da sua eficácia. Certamente, que a avaliação dos resultados deste tipo de iniciativa é muito difícil, dada à multiplicidade de influências que ocorrem, ao mesmo tempo, sobre o consumo de energia (variações conjunturais no nível de renda e

produção, mudanças climáticas, modificações na estrutura de produção, etc.), o que torna problemático o isolamento de uma medida específica para análise. No entanto, há o desenvolvimento de metodologias adequadas para este fim (Berry e Hirst, 1983), o que permitiria monitorar o alcance das diversas medidas utilizadas.

4.1 Política de preços

Caso o sistema de preços seja aceito como um mecanismo eficiente de alocação de recursos, a prioridade inicial de uma política de conservação de energia é equalizar os preços dos energéticos ao nível de seus respectivos custos marginais, inclusive nas suas variações diárias e sazonal, introduzindo-se, em seguida, e as modificações necessárias para que se leve em conta os objetivos cabíveis de equidade social (Munasinghe, 1983).

O fator determinante na adoção de práticas de conservação de energia por parte dos consumidores é, indubitavelmente, a relação entre os preços de energia e os custos das práticas de conservação que vierem a adotar. Assumindo-se que as tarifas de energia elétrica não traduzem seus custos de oportunidade, situando-se há uma década com valores decrescentes e abaixo dos níveis adequados de remuneração do setor, as técnicas de conservação aparecem, assim, como desinteressantes, já que preços baixos de energia tornam inviáveis a recuperação dos investimentos feitos pelos consumidores. Dessa maneira, verifica-se um consumo maior de energia elétrica do que ocorreria na vigência de níveis tarifários mais altos. Na realidade, a correta definição dos níveis tarifários é uma pré-condição para uma política de conservação. Não há como supor viável a utilização de qualquer outro instrumento sem o apoio de preços adequados.

O controle de preços, não só estabelece uma sinalização inadequada entre fatores, como também entre os diversos insumos energéticos, indicando, por exemplo, como viável uma substituição eventualmente desinteressante de derivados de petróleo por energia elétrica, ao mesmo tempo que impedindo o aparecimento de outras fontes energéticas, sobretudo renováveis, que poderiam trazer uma contribuição, por modesta que fosse, à oferta global. Finalmente, por um lado, ao estimular o consumo e, por outro, ao reduzir receitas e margens de lucro, o controle de preços leva ao desequilíbrio econômico-financeiro do setor, desestimulando a produção.

Outra questão importante na definição da política de preços é a da presença de externalidades a nível da produção, ou seja, daquelas situações em que o custo marginal social de produção⁽¹⁰⁾ esteja acima do seu custo marginal privado e onde se configure, do ponto de vista social, uma produção excessiva e a existência de preços mais baixos do que os ótimos, mesmo que os preços tenham sido equalizados aos custos marginais privados.

A existência de externalidade a nível de produção pode se dar por exemplo, na produção de origem hidráulica (onde as externalidades estariam situadas no âmbito da perda de recursos naturais), na de origem térmica (onde estas estariam situadas no âmbito da poluição), ou na geração nuclear (onde estas poderiam estar situadas em várias áreas). Nestes casos, a política de preços deve fazer com que os preços correntes reflitam os custos marginais sociais, situação em que a procura diminuirá, encarregando-se de promover a eliminação do excesso do consumo e definindo menores taxas de expansão do suprimento.

Finalmente, no tocante à política de preços, deve-se dizer que é importante avaliar as repercussões do encarecimento dos preços relativos de energia nos diversos grupos de renda. A experiência estrangeira (Griffin e Steele, 1980) indica que o encarecimento dos preços de energéticos incide mais fortemente nos grupos de renda mais baixa, em cujos orçamentos o componente custo da energia é percentualmente mais alto do que naqueles dos grupos de renda mais alta. Neste caso, se estiverem presentes objetivos de equidade social na formulação da política energética, há que se procurar mecanismos de correção da alta de preços.

4.2 Aplicação de impostos

Agindo através do sistema de preços, a aplicação de impostos sobre o consumo de energia elétrica pode servir como instrumento para redução do consumo, a depender, como se viu, do valor da elasticidade-preço da demanda por energia de curto prazo. Como instrumento, tem a vantagem, sobre os métodos que não agem via o sistema de preços, de apresentar baixos custos de administração e controle e, sobretudo, de preferir, exatamente, aqueles usos considerados como mais "desvalorizados" pelo próprio consumidor, minimizando, assim, a perda de "bem-estar" social decorrente da imposição do imposto (Griffin e

Steele, 1980). No entanto, esse método tem a desvantagem de apresentar efeitos negativos sobre os grupos de renda mais baixa.

Uma variação do imposto sobre o consumo de energia é a do imposto sobre o equipamento pouco eficiente, que apresenta as mesmas características gerais que o primeiro, embora tenha alcance mais restrito, pois, embora possa afetar o nível do estoque do equipamento, não alcança a sua taxa de utilização ou a sua eficiência efetiva. Essa alternativa, no entanto, provocará menos oposição e poderá garantir recursos, eventualmente transferíveis como subsídios aos usuários de equipamentos mais eficientes.

4.3 Fixação de quotas

Existem alternativas para a promoção da redução do consumo de energia que não se baseiam nos mecanismos de mercado, é o caso da imposição de quotas (ex.: o racionamento de energia elétrica por zonas, o fechamento de postos de gasolina aos sábados e domingos, etc.). Supõe-se que, em certas condições, quando a curto prazo a elasticidade-preço dos energéticos tende a ser menor do que a longo prazo, a fixação de quotas pode até vir a ser uma iniciativa mais efetiva do que a manipulação do sistema de preços. No entanto, como no caso das demais soluções que não passam pelo mercado, tem vantagens nítidas e óbvias do ponto de vista de seus efeitos sobre os grupos de renda mais baixa.

4.4 Definição de normas e fixação de padrões de desempenho

Outro mecanismo fora de esfera do mercado é o que se apóia na definição de normas e padrões de fabrico e de desempenho e que pode ser aplicado para edificações, equipamentos industriais e aparelhos eletrodomésticos. Esse tipo de ação caracteriza o programa alemão de normas para caldeiras industriais, o canadense, de padrões de eficiências mínimas de fornos (OECD, 1976) e, ainda, o programa californiano de padrões para aparelhos domésticos (California Energy Commission, 1983). A defesa da utilização desse mecanismo se assenta na existência de falhas de mercado, e cumulativamente, no caso de edificações, na ocorrência de externalidades de consumo.

No caso específico do mercado de aparelhos elétricos, a introdução de modalidades mais eficientes esbarra na in-

suficiência de informação disponível para o consumidor. A fixação de padrões de desempenho é freqüentemente lembrada como solução para esta falha de mercado. No entanto, melhor parece ser a mera indicação ao consumidor das características de desempenho dos diversos equipamentos (como nos programas de utilização de etiquetas de desempenho), deixando-se que ele tome sua própria decisão quanto ao nível de eficiência, dentre outras características, que lhe convém consumir. É até mesmo possível que a imposição de padrões mínimos de desempenho levaria a um efeito perverso, através de modificações do comportamento do consumidor, redundando no aumento do consumo (Hausman e Joskow, s.d.).

No caso das edificações, o mesmo raciocínio que levaria apenas à mera provisão de informações ao consumidor quanto às características de desempenho das construções edificadas ou projetadas, em lugar da exigência de níveis mínimos de desempenho através de posturas municipais, não poderia ser aplicado com a mesma força. O caso destas se faz mais complexo pela presença de externalidade de consumo, da vida prolongada do estoque de edificações e da interveniência de muitos agentes nos diversos processos que vão desde a incorporação até a venda ou locação do imóvel. Estas características exigiriam, talvez, um programa de desempenho energético de caráter mandatório. Existe evidência empírica de que a poupança de energia obtida, nestes casos, em caráter mandatório pode ser muito efetiva (California Energy Commission, 1983).

4.5 Fornecimento de informações

A racionalidade destes programas reside na suspeita da existência de falhas de mercado (inexistência de informações) que perturbam a análise do consumidor. Este, então passa a proceder como se aplicasse altas taxas de desconto na compra do equipamento de conservação, rejeitando-o quando uma análise objetiva da viabilidade de compra deste equipamento o recomendaria.

No fornecimento de informações (e na sua produção) deveria estar assentada uma das bases da ação das concessionárias e das entidades interessadas na questão. Aliás, a prática internacional vem indicando este campo como farto em iniciativas as mais variadas (folhetos informativos, manuais de orientação, reuniões de esclarecimento, audiovisuais, unidades móveis de demonstração,

assessorias a consumidores, etc.). A avaliação dos resultados destes programas é muito difícil. Embora os estudos feitos mostrem resultados contraditórios, há um relativo consenso na necessidade de mantê-los (Berry e Hirst, 1983).

No entanto, talvez já se possa afirmar que a concepção destes programas deverá obedecer a uma série de regras (Sawyer, 1985). Primeiramente, informações generalizadas (do tipo panfleto) atingem apenas os consumidores, cuja tendência pela adoção de uma inovação é marcada. Portanto, os programas que visem a grande maioria de consumidores, cujo processo de aceitação de uma inovação é mais demorado, devem-se fazer mais convincentes. Isso requer que haja mais especificidade nas informações veiculadas, com contatos pessoais e produção de documentos técnicos voltados para as necessidades de cada tipo de consumidor. Segundo, deve-se fazer uso do intercâmbio de informações e experiência dos próprios consumidores, o que tenderá a proporcionar uma veiculação de informações de caráter mais "terra a terra", além de garantir mais credibilidade à informação e importância ao problema. Terceiro, deve-se estudar prioridades de atuação que levam em conta classes de consumidores, a concentração do consumo de energia, ou ainda o tipo de equipamento/prática/método de conservação, cuja penetração de mercado for mais promissora, ou que garanta maiores resultados.

4.6 Métodos de persuasão e convencimento

Estes métodos não têm apoio na racionalidade microeconômica o que não quer dizer que não possam ter sucesso. A tentativa de persuasão, na forma de apelos variados à redução de consumo (apague a luz ao sair do cômodo, não tome banhos prolongados, etc.), poderia ser utilizada, quer como alerta para um eventual futuro agravamento dos preços de energia, como introdução a um programa de conservação mais amplo, ou em momentos de crise. É de se esperar efeitos concretos a curto prazo, dependendo da avaliação que o público fizer, da gravidade da situação e, naturalmente, um retorno à posição anterior de consumo, tão logo fosse considerado que a ameaça maior já teria passado, conclusões estas corroboradas por estudos específicos (Griffin, 1979), realizado nos EUA, quando a administração pública e a imprensa exortavam a população a apagar as luzes, como medida de prote-

ção contra o embargo petrolífero de 1973, dada a prevalência da geração térmica para eletricidade.

4.7 Concessão de empréstimos

A experiência estrangeira indica que, além da mera provisão de informações, vem sendo adotada a prática de alocação de fundos para os consumidores potencialmente interessados na adoção de equipamentos de conservação, na forma de empréstimos a juros de mercado, a juros subsidiados ou mesmo a fundos perdidos, além de prêmios e descontos.

Investimentos em projetos de conservação, como em todos aqueles que têm altos custos iniciais, requerem empréstimos, de forma a deslocar no tempo o peso destes custos iniciais. Caso os mecanismos de mercado não garantam a disponibilidade destes empréstimos, seja por inércia, excessiva cautela ou por estarem fechados aos grupos de baixa renda, dever-se-ia criar os mecanismos institucionais que os propiciem.

A concessão de empréstimos com subsídios embutidos, de prêmios e de descontos, favorece a viabilidade dos projetos em análise. A razão para concessão do subsídio requer explicação. O consumidor, diante da provisão adequada de informações e da disponibilidade do empréstimo a juros de mercado, pode, ainda, manter-se na posição de recusa de fazer o investimento em conservação que lhe reduziria os custos. Nessas circunstâncias, caso este investimento seja de interesse da concessionária, por representar a obtenção de energia para oferta a outros consumidores a custo mais baixo do que o da alternativa mais próxima, poder-se-á recorrer à concessão de subsídios que, tornando o investimento mais palatável, acelerará o passo de adoção dos projetos de conservação e, possivelmente, o número final de consumidores que os adotarão.

Esses empréstimos vêm sendo crescentemente utilizados, sobretudo nos EUA (Stern, Berry e Hirst, 1985), sabendo-se que são acolhidos pelos consumidores de forma extremamente variada. Para programas de características semelhantes, por exemplo, com empréstimos a juros nulos, observam-se desde quase nenhuma até altas taxas de adesão por parte dos consumidores elegíveis ao financiamento. Acredita-se que, garantidas certas condições, estes possam vir a ter resultados positivos. Possivelmente, incentivos não financeiros — assistência técnica, proteção ao consumidor, a própria administração do programa de con-

cessão de empréstimo, etc. — desempenham papel-chave na determinação da taxa de adesão do consumidor.

4.8 Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico

As avaliações quanto às possibilidades resultantes de trabalhos de pesquisa e desenvolvimento no campo da energia tendem a privilegiar o lado da produção de energia e dão pouca atenção às tecnologias ligadas ao consumo. Mais recentemente, têm aparecido avaliações das tecnologias voltadas para o consumo com resultados muito promissores e, com base nestas, há quem afirme que, hoje, nos EUA, ao custo médio das novas tecnologias de conservação à disposição do mercado, não só se torna desinteressante o acréscimo de uma unidade que seja à capacidade do sistema elétrico americano, como, pelo contrário, deveria ser retirada de operação parte da capacidade existente (Lovins, 1984).

Como se viu anteriormente, o encarecimento dos preços de energia por si só, poderia ser tomado como um incentivo à inovação tecnológica de um tipo que conduzi-se à poupança de energia. No entanto, embora nestas condições os preços possam sinalizar a necessidade da inovação e seu favoritismo em relação à poupança de energia, ainda assim, dada a presença das chamadas externalidades, não se tem garantia de que o mercado tenha funcionamento adequado, impedindo que se defina o nível ótimo de investimento em pesquisas.

A idéia é de que as empresas privadas tendem a subinvestir em pesquisa, porque nem sempre podem se apropriar de todos os benefícios decorrentes do seu trabalho. Isso significa que, na avaliação de projetos de pesquisa, a taxa social de retorno do investimento em pesquisa é mais alta do que a correspondente taxa privada, esta última igual à taxa de

desconto do mercado. Assim, é necessário que o Governo aumente os recursos para pesquisa e desenvolvimento até o ponto em que a taxa social de retorno equalize a taxa de desconto do mercado.

Um programa de investimentos em pesquisa requer, então, a definição operacional dos níveis de recursos a serem investidos, das áreas prioritárias no tocante a novos produtos, equipamentos e processos, e dos mecanismos através dos quais se deve agir, sendo exemplares neste campo os programas japoneses e franceses de desenvolvimento tecnológico para racionalização do uso de energia (Energy Conservation Center, 1984 e AFME).

Projeto de pesquisa e desenvolvimento, tanto do lado da oferta de energia, quanto do lado do controle da demanda, levam, igualmente, ao aumento da disponibilidade de unidades de energia, sendo os seus resultados, portanto, comparáveis.

Nota 1

A primeira lei da termodinâmica estabelece que: "A quantidade de energia no universo é constante, não podendo ser criada nem destruída, nem mesmo ao ser convertida de uma para qualquer outra de suas várias formas". Formalmente, a primeira lei se expressa como $Q = W + \Delta S$, ou seja, a quantidade de energia (Q) que entra num sistema é igual a soma do trabalho produzido pelo sistema (W) com a energia rejeitada pelo sistema (S), sendo esta considerada para efeitos práticos, como uma "perda". Eficiência, definida a partir da primeira lei da termodinâmica, é expressa por: $\eta = W/Q$

Não há transformações com eficiência total. Até que ponto estas podem se aproximar de 100% é uma questão abordada pela segunda lei da termodinâmica, ao estabelecer uma eficiência teórica máxima. Esta lei diz que: "A proporção da energia que dá entrada num processo e que pode ser transformada em trabalho depende da diferença de temperatura de entrada e de saída numa máquina térmica". Em termos de eficiência, a segunda lei é expressa $X = 1 - T_2/T_1$, onde T_1 é a temperatura de entrada, T_2 é a temperatura de saída.

Combinando-se a eficiência (W/Q) efetiva (pela 1ª lei) de um dado processo, com sua eficiência teórica máxima ($1 - T_2/T_1$), tem-se uma indicação do potencial máximo de conservação de energia, que pode ser obtido através do uso de uma outra configuração na transformação energética.

Nota 2

Recorrendo-se aos dados do Balanço Nacional de Energia Útil (BEU) para 1983, tem-se, para a eletricidade, a utilização de 7.289×10^3 tep de energia útil; de 11.294×10^3 tep de energia final, com 4.005×10^3 tep de perdas.

A tabela detalha o cálculo das energias final e útil, perdas e rendimentos globais para cada forma de uso final do BEU-1983.

FORMAS DE USO FINAL	x 10 ³ Tep			
	E. FINAL	E. ÚTIL	PERDAS	
E. MOTRIZ	5.234	4.370	864	83
C. PROCESSO	1.204	1.174	30	96
AQ. DIRETO	2.131	1.109	1.022	52
ILUMINAÇÃO	2.108	256	1.852	12
ELETROQUÍMICA	393	156	237	40
OUTRAS	224	224	0	—
TOTAL	11.294	7.289	4.005	65

A definição da quantidade de perdas observadas num dado sistema depende do que se arbitrar como suas fronteiras. Os critérios utilizados no BEU definem fronteiras das quais resultam, em muitos casos, perdas substancialmente menores do que as que efetivamente ocorrem na entrega do que chamaríamos de serviço energético. Por exemplo, no caso de refrigeradores e ar condicionado, o BEU, por classificar estes equipamentos na categoria de força motriz, indica altos níveis de eficiência ($\eta = 95$) e, conseqüentemente, pequenas perdas. Na realidade, estas são muito maiores, uma vez que a eficiência total do processo abrange, não só a eficiência do motor do equipamento, como a do compressor e a do ciclo de calor.

Continuando com o exemplo do refrigerador, verifica-se que as exigências por energia útil podem, também, ser reduzidas, através de utilização de maior espessura de isolamento, o que reduziria a carga térmica, solicitando menos trabalho por parte do equipamento. No caso do ar condicionado, o mesmo ocorreria por exemplo, como conseqüência quer de fenestração diferente, uso de "brise-soleil", ou reorientação do cômodo.

Nota 3

Os processos ligados à oferta de energia, como quaisquer outros processos de produção oferecem oportunidades de conservação onde se pode tentar a redução de perdas, neste caso, nos processos que vão desde a produção primária de energéticos, sua transformação em formas secundárias, até os veículos de transmissão e distribuição, e que permitem colocar a energia em sua forma final à disposição do consumidor. Essa questão não será abordada neste trabalho.

Nota 4

O grau de flexibilidade na substituição entre insumos é dado pelo valor das elasticidades, ilustradas no gráfico. Estas vão determinar, como conseqüência do aumento de preços, em que proporção se dá a redução da quantidade de energia utilizada com relação ao aumento de outros insumos, o grau em que é afetado o nível da produção, bem como a participação dos insumos, em valor, na produção.

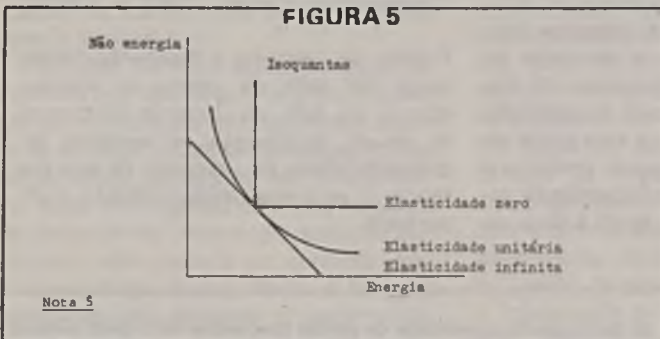
A isoquanta que apresenta elasticidade igual a zero indica que os insumos estão combinados em proporções fixas, fora das quais sua utilização é sempre ineficiente, não havendo, portanto, margem para substituição entre os mesmos. Na eventualidade de um aumento dos preços de energia, o seu consumo não diminui e o seu custo mais alto é absorvido através de uma queda na produção que, aí sim, provoca uma queda correspondente no consumo de energia, embora a participação, em valor, da energia na produção fique mais alta.

No outro extremo se situa a isoquanta da elasticidade infinita, uma impossibilidade técnica, uma vez que implicaria na utilização de máquinas sem energia, ou na de energia sem máquinas.

A isoquanta unitária indica a situação em que, diante de um aumento de preços, se observa uma redução proporcional no consumo de energia e um aumento proporcional no consumo dos demais insumos. O nível da produção, neste caso, manter-se-ia igual, bem como a participação em valor, da energia na produção.

A situação na qual a isoquanta se situa entre 1 e infinito indica que, com o aumento de preços, haveria redução mais do que proporcional no consumo de energia e na sua participação na produção e, por outro lado, aumento mais do que proporcional no consumo de outros insumos e nas suas respectivas participações. O nível da produção se manteria igual.

A situação empiricamente mais encontrada é aquela que situa as elasticidades entre 0 e 1. Neste caso, um aumento de preços traduz-se numa redução de consumo e do valor da participação da energia na produção menos do que proporcional ao aumento de preços. A produção final sobre redução.



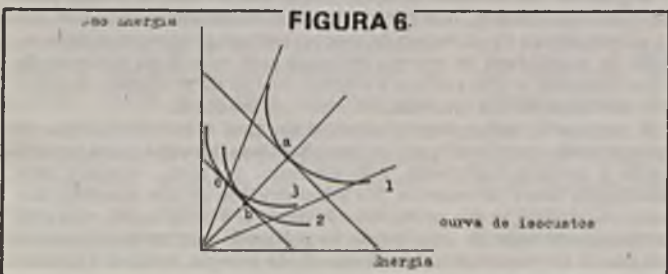
Nota 5

No tocante à elasticidade-preço da demanda por energia é interessante citar as conclusões de uma resenha de artigos sobre o tema (Taylor 1977).

"Parece-me que há indícios suficientes para se afirmar que o preço da energia é importante na determinação da quantidade de energia que é consumida. De fato, não se tem conhecimento de qualquer estudo sobre a demanda de energia que se possa considerar digno de crédito em termos de especificação e da maneira como o preço (ou preços) é definido, que não apresente como resultado uma elasticidade-preço de demanda de uma certa magnitude e importância estatística. O consumo de energia não é simplesmente uma questão de renda e forma de viver".

Nota 6

Quando, após a introdução de uma inovação tecnológica, a função de produção apresenta uma estrutura de utilização dos diversos insumos, idêntica à anteriormente existente, observa-se, em termos do gráfico (para uma mesma relação de preços), um deslocamento da isoquanta de 1 para 2. Ou seja, a proporção na qual os insumos são combinados mantém-se igual, caindo a relação global insumo/produto, o que implica em deslocamento do ponto a, para o b. A inovação pode, no entanto, apresentar-se mais favorável a qualquer um dos insumos. Ao conter, por exemplo, um viés mais favorável à conservação de recursos energéticos, ter-se-ia, em termos do gráfico, um deslocamento da isoquanta de 1 para 3, e do ponto a para o ponto c, ou seja, consome-se menos de ambos os recursos, mas proporcionalmente menos do insumo energia, e mais do não-energia.



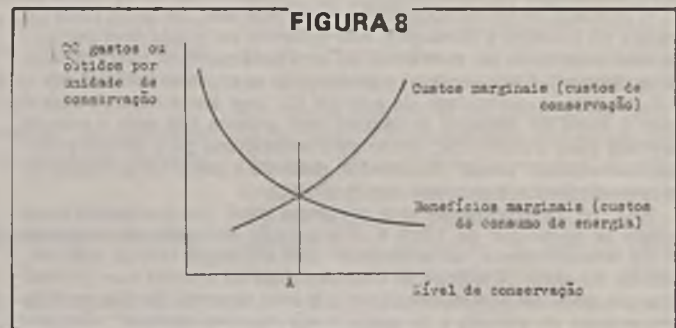
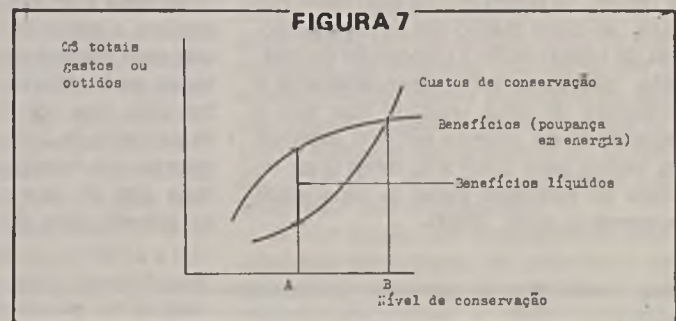
Nota 7

Nesta economia de minimizações e maximizações, se a última unidade monetária gasta nos diversos insumos, bem como os preços obtidos pelos produtos refletirem as verdadeiras oportunidades econômicas de utilização, ter-se-á, então, uma otimização dos mercados de energia a nível e entre consumidores e fornecedores.

Nota 8

O gráfico (Marshall e Ruegg, 1980) ilustra a afirmação. O formato das curvas incorpora alguns dos pressupostos usuais na análise micro-econômica, tais como: custos marginais crescentes e benefícios marginais decrescentes, o que confere às correspondentes curvas de custos e benefícios totais suas formas específicas.

A maximização da diferença entre benefícios e custos e conservação ocorre no ponto A, onde interceptam-se as curvas de custos e benefícios marginais. Neste ponto, são iguais os custos e benefícios de se adicionar mais uma unidade de conservação e são mais distantes as curvas de benefícios e custos totais.

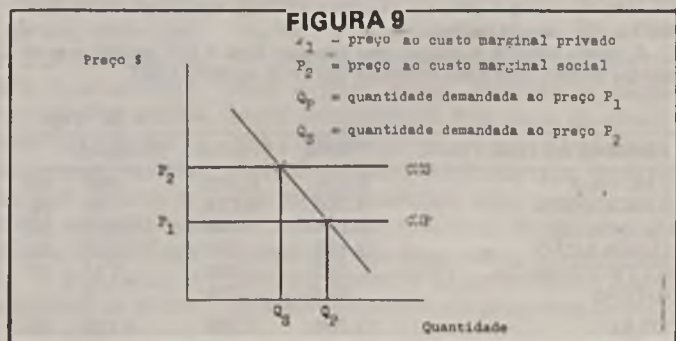


Nota 9

O raciocínio feito aqui constitui uma ampliação e generalização de exemplo numérico relatado em Wirtshafter, 1985.

Nota 10

A situação é ilustrada pelo gráfico, onde, em relação ao custo marginal privado de P_1 , o consumo se situa em Q_p , acima do nível ótimo Q_s .



BIBLIOGRAFIA

- AFME, Agence Française pour la Maîtrise de l'Energie, Les Aides aux Entreprises Industrielles, s.d.
- Berry, L. e Hirst, E., "Evaluating Utility Residential Energy Conservation Programmes: and Overview of an EPRI Workshop", em *Energy Policy*, Março 1983.
- California Energy Commission, California's Appliance Standards: An Historical Review, Analysis and Recommendations. California Energy Commission, Sacramento, CA, 1983.
- The Energy Conservation Center - Japan, Racionalização e Conservação da Energia no Japão, Fevereiro 1984.
- Griffin, J.M., *Energy Conservation in the OEDC, 1980 to 2000*. Cambridge: Ballinger, 1979.
- Griffin, J.M. e Steele, H.B., *Energy Economics and Policy*. New York: Academic Press, 1980.
- Hausman, J.A. e Joskow, P.L., "Evaluating the Costs and Benefits of Appliance Efficiency Standards", em *American Economic Association Papers and Proceedings*, vol. 72 - nº 2. s.d.
- Hicks J.R., *The Theory of Wages*. London: Macmillan, 1963.
- International Business Week. "Are Utilities Obsolete?" 21-5-1984.
- Leibel, P.G., *Energy Economics and Technology*. Baltimore: Johns Hopkins University Press, 1982.
- Lovins, Amory B., Saving Gigabucks With Megawatts. Relatório para o Painel "energy Conservation: a Cornerstone of National Independence". 19th Annual Convention, National Association of Regulatory Utility Commissioners. Los Angeles, Novembro 1984.
- Marshall, H.E. e Ruegg R.T., "Principles of Economics Applied to Investments in Energy and Solar Energy Systems", em Kreith, F. e West, R.E., *Economics of Solar Energy and Conservation Systems*, vol. 1, Boca Raton: CRC Press inc, 1980.
- Musasinghe, M., "Third World Energy Policies", em *Energy Policy*, Março 1983.
- OECD, *Energy Conservation in the International Energy Agency: 1976 Review*. Paris, 1976.
- Sanghvi, Arun P., "Least-Cost Energy Strategies for Power System Expansion", em *Energy Policy*, Março 1984.
- Sawyer, Stephen W., "Federal-State Conservation Programmes", em *Energy Policy*, Abril 1985.
- Serra, M.V. e Pagy, A. A Penetração no Brasil das Eletrotecnologias de Ponta: Adoção da Eletrotermia. LIGHT. Informação Técnica 001/84. Janeiro de 1984.
- Stern, P.C., Berry, L.G. e Hirst, E., "Residential Conservation Incentives", em *Energy Policy*, Abril 1985.
- Taylor L.D., "The Demand for Energy: a Survey of Price and Income Elasticities", in William D. Nordhaus, *International Studies of the Demand for Energy*. Amsterdam: North Holland Publishing Company. 1977.
- Wirtshafter, Robert M., "Non-Participants in Utility Energy Conservation Programmes", em *Energy Policy*, Abril 1985.

AGRADECIMENTO

Agradeço a Luiz Flávio Niemeyer a leitura cuidadosa e comentada deste trabalho, contribuindo para tornar mais claros vários pontos do mesmo.

Perspectivas da energia elétrica

ANTONIO CARLOS TATIT HOLTZ

Diretor de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS. É presidente da Associação Brasileira de Hidrologia e Recursos Hídricos, vice-presidente do Comitê Brasileiro de Grandes Barragens, secretário-executivo do Comitê Nacional Brasileiro da Conferência Mundial de Energia.

1. Energia e Desenvolvimento Econômico e Social

A História da Humanidade é normalmente dividida em períodos, tendo como marcos divisors importantes acontecimentos políticos, religiosos ou tecnológicos, como a expansão do Império Romano, o nascimento de Cristo, a invenção da bússola e da imprensa, etc., que influenciaram de modo significativo para a mudança dos hábitos de vida das pessoas.

No que concerne ao desenvolvimento econômico-social e conseqüente melhoria do bem-estar e do padrão de vida da população, verifica-se que as grandes mudanças ocorridas até agora estão ligadas a inovações tecnológicas que permitiram ao homem usar, em seu benefício, quantidades cada vez maiores de ener-

gia, especialmente para produção de força motriz, em substituição ao trabalho humano ou animal.

A relação entre o desenvolvimento sócio-econômico e o uso da energia pode ser compreendida de uma maneira simples através do Quadro 1, o qual indica os níveis de consumo de energia per capita nos países industrializados em três estágios significativos de sua evolução.

A evolução das formas predominantes de energia utilizadas pelo homem para atender suas necessidades energéticas fundamentais, sob a forma de trabalho mecânico, calor, transporte e iluminação, está resumida no Quadro 2, apresentado adiante.

Pode-se observar que, durante muitos séculos, a fonte principal de energia para a produção de luz, bem como de calor para todos os fins, foram os combustíveis derivados da biomassa, representados pela lenha, carvão vegetal e óleos vegetais ou animais, a menos de utilizações eventuais de carvão mineral ou mesmo de petróleo que aflorava em certos lugares.

No que concerne à força motriz utilizada em operações industriais ou domésticas, a energia muscular humana (escravos) ou animal foi, durante muito tempo, a principal alternativa disponível, embora sejam bastante antigas as pri-

meiras instalações de aproveitamento de energia hidráulica (rodas d'água) e de energia eólica que acionavam, diretamente, máquinas de beneficiamento agrícola (moinhos de trigo, mandioca, cana-de-açúcar, etc.) ou de recalque de água.

No século XIX, com a invenção da máquina a vapor, teve início a chamada era industrial, que, ao ampliar e intensificar as atividades econômicas, provocou grandes transformações nos hábitos de vida da humanidade, principalmente por possibilitar a substituição do trabalho muscular pela força motriz obtida da queima de combustíveis, tanto para a produção industrial como para o transporte terrestre. Durante essa fase, a fonte predominante de energia foi o carvão mineral, cuja exploração em larga escala permitiu o crescimento acelerado da produção industrial e dos transportes a longa distância, por trem ou por navio, além de atender às necessidades de combustível para produção de calor para fins industriais ou para uso doméstico e, no final do século, também para a produção de energia elétrica.

A relação entre o desenvolvimento econômico-social e a utilização da energia tornou-se mais evidente no decorrer do século XX, a partir da implantação dos primeiros serviços centralizados de produção e distribuição de eletricidade e da invenção dos motores de combustão interna de ciclo Otto ou Diesel.

No que concerne à eletricidade, a sua utilização, inicialmente restrita à iluminação através de sistemas de corrente contínua, ampliou-se consideravelmente com a invenção do transformador e do motor de corrente alternada que tornaram a eletricidade a forma de energia mais adequada para produção da força motriz utilizada na indústria, além de possibilitarem o surgimento de uma grande variedade de aplicações nos setores residencial e de serviços.

Os motores de combustão interna propiciaram um desenvolvimento acelerado do sistema de transportes, acarretando um crescimento contínuo da demanda de gasolina e óleo diesel, e, por conseqüência, da oferta de óleo combustível que, como subproduto,

QUADRO 1

EVOLUÇÃO DO CONSUMO BRUTO ANUAL DE ENERGIA DOS PAÍSES INDUSTRIALIZADOS

Valores Per Capita em Kg de Carvão Equivalente

ENERGÉTICO/ANO	1750	1913	1973
Lenha e resíduos vegetais	500- 800	400- 600	120- 180
Carvão e turfa	60- 90	2000-2050	1700-1800
Petróleo e gás	0- 1	72- 75	3900-4000
Energia hidráulica e eólica	30- 70	110- 140	390- 410
Energia muscular (humana e animal)	100- 150	50- 80	10- 20
TOTAL	700-1100	2700-2900	6150-6400

Fonte: Paul Bairoch - *Énergie et Révolution Industrielle: Nouvelles Perspectives*
Revue L'Énergie No. 356-Sept. 1983

QUADRO 2

EVOLUÇÃO DOS ENERGÉTICOS PREFERENCIAIS POR TIPO DE UTILIZAÇÃO

USO ÉPOCA	TRABALHO MECÂNICO	COZINHA E AQUECIMENTO DOMÉSTICO	CALOR PARA PROCESSOS INDUSTRIAIS	TRANSPORTE TERRESTRE	TRANSPORTE MARÍTIMO E AÉREO	ILUMINAÇÃO
1. Antigüidade	Muscular Hidráulica	Biomassa	Biomassa	Muscular	Eólica Muscular	Biomassa
2. Século XIX	Muscular Hidráulica Carvão Petróleo	Biomassa Carvão Petróleo	Carvão Biomassa Muscular	Carvão Biomassa	Carvão Eólica	Biomassa Gás
3. Século XX	Eletricidade Petróleo Carvão Muscular	Gás Biomassa Eletricidade Petróleo	Petróleo Gás Eletricidade Biomassa	Petróleo Eletricidade Carvão Muscular	Petróleo Nuclear Carvão	Eletricidade Gás Petróleo

passou a concorrer vantajosamente com o carvão na produção de calor e na geração de energia elétrica.

A predominância do carvão como fonte de energia para todos os fins estendeu-se por algumas décadas do século XX, porém, com tendência declinante, até ceder, em definitivo, a primazia aos derivados de petróleo que, além de oferecerem vantagens do ponto de vista do manuseio e estocagem, eram produzidos a custo inferior.

A oferta de petróleo em escala crescente e a preços cada vez mais baixos resultou na implantação, em todos os países do mundo, de modelos econômicos caracterizados por um crescimento contínuo do consumo per capita de energia, tendo nos derivados de petróleo a fonte principal de energia para a maioria das atividades produtivas, inclusive, em numerosos países, para a geração de energia elétrica.

A vulnerabilidade desse tipo de modelo econômico ficou, entretanto, caracterizada em 1973, quando o controle da comercialização internacional do petróleo foi assumido pelos países árabes do Oriente Médio, principais exportadores do produto, que utilizaram a suspensão das exportações e o aumento substancial do preço de venda como arma de pressão política sobre os países industrializados.

Inúmeros estudos, realizados a partir da ocorrência desse fato, que passou a ser conhecido como "choque do petróleo", levaram a concluir pela neces-

sidade de se reduzir, o mais rapidamente possível, o consumo de derivados de petróleo e, ao mesmo tempo, postergar o esgotamento das reservas dos outros recursos não renováveis através de medidas de "conservação da energia", de forma a ganhar tempo para a introdução de novas tecnologias energéticas, seja do lado da oferta, seja do consumo.

Em outras palavras, a conscientização da perspectiva de esgotamento, mais cedo ou mais tarde, dos recursos energéticos não renováveis tornou evidente que as futuras gerações só poderão desfrutar de padrão de vida superior ou, pelos menos, equivalente ao da geração atual, se os sistemas energéticos evoluírem no sentido de um novo modelo que utilize, de forma racional, todas as formas de energia disponíveis e seja apoiado principalmente em fontes primárias renováveis, ou realmente tão abundantes que possam ser consideradas praticamente inesgotáveis, como seria o caso da energia da fusão nuclear.

A importância do papel desempenhado pela eletricidade no modelo atual pode ser avaliada pelos prejuízos e transtornos causados à sociedade, quando ocorre uma interrupção de seu suprimento, por curta que seja sua duração.

É fora de dúvida que os prejuízos para a economia são muito superiores ao valor da energia que deixa de ser fornecida, pois, para a maioria das atividades industriais e comerciais, o custo da energia elétrica representa uma pequena parcela do custo total da produção.

A quantificação desse prejuízo através de metodologias baseadas em correlações entre o Produto Interno Bruto e o Consumo de Energia Elétrica ou de modelos mais sofisticados, utilizando programação linear e matrizes insumo-produto, vem sendo objeto de estudo em diversos países que procuram estabelecer critérios de atendimento ao mercado de energia elétrica, baseados na equivalência entre o custo do atendimento e o prejuízo do não-atendimento.

De um modo geral, esses estudos abordam apenas os prejuízos decorrentes de medidas de racionamento programadas, ou seja, restrições ao consumo ou interrupções de suprimento com hora marcada, que impedem o consumidor de utilizar como desejaria seus equipamentos elétricos. Além disso, face às dificuldades para avaliação do valor real, para o consumidor residencial, da energia elétrica utilizada para lhe proporcionar maior conforto e entretenimento, esta parcela do custo social é, em geral, subestimada, embora se reconheça que os consumidores estariam dispostos a pagar um sobre-preço nada desprezível para não serem submetidos ao desconforto provocado pelas interrupções de fornecimento.

Os valores numéricos indicados nos diversos estudos apresentam divergências bastante amplas que são reflexos das diferenças de metodologia e das características peculiares a cada sistema elétrico ou à economia do país.

Para o caso brasileiro, uma avaliação feita recentemente pela ELETROBRÁS indica que o custo social do déficit de energia elétrica é da ordem de US\$ 850/MWh, cerca de 30 vezes o valor do custo marginal de expansão da geração, resultado este, bastante significativo do valor da eletricidade para a economia.

Vale observar, entretanto, que interrupções inesperadas, mesmo que sejam de curta duração, da ordem de poucos minutos ou mesmo de segundos, podem causar outros prejuízos não considerados nos diversos modelos, representados, em algumas indústrias, por perdas de matéria-prima ou por danos causados aos produtos em fase de processamento. Além disso, outras áreas mais sensíveis, como a de informática, chegam a sofrer prejuízos apreciáveis, causados por meras perturbações do sistema, que, muitas vezes, nem chegam a provocar um desligamento.

Além dos prejuízos de natureza econômica, mais facilmente quantificáveis, as interrupções do suprimento de energia elétrica provocam situações bastante desagradáveis e muitas vezes perigosas para a sociedade, especialmente quando ocorrem durante o período noturno em que a falta de iluminação concorre para agravamento dos problemas causados pela paralização de outros serviços.

Um exemplo eloqüente foram as perturbações da ordem pública, depreciações e saques verificados em algumas cidades da região Sudeste do Brasil, por ocasião do colapso do suprimento ocorrido recentemente no sistema interligado Sudeste-Sul.

Um outro indicador significativo da importância da eletricidade para a sociedade moderna é o elevado consumo de energia elétrica, na produção de alguns materiais largamente empregados em grande número de indústrias.

Nesse particular, merecem destaque alguns metais não-ferrosos como o alumínio, o níquel e o silício, além das fer-

ro-ligas, conforme se pode depreender dos índices de consumo apresentados no Quadro 3.

É interessante observar que a única tecnologia disponível para obtenção do alumínio metálico é a eletrólise. Assim, embora o alumínio seja uma das substâncias mais abundantes na natureza, a sua utilização prática só se tornou possível com a descoberta da eletricidade.

2. Energia Elétrica e Meio-Ambiente

A preservação do meio-ambiente ou, pelo menos, a minimização do impacto ecológico negativo sobre o mesmo, vem se constituindo num fator cada vez mais importante para a seleção de diferentes alternativas de suprimento energético e tende, sem dúvida, a tornar-se um dos principais condicionantes de modelo energético a ser adotado no futuro.

Durante muitos séculos a humanidade conviveu com modelos energéticos baseados exclusivamente em fontes renováveis, com a produção de calor obtida através da queima de produtos da biomassa e as necessidades de força motriz supridas pelas energias sólica, hidráulica e muscular.

Uma das conseqüências negativas desses modelos foi a devastação das florestas e a desertificação de extensas áreas de terra. Em compensação, a queima de produtos da biomassa, na escala em que se processava, não alterava sensivelmente a composição da atmosfera, pois a produção de gás carbônico decorrente da combustão de madeira era compensada pelo ciclo natural de crescimento da vegetação que retira do ar, através da fotossíntese, o carbono de que necessita.

A descoberta de reservas abundantes de combustíveis fósseis, como o carvão, o petróleo e o gás natural, permitiu à humanidade libertar-se da "camisa de força" representada pela crescente escassez de lenha e, ao mesmo tempo, sustar o processo de devastação das matas, im-

plantando-se um novo modelo energético baseado em recursos não renováveis, mas tão abundantes que, para os níveis de consumo do início do século XX, podiam ser considerados como praticamente infinitos.

As conseqüências ecológicas do uso, em escala crescente, de combustíveis fósseis começaram a tornar-se evidentes a partir de meados do século.

Dentre as alterações do meio-ambiente provocadas pelo processo de industrialização que caracteriza o desenvolvimento econômico verificado no decorrer deste século, destaca-se, talvez como a mais grave, a poluição do ar nos grandes centros urbanos, decorrentes do lançamento na atmosfera dos gases e partículas sólidas resultantes da queima de combustíveis para produção de calor e para a propulsão de veículos.

A experiência adquirida no decorrer deste século em relação aos problemas causados pela poluição atmosférica tende a impor restrições cada vez mais severas ao uso dos combustíveis mais poluentes, aumentando, em conseqüência, o interesse pela utilização de formas menos poluentes como o gás natural ou de formas limpas de energia como a eletricidade e a energia solar.

A promulgação de leis estabelecendo limites máximos para a emissão de poluentes, embora deva ser considerada apenas um paliativo, vem encarecendo progressivamente ou até mesmo inviabilizando o funcionamento de indústrias localizadas em zonas mais povoadas, tornando, em alguns casos, indispensável a sua transferência para outra localidade mais distante dos centros de consumo ou a substituição do combustível utilizado por outro energético menos poluente.

A avaliação dos aspectos ambientais referentes ao impacto de cada forma de energia deve ser feita levando em conta a localização, natureza, intensidade e durabilidade dos efeitos negativos — a serem evitados ou minimizados — em cada estágio da cadeia energética, desde a captação primária até a utilização final.

A utilização da eletricidade como forma de uso final apresenta vantagens evidentes em termos ambientais, uma vez que a sua transformação em força motriz, luz ou calor não polui a atmosfera, nem produz alteração sensível da temperatura do local de trabalho.

No que concerne ao impacto reduzido no outro extremo da cadeia energética, ou seja, na fase da captação da

QUADRO 3

CONSUMO ESPECÍFICO DE ENERGIA ELÉTRICA

kWh/t.

Alumínio	17000
Silício metálico	13200
Níquel	13000
Ferro-níquel	13000
Ferro-silício	8200
Ferro-manganês	3000
Estanho	2000
Cobre	1000

energia primária e sua conversão em energia elétrica, registram-se efeitos negativos que variam conforme o tipo de energia primária utilizada e podem ser considerados como inerentes a cada fonte de energia, independentemente de sua utilização ou não para a produção de energia elétrica. De qualquer forma, mesmo a utilização de combustíveis poluentes, como o carvão ou o óleo combustível de alto teor de enxofre, para a produção de energia elétrica, pode ser vantajosa em termos ambientais, pois permite deslocar os focos de poluição para locais afastados das áreas mais habitadas, preservando a qualidade do meio-ambiente nos locais de utilização final. Além disso, a adoção de medidas de controle da poluição em centrais termelétricas será sempre muito mais eficiente e econômica do que a aplicação dos mesmos procedimentos em milhares de aparelhos de pequeno porte que seriam necessários para utilização da mesma quantidade de energia através da queima direta do combustível.

A contribuição da eletricidade para a minimização da poluição do ar atinge seu grau mais elevado nos sistemas hidrelétricos, pois nesse caso a ausência da poluição é absoluta em todas as etapas da cadeia energética, desde a geração até a utilização final. Não obstante, a construção de usinas hidrelétricas e em particular de grandes reservatórios provoca alterações do meio-ambiente que, caso não sejam devidamente equacionadas, poderão causar efeitos negativos sobre a fauna e a flora locais, bem como o agravamento de problemas sanitários, cuja neutralização pode ser fundamental para a viabilidade do projeto.

Na maioria dos projetos hidrelétricos, entretanto, os problemas gerados pela modificação do meio-ambiente são menos significativos do que os benefícios adicionais correspondentes a outros usos da água represada, como irrigação, abastecimento d'água, piscicultura, navegação, controle de cheias e lazer, havendo, em geral, um saldo positivo que deve ser levado em conta na comparação da hidreletricidade com outras alternativas energéticas.

A produção de eletricidade a partir da energia nuclear apresenta como vantagem, em termos ambientais, a ausência de poluição do ar. Entretanto, o problema da destinação final dos rejeitos radioativos e os riscos associados à ocorrência de um acidente de grandes proporções em uma usina nuclear vêm constituindo obstáculos cada vez mais sérios para a

aceitação, pela população, dessa opção energética.

Finalmente, a produção de energia elétrica a partir do aproveitamento direto da energia solar representa a opção mais vantajosa em termos ambientais pois, além de não produzir qualquer tipo de poluição, não interfere sobre as condições de equilíbrio ecológico da fauna e da flora locais.

No que concerne ao impacto ambiental dos sistemas de transmissão e de distribuição vale observar que em quase cem anos de utilização da eletricidade, ainda não foram constatados efeitos nocivos à vida animal ou vegetal, decorrentes dos campos elétrico e magnético produzidos pelas redes elétricas nos níveis de tensão e de frequência empregados atualmente. Na realidade, apenas no que diz respeito ao aspecto estético das linhas de transmissão e redes de distribuição aéreas, é que a expansão do uso da eletricidade vem encontrando resistências por parte dos grupos de defesa do meio-ambiente, obrigando, em alguns casos, à adoção de sistemas subterrâneos, consideravelmente mais caros.

3. Utilização Racional da Energia Elétrica

O incessante crescimento do consumo de energia elétrica a custos cada vez menores foi possibilitado basicamente: pela economia de escala face à implantação de unidades geradoras de capacidade cada vez maiores; pelo desenvolvimento da tecnologia de transmissão a longa distância, que viabilizou o aproveitamento do potencial hidrelétrico disponível; e pela redução progressiva do custo de produção do petróleo que chegou a atingir valores tão baixos que tornaram os seus derivados a opção mais barata na maioria dos países, quer para uso direto, quer para a produção de eletricidade.

O período relativamente longo de abundância de petróleo barato levou ao estabelecimento de padrões de consumo de energia, caracterizados por uma tendência ao esbanjamento, usos inadequados e com utilização ampla de aparelhos de baixo rendimento energético, uma vez que a economia a ser obtida com a utilização de aparelhos mais eficientes era frequentemente anulada pelo seu custo de aquisição mais elevado.

A elevação substancial dos custos da energia em geral, provocada pela elevação dos preços do petróleo verificada a partir de 1973, deslocou o ponto de

equilíbrio entre os custos de capital e de consumo de energia para uma faixa que favorece fortemente a introdução de aparelhos ou processos mais eficientes, possibilitando desta forma um uso mais racional dos recursos energéticos disponíveis.

Tendo em vista que os custos de produção de energia tendem a crescer à medida que se esgotam as fontes mais econômicas, pode-se concluir que a tendência no sentido da utilização de aparelhos mais eficientes deverá acentuar-se cada vez mais no futuro, podendo-se prever a substituição total do estoque existente de aparelhos menos eficientes em prazo relativamente curto, talvez até inferior à vida útil desses aparelhos.

Esse aumento da eficiência dos aparelhos elétricos terá como consequência uma redução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, no que concerne às áreas do mercado de energia em que a eletricidade é a forma dominante.

Um outro fator que poderá contribuir apreciavelmente para a diminuição da taxa de crescimento do consumo é a diminuição das perdas dos sistemas de transmissão e de distribuição, para o que, naturalmente, haverá necessidade de se investir um pouco mais nesses sistemas.

Hoje em dia essas perdas são da ordem de 13% e poderiam ser mais reduzidas, pois em áreas bem servidas elas se situam em torno de 11%.

Finalmente, a tarifação adequada, quer em termos de nível, quer em termos de estrutura, poderá dar os sinais econômicos adequados ao consumidor, no sentido de que ele racionalize ao máximo o uso da eletricidade, contribuindo mais uma vez no sentido de diminuir as taxas de crescimento do consumo.

4. Substituição de Derivados de Petróleo por Energia Elétrica

A busca do equilíbrio entre a produção nacional e o consumo de petróleo vem sendo desenvolvida através de duas linhas de ação:

a) Aumento da produção e das reservas nacionais de petróleo;

b) Redução do consumo de derivados de petróleo através da sua substituição por fontes energéticas nacionais e de medidas de conservação de energia.

A primeira linha de ação tem como característica principal não exigir adaptações ou substituição dos equipamentos de utilização, uma vez que a substi-

tuição de petróleo importado por petróleo nacional não altera substancialmente as características dos derivados fornecidos aos consumidores.

Em contrapartida, a intensificação do ritmo de exploração do petróleo conduzirá mais rapidamente ao esgotamento das reservas existentes em território nacional, antecipando-se, dessa forma, a época em que será inevitável a sua substituição definitiva por outra fonte de energia.

Verifica-se, assim, que a questão da auto-suficiência energética envolve aspectos de curto e longo prazo que devem ser devidamente equacionados e compatibilizados para que a solução de hoje não venha a constituir um problema ainda mais sério amanhã.

A descoberta de utilização prática para diversos efeitos físico-químicos provocados pela corrente elétrica tem ampliado cada vez mais a sua utilização, promovendo uma progressiva sofisticação da economia, em atividades cuja existência seria impossível sem eletricidade como a informática, as telecomunicações e a robotização, bem como nos segmentos do setor energético tradicionalmente dominados pelos combustíveis derivados de petróleo.

O aumento contínuo da participação de energia elétrica no setor energético é um fenômeno que pode ser observado em quase todas as nações, sendo o grau de eletrificação da economia um indicador significativo do nível de desenvolvimento industrial de um país.

Na realidade, as únicas aplicações energéticas para as quais a energia elétrica, a longo prazo, parece desvantajosa ou tecnologicamente inviável são, por razões óbvias, os transportes aéreo e marítimo e alguns processos industriais ou atividades militares. Para o transporte terrestre pode-se prever uma ampliação substancial da participação da eletricidade, tanto no transporte urbano como no de longa distância, através da transferência de parcelas da carga rodoviária para a ferrovia e da substituição do transporte individual pelo coletivo, com tração elétrica, nos núcleos urbanos.

Por outro lado, o maior rendimento energético de tecnologias ainda pouco difundidas como, por exemplo, a bomba de calor, torna a energia elétrica mais competitiva nos campos atualmente dominados por combustíveis fósseis como o gás natural e os derivados de petróleo, o que poderá resultar em aumento considerável da participação da energia elé-

trica no mercado energético global.

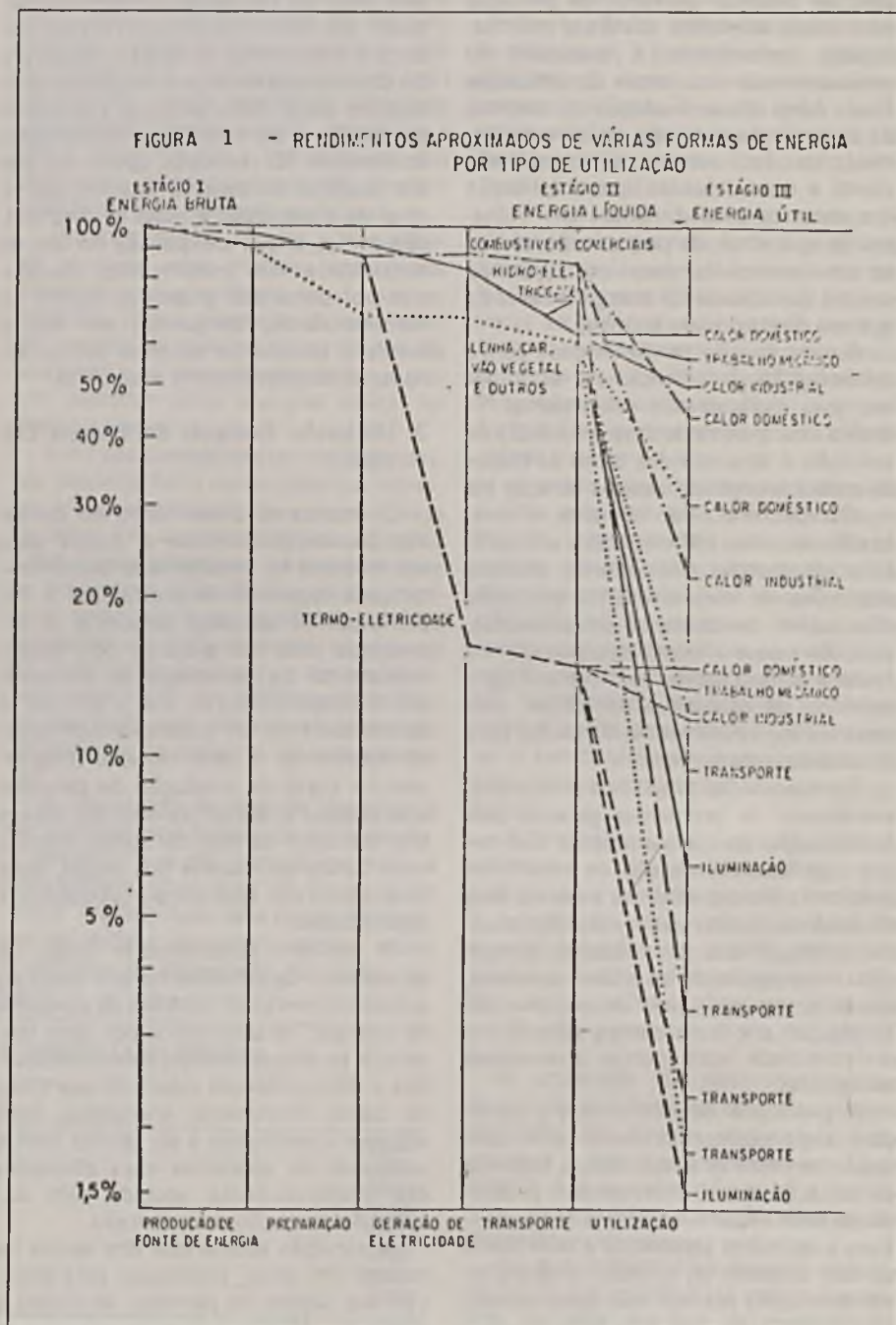
A diversidade de aplicações e o alto rendimento (ver Figura 1) com que a eletricidade é convertida em outras formas de energia fazem com que uma parcela crescente do setor energético constitua, hoje, um mercado praticamente cativo para a energia elétrica.

A ampliação desse mercado através da penetração na área de produção de calor é possível, com a tecnologia atual,

em quase todas as aplicações industriais e na totalidade das aplicações domésticas. Em alguns casos, entretanto, como a fabricação de cimento, não existe ainda uma tecnologia eletrotérmica adequada, o que não impede que isso venha a acontecer no futuro.

No Brasil, a utilização de energia elétrica para redução do consumo de óleo diesel e óleo combustível no setor industrial vem sendo implementada a par-

FIGURA 1



tir de 1981, apoiada em estudos desenvolvidos tanto pelas empresas concessionárias, como pelas indústrias interessadas.

Dessa conjugação de interesses surgiu o programa de eletrotermia apoiado em tarifas especiais (EGTD, EPEX, ESNG, etc.) que viabilizaram economicamente os investimentos que o consumidor industrial seria obrigado a fazer para efetivar a substituição, proporcionando, em alguns casos, a recuperação do capital em prazos inferiores a um ano.

Os resultados obtidos até agora indicam que a eletrotermia representa uma opção energética tecnicamente vantajosa para a maioria das indústrias, especialmente para aquelas localizadas em zonas urbanas para as quais o controle da poluição do ar é um fator de grande importância.

Os efeitos do programa de eletrotermia só começaram, entretanto, a refletir-se significativamente no crescimento do mercado no decorrer de 1983 e parecem se constituir numa das explicações para as elevadas taxas de crescimento do consumo industrial de energia elétrica que vêm sendo registradas até hoje, embora a economia do País continue atravessando um período de recessão. Assim é que o mercado de eletrotermia representou cerca de 11,9% do consumo industrial de energia elétrica acumulada de maio de 1984 a abril de 1985, elevando a respectiva taxa média de crescimento de 8,0% para 12,1% nesse período.

Do ponto de vista da política energética nacional, a substituição do óleo combustível por energia elétrica significa um passo à frente no sentido da adaptação do parque industrial ao modelo energético do futuro, uma vez que, eliminada a concorrência dos combustíveis fósseis, a eletricidade deverá constituir a forma de energia mais vantajosa para a maioria dos processos industriais, parecendo pouco provável que venha a ser deslocada por outras alternativas como o hidrogênio, os combustíveis da biomassa ou o aproveitamento direto da energia solar.

O Quadro 4, apresentado a seguir, resume os setores de utilização final que poderão ser beneficiados pela substituição de derivados de petróleo por eletricidade, utilizando tecnologias nacionais já plenamente desenvolvidas.

Essa perspectiva de maior penetração da eletricidade em campos atualmente dominados pelos combustíveis fósseis como a produção de calor e o transporte terrestre, poderá ter como efeito um au-

mento da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica, mesmo levando-se em conta a economia de energia a ser obtida com a introdução de aparelhos de rendimento mais elevado.

Conclui-se que, se por um lado a racionalização do consumo de eletricidade conduz a uma redução dessa taxa, a racionalização do consumo de energia total, o desenvolvimento econômico e social, a preservação do meio-ambiente e a necessidade de substituição de uso de derivados de petróleo deverão conduzir a uma situação inversa, de aumento da taxa de crescimento do consumo elétrico. A taxa final de crescimento do mercado será resultante da ação desses e de outros vetores que são normalmente considerado pelo Setor Elétrico em seus estudos de mercado.

A disponibilidade de um potencial hidráulico bastante grande de custo de desenvolvimento competitivo, seguramente, permitiria ao Brasil expandir a oferta de energia elétrica, através da construção, exclusivamente, de usinas hidrelétricas até o final do século XX. Todavia, tendo em vista a necessidade de preparar o sistema para a fase seguinte, não qual a continuidade de crescimento do mercado exigirá o recurso a outras fontes de energia primária, foram estabelecidos os programas de construção de usinas nucleares e termelétricas a carvão, visando, basicamente, viabilizar o desenvolvimento tecnológico, nesses campos, da engenharia e da indústria nacionais.

Esse desenvolvimento em paralelo da geração termelétrica não alterará significativamente as características do parque

QUADRO 4

SUBSTITUIÇÃO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO POR ELETRICIDADE		
SETOR	DERIVADO DE PETRÓLEO	
Industrial	Óleo Combustível	Eletrotermia-resistências, arco voltaico, aquecimento por indução, bomba de calor, aquecimento por atrito, etc. Processos elétricos não térmicos, como eletrolise, produção de vácuo, centrifugação, prensagem, etc.
Residencial	Gás Liquefeito de Petróleo	Fogão elétrico, forno de resistência, forno de micro-ondas, torradeiras, cafeteiras, etc. Aquecimento de água e de ambiente por resistências ou por bomba de calor.
Transporte	Óleo Diesel, Gasolina	Ferrovia eletrificada Transporte de massa urbano (metrô, trens e ônibus elétricos, veículos elétricos alimentados por baterias).

5. Suprimento de Eletricidade até o ano 2000

Em termos de possível produção de eletricidade, considera-se, como potencialmente disponíveis no País, os valores mostrados no Quadro 5, a seguir:

gerador, que continuará a ser predominantemente hidrelétrico. Caso o mercado evoluísse de acordo com as previsões do Plano 2000, elaborado pela Eletrobrás em 1981, a estrutura de geração seria a apresentada na Figura 2.

Nessa época, o primeiro tronco de

QUADRO 5

POTENCIAL ELÉTRICO NO BRASIL			
ITEM		Energia Firme MW ano	Capacidade Instalável MW
Hidrelétrica		106.570	213.140
Nuclear (1)		30.468	43.526
Carvão (2)		28.500	38.000
Total		165.538	294.666

Fonte: Plano 2000

Notas:

(1) Consideram-se as reservas existentes e admitiu-se o reprocessamento e reciclagem do combustível irradiado.

(2) Considerou-se somente 2/3 das reservas como utilizáveis para termoeletricidade.

transmissão da região Norte para a região Sudeste já deverá estar implantado, formando-se um sistema interligado nacional, que viabilizará o suprimento, a todas as regiões do país, de energia hidrelétrica produzida na região amazônica.

O desenvolvimento do sistema nas décadas seguintes deverá ser caracterizado pelo aumento progressivo do suprimento de energia elétrica da região Norte para as regiões Sudeste e Nordeste, complementado pela expansão da geração termelétrica a carvão na região Sul, e nuclear ou de fontes não-convencionais nas regiões Sudeste e Nordeste.

Caso o crescimento do mercado seja segundo taxas menores, como as previstas pelas empresas elétricas em 1983, ou ainda mais pessimistas como suposto adiante, esse perfil do atendimento provavelmente não será muito alterado em termos percentuais, uma vez que os programas de expansão têm sido permanentemente ajustados às variações desse mercado.

Até o momento, somente os programas decenais têm sido alterados, mas o Plano Diretor da Expansão do Sistema Elétrico para o ano 2000 deverá ser revisado, a partir do 2º semestre de 1985, conforme previsto no próprio Plano 2000. Para tanto, estudos relativos às fontes de geração e ao mercado consumidor estão sendo conduzidos previamente a essa revisão.

Em consequência da crise por que tem passado a economia mundial, o crescimento de mercado, a curto prazo, provavelmente será mais próximo das projeções mais baixas. No entanto, qualquer das projeções aqui apresentadas pressupõe uma participação crescente da eletricidade na vida social e econômica dos cidadãos, pelas razões anteriormente expostas.

Em decorrência, haverá necessidade de acelerar os programas de investimento do setor elétrico, o que poderá ser considerado um sério obstáculo ao atendimento do mercado, na conjuntura atual de carência de recursos para investimento. Entretanto, esse aumento de investimentos no setor elétrico poderá ter como contrapartida uma redução, equivalente em termos energéticos, dos investimentos necessários aos outros segmentos do setor energético que eventualmente estejam cedendo lugar à eletricidade.

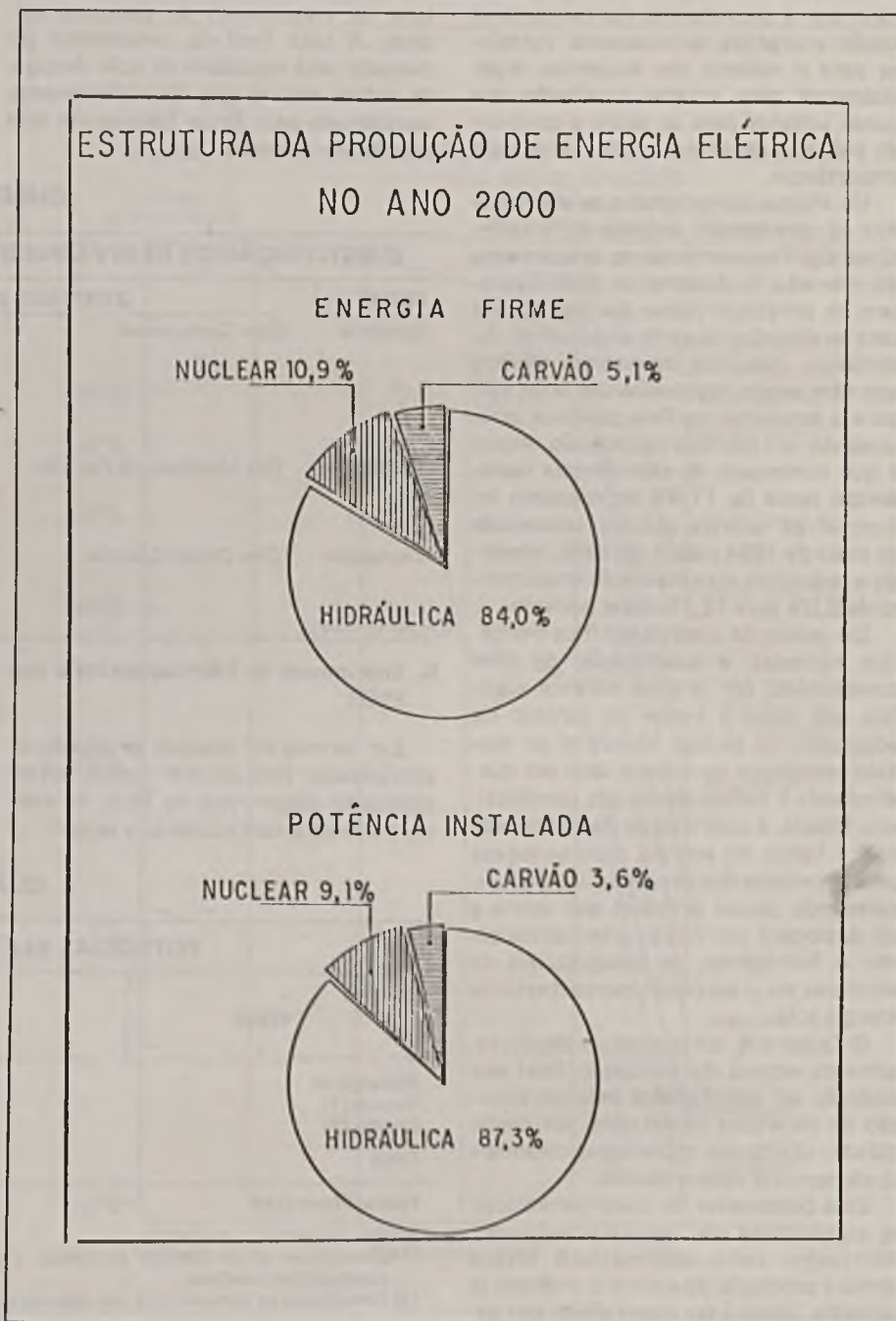
O resultado final de uma modificação desse tipo na estrutura do setor energético pode ser avaliado com base nos dados

apresentados no Quadro 6. Os valores dos investimentos a serem realizados não são comparáveis diretamente, pois não incluem as parcelas correspondentes a investimentos já realizados em obras em andamento, nem aos investimentos futuros necessários para sustentar o nível de produção de petróleo. Verifica-se que, no período 1984-1993, o nível de investimentos necessário para ampliação do sistema elétrico, por barril de petró-

leo equivalente, compara-se favoravelmente com o previsto para o setor de petróleo e gás natural, apesar de que os valores alocados a esses energéticos refletem somente os investimentos numa parte da cadeia energética, não chegando até o uso final por parte dos consumidores.

A expectativa do equacionamento financeiro do Setor Elétrico, a médio prazo, leva-nos a afirmar que o período

FIGURA 2



mais difícil para os investimentos setoriais deverá estar compreendido no quinquênio 1985-1988. Embora possa haver variações sensíveis entre os dispêndios necessários a atender os programas de expansão relacionados com cada uma das três projeções de mercado adiante identificadas, em qualquer dos casos es-

sa dificuldade é ainda apreciável. O Quadro 7, a seguir, resume as taxas de crescimento do mercado consideradas neste artigo, o valor final do consumo projetado para 2000 e o correspondente investimento a ser desembolsado no período 1985/1988.

Desses investimentos, a maior parcela

corresponderá à geração (51,5%), seguida de transmissão (27,5%), distribuição (16%) e instalações gerais (5%).

A materialização de investimentos ao nível dos apontados no Quadro 7 representa uma expressiva apropriação da formação bruta do capital fixo nacional, num nível variável entre 9 e 11% do total, o que é 15% a 25% superior à média histórica da década de 1970.

Essa participação crescente se justifica pela correspondente participação percentual da eletricidade no consumo global de energia que, no período 1970 a 1973, cresceu de 19% para 32%, sendo ainda suposto que atinja aproximadamente 38%, em 1988.

Levando-se em consideração as três projeções de mercado já citadas e comparando-as com o potencial total mostrado no Quadro 5, anterior, verifica-se que somente uma parcela entre 32% e 41% do mesmo estará aproveitado até o ano 2000.

É interessante especular qual o mercado elétrico que poderia ainda ser atendido até a plena utilização desse potencial e, aproximadamente, em que década do século XXI se daria tal aproveitamento, uma vez que menos de 50% dele estará desenvolvido até o ano 2000. Como ponto de partida para examinar esse assunto, elaborou-se o Quadro 8 seguinte, com o qual se demonstra que, possivelmente, o potencial energético identificado para eletricidade atenderá pelo menos até meados da segunda década do próximo século.

A década em que se dará o total aproveitamento do potencial elétrico brasileiro dependerá da taxa de crescimento do mercado que será razoável esperar para o Século XXI, sobre o que se desenvolvem, a seguir, algumas considerações a partir de reflexões sobre o modelo energético do futuro.

QUADRO 6

RELAÇÃO ENTRE INVESTIMENTOS E AUMENTO DA CAPACIDADE DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Capacidade de Produção — 10 ³ bep/d	Eletricidade (a)	Petróleo Gás Natural e Xisto (b)
1983	808	353
1993	1831	1153
Diferenças	1023	800
Investimentos Acumulados no Período 1984-1993 10 ⁷ US\$	48,6	57,5
Investimento Específico 10 ³ US\$/bep/d	47,5	71,7

Obs. (a) — Geração, transmissão, distribuição e instalação gerais
(b) — Inclui adaptação de refinarias, mas não haverá expansão da capacidade de refino.

Fonte: MME — Auto-Suficiência Energética.
Um Cenário de Extensão do Modelo Energético Brasileiro até 1993

QUADRO 7

CRESCIMENTO DO MERCADO ELÉTRICO E INVESTIMENTOS NECESSÁRIOS

Hipótese	Taxas de Crescimento do Mercado (%)			Mercado no Ano 2000 (em TWh)	Investimento 1985/1988 (em 10 ⁹ US\$)
	84/90	90/95	92/2000		
1	10,8	7,1	6,3	536,8	24,0
2	8,8	6,8	6,1	455,4	20,0
3	8,1	6,2	5,8	418,3	18,5

NOTAS:
Hipótese 1 — Plano 2000
Hipótese 2 — Projeção GCPS/83
Hipótese 3 — Projeção mais pessimista

QUADRO 8

Ano Limite para Utilizar o Potencial Elétrico do Brasil

HIPÓTESE	Taxa de Crescimento após 2000					
	2% a.a.	3%	4%	5%	6%	7%
1	2045	2030	2023	2018	2015	2013
2	2053	2036	2027	2022	2018	2016
3	2057	2038	2029	2023	2020	2017

6. Modelo Energético do Futuro

Um modelo energético capaz de satisfazer todas as necessidades de energia da sociedade do futuro deverá ser baseado em fontes de energia primária, cuja utilização em larga escala seja economicamente viável, com nível de garantia de suprimento adequado e sem provocar desequilíbrios ecológicos que prejudi-

quem a qualidade de vida da população ou possam mesmo constituir ameaça para a sobrevivência da espécie humana.

Do lado da oferta de energia, pode-se dizer que os problemas tecnológicos ainda não resolvidos como a destinação final dos rejeitos nucleares, a poluição do ar e as possíveis alterações climáticas geradas pelo aumento do teor de gás carbônico na atmosfera (efeito estufa) constituem limitações bastante sérias para utilização em escala crescente da fissão nuclear ou da queima de combustíveis fósseis.

A solução desses problemas, que por certo resultará num aumento de custo da energia fornecida aos consumidores finais, permitirá a utilização desses energéticos por um período de anos que será tanto mais curto quanto mais depressa se encontrarem seus substitutos. Essa procura, sem dúvida, será incentivada pelo aumento de custos dos energéticos. Outra limitação será o esgotamento dos mesmos, uma vez que não são renováveis.

Assim sendo, mais cedo ou mais tarde a humanidade terá que se adaptar a uma situação caracterizada pelo esgotamento das reservas de petróleo, carvão, urânio e tório que constituem hoje as principais reservas energéticas mundiais, sendo em decorrência, obrigada a recorrer unicamente às fontes renováveis de energia, a menos que venha a descobrir um processo econômico e seguro para controle da fusão nuclear.

No que concerne às fontes de energia renováveis, os levantamentos já realizados mostram que as disponibilidades, ainda inaproveitadas de energia hidráulica, são relativamente modestas em termos das necessidades energéticas mundiais e estão desfavoravelmente localizadas em relação aos mercados mais importantes, ou seja, os países mais desenvolvidos.

No caso do Brasil, entretanto, cujo potencial hidrelétrico é relativamente grande, a sua plena utilização só deverá ser atingida no decorrer do século XXI, numa data que dependerá do ritmo em que for feito o seu aproveitamento.

Embora o custo atual de aproveitamento da radiação solar para geração de eletricidade seja ainda muito elevado, as vantagens decorrentes da preservação do meio-ambiente levam a considerá-la como uma das principais opções disponíveis para o suprimento futuro de eletricidade, além de ser um energético importante para utilização direta em aquecimento.

É importante observar que tanto a fusão nuclear como a maioria das formas de energia renovável, entre elas a hidráulica e a solar, deverão ser utilizadas basicamente através da produção de eletricidade. Assim sendo, qualquer que seja a fonte primária de energia que venha a prevalecer no futuro, a sua utilização através da produção de eletricidade apresenta-se como uma das alternativas mais viáveis do ponto de vista tecnológico e ambiental.

No ponto de vista econômico, à luz das tecnologias já disponíveis ou em processo de desenvolvimento, a produção centralizada de energia elétrica e a posterior conversão dessa energia na forma requerida pelo consumidor tende a tornar-se cada vez mais competitiva, à medida que as reservas de combustíveis fósseis vão diminuindo e seu preço, em consequência, vai aumentando.

De fato, há uma tendência da eletricidade se tornar cada vez mais competitiva em relação aos combustíveis, exceto os destinados à propulsão de veículos, uma vez que seu custo marginal estará sempre ligado ao da fonte mais econômica, dentre todas, a partir das quais ela pode ser obtida.

Pode-se concluir, portanto, que do ponto de vista da oferta futura de energia os energéticos que se visualizam como disponíveis indicam a tendência para a sua utilização na produção de eletricidade e que esta será cada vez mais competitiva com relação aos energéticos não-renováveis.

Um outro aspecto importante nessa tendência de eletrificação, mesmo com sua produção a partir de energéticos diferentes, é que essa mudança da fonte de energia primária não altera as características da energia elétrica fornecida ao consumidor.

Assim sendo, pode-se concluir que, ao contrário do que pode ocorrer com equipamentos que utilizam um determinado tipo de combustível, os equipamentos elétricos não correm o risco de se tornarem obsoletos em decorrência da inevitável substituição futura dos combustíveis fósseis por outras fontes de energia primária na produção de eletricidade.

Por outro lado, num ponto de vista sócio-cultural, os costumes de vida atuais e a sua revolução para o futuro apontam no sentido de que a energia elétrica deverá desempenhar um importante papel para os consumidores.

De fato, para o período final deste século e, possivelmente, durante o sé-

culo XXI, pode-se prever um aumento ainda mais acentuado dessa importância em decorrência da acelerada expansão do uso de duas das mais importantes aplicações da eletricidade, quais sejam, a informática e as telecomunicações.

Os primeiros sinais dessa tendência já se fazem sentir nos países mais desenvolvidos, nos quais é cada vez maior o número de pessoas que realizam seus trabalhos, transmitem e recebem informações, através de computadores instalados em sua residência.

Uma das principais conseqüências da provável generalização desse sistema será a redução substancial dos deslocamentos a título de serviço.

Além da demanda de energia no setor de transportes, essa mudança de hábitos representará também melhoria apreciável da qualidade de vida nas cidades.

Não se deve estar preparado somente para resolver os problemas da população urbana, mas também das populações rurais, cuja fixação nessas áreas de produção é um importante objetivo em qualquer país. Mais uma vez, a eletricidade deverá desempenhar um importante papel no abastecimento energético rural, quer através da extensão das linhas de transmissão ou da instalação de fontes geradoras próximas aos pontos de consumo.

Por todas as razões anteriormente apontadas, depende-se que a tendência natural de evolução do modelo energético deverá ser no sentido de um aumento progressivo da utilização da eletricidade, em todas as aplicações em que isto seja tecnicamente viável, embora, aos preços atuais, algumas dessas aplicações ainda sejam desvantajosas do ponto de vista econômico.

A Figura 3 apresenta uma visualização simplificada das possibilidades de uso da eletricidade no modelo energético do futuro, de acordo com as idéias expostas.

Pode-se observar que todas as fontes de energia primária poderão ser utilizadas para a geração de eletricidade e que, do ponto de vista tecnológico, seria viável uma "all-electric economy", pois mesmo a produção de combustíveis sintéticos necessários para a propulsão de veículos poderia ser atendida através da produção de hidrogênio eletrolítico.

Parece, entretanto, pouco provável que isto venha a acontecer efetivamente com tal amplitude, pois a utilização direta de recursos renováveis como, por exemplo, a radiação solar para fins de

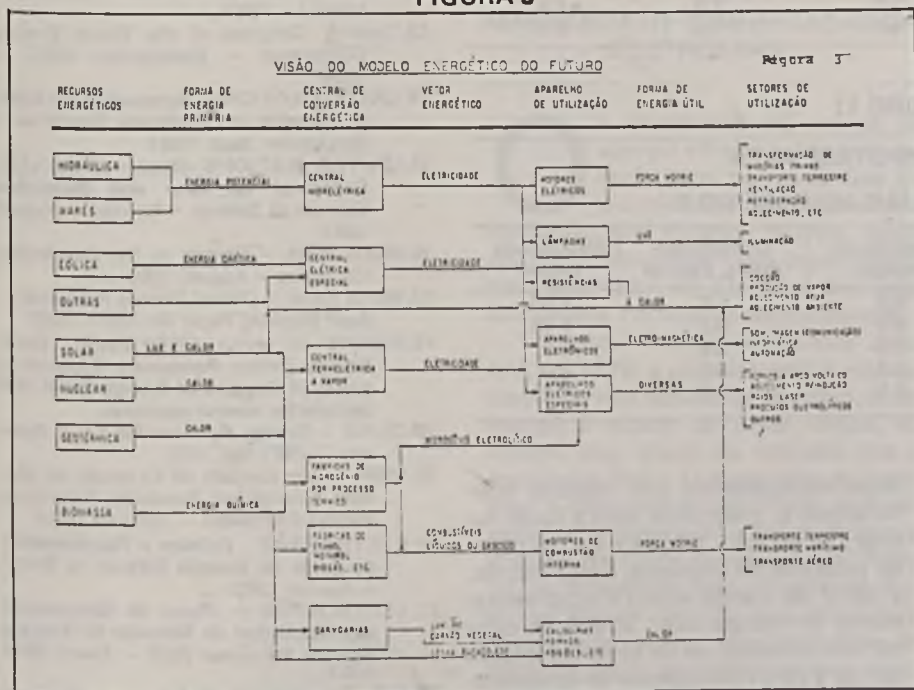
aquecimento de água e do ambiente, e dos combustíveis derivados da biomassa para a propulsão de veículos, poderá constituir uma opção mais econômica do que a utilização, para os mesmos fins, de eletricidade, obtida a partir dessas mesmas fontes primárias.

gir limites próximos à saturação na primeira metade do século.

No dimensionamento de uma possível evolução do mercado de energia elétrica no Brasil, à luz das tendências pré-apontadas, são variáveis importantes, as seguintes:

para concentração da população nas zonas urbanas motivada, basicamente, pela busca de empregos no setor secundário, venha a ser contrabalançada por um processo inverso, induzido pela automação, que reduzirá a necessidade de mão-de-obra, e pela telemática que viabilizará uma desconcentração do trabalho no setor terciário. Outro fator a ser levado em conta na análise das possibilidades de crescimento demográfico do Brasil é a influência das migrações internacionais, uma vez que, na medida em que o País venha a oferecer melhores condições de vida, em função dos seus recursos naturais e da capacidade de adaptação a uma conjuntura de escassez progressiva de combustíveis fósseis, maior será a atração que exercerá sobre as populações de outras áreas do planeta, menos favorecidas quanto a esses aspectos.

FIGURA 3



7. Cenários do Século XXI

Os cenários do Século XXI deverão ser formulados com base nesse modelo energético futuro ou, de forma resumida, com base nas seguintes considerações:

— as alterações tecnológicas deverão consolidar o papel crescente da energia elétrica no contexto do consumo global de energia;

— a sociedade da informática, herdeira da sociedade industrial, induzirá a uma minimização do consumo energético a nível de produção e transporte de bens e a um crescente papel da energia elétrica no asseguramento das condições individuais de conforto, segurança, deslocamento, etc.;

— o aproveitamento de fontes energéticas, a ser efetuado num contexto de crescente valorização do meio-ambiente e ecologia, implicará numa elevação de custos unitários de energia e, por conseguinte, uma forma mais intensa de racionalização energética que deverá atin-

— A variável demográfica

O crescimento da população, no Brasil, deverá continuar apresentando a tendência declinante observada nas últimas décadas, influenciada por uma redução mais acelerada da taxa de natalidade do que da taxa de mortalidade. No que concerne à distribuição espacial da população, é de se prever que venham a ocorrer fluxos migratórios internos importantes, associados a um desenvolvimento econômico mais acelerado de regiões atualmente menos povoadas, como a região Norte, e a uma possível saturação das regiões mais desenvolvidas. Por outro lado, é possível que a tendência

— A variável econômica, cuja evolução está sujeita à influência de diversos fatores, tais como:

- o grau de internacionalização ou de fechamento da economia;
- a vocação econômica nacional e seus efeitos sobre a alocação territorial da população;
- a diminuição das disparidades regionais pelo efeito conjugado dos deslocamentos das populações, utilização de recursos naturais regionais e desenvolvimento de recursos humanos;
- custos dos fatores de produção, em particular dos energéticos.

— A variável intensidade energética

Esta sumariza um conjunto de fatores ligados a hábitos de consumo de energia, tecnologia, processos industriais, uso de energia nas cidades e nas áreas rurais, etc., traduzido no indicador sumário "elasticidade do consumo de energia elétrica".

O balisamento da evolução possível dessas variáveis, a partir de estudos de cenários realizados na Eletrobrás, é apresentado nos Quadros 9, 10 e 11, a seguir.

QUADRO 9

CENÁRIO A — HIPÓTESE BAIXA TAXAS MÉDIAS ANUAIS NO DECÊNIO %

Período	Crescimento População	Crescimento Produto	Crescimento Energ. Elétrica	Elasticidade Renda
2000 — 10	1.77	3.5	3.7	1.06
2010 — 20	1.42	2.4	2.5	1.04
2020 — 30	1.31	1.8	1.8	1.00
2030 — 40	1.19	1.5	1.5	1.00
2040 — 50	1.08	1.0	1.0	1.00

QUADRO 10

CENÁRIO B – HIPÓTESE MÉDIA

TAXAS MÉDIAS ANUAIS NO DECÊNIO %

Período	Crescimento População	Crescimento Produto	Crescimento Energ. Elétrica	Elasticidade Renda
2000 – 10	1.77	4.5	4.7	1.04
2010 – 20	1.42	3.0	3.1	1.03
2020 – 30	1.31	2.5	2.5	1.0
2030 – 40	1.19	2.0	2.0	1.0
2040 – 50	1.08	1.5	1.5	1.0

QUADRO 11

CENÁRIO C – HIPÓTESE ALTA

TAXAS MÉDIAS ANUAIS NO DECÊNIO %

Período	Crescimento População	Crescimento Produto	Crescimento Energ. Elétrica	Elasticidade Renda
2000 – 10	1.77	5.5	5.8	1.05
2010 – 20	1.42	4.0	4.2	1.05
2020 – 30	1.31	3.5	3.5	1.0
2030 – 40	1.19	3.0	3.0	1.0
2040 – 50	1.08	2.0	2.0	1.0

Assim, e nos reportando ao Quadro 8, anteriormente citado, do qual constam os anos limites para aproveitamento do potencial, verifica-se que a ocorrência de um cenário tipo A poderá facultar uma possível utilização da energia elétrica de fontes nacionais já conhecidas até praticamente a metade do Século XXI, enquanto a ocorrência de um cenário do tipo C implica, já na segunda década do Século XXI, um desenvolvimento de fontes alternativas.

Evidentemente, a consideração de que as reservas apontadas sejam as definitivas não é correta e elas deverão aumentar à medida que novas pesquisas sejam realizadas. Mas, como ordem de grandeza, pode-se estimar que os energéticos, atualmente em uso no Brasil, para produzir energia elétrica em larga escala (hidrelétricos, carvão e nuclear) estarão completamente utilizados entre o ano 2020 e o ano 2060, portanto, daqui a 35 ou 75 anos no máximo.

Os energéticos que serão utilizados na produção de eletricidade para além desses anos, provavelmente começarão a sê-lo com alguma antecedência, para que haja tempo para uma preparação da indústria local e para garantir uma transição entre esses dois períodos. Só não se sabe com que intensidade e com que antecipação isso se dará.

Dentre os energéticos tecnológicos esperados nos próximos 25 anos, destacam-se como mais promissores: a ge-

ração nucleoeleétrica com reatores regeneradores e, mais tarde, com a fusão nuclear; a geração termelétrica, a partir de produtos da biomassa; a eletricidade, a partir da energia eólica e o aproveitamento da energia solar, através de células foto-voltaicas, ou de termelétricidade obtida a partir de sistemas de concentração da radiação através de espelhos.

BIBLIOGRAFIA

1. The American Assembly-Columbia University – Energy Conservation and Public Policy – Prentice-Hall, Inc. 1979.
2. Mains L'onnroth, Peter Steev, Thomas B. Johansson, Energy in Transition – A Report on Energy Policy and Future Options – University of California Press, Berkeley, 1980.
3. Resources for the Future – Energy in America's Future: The Choice Before US, A Study Prepared for the RFF – National Energy Strategies Project – The Johns Hopkins University Press – 1979.
4. Harvard Business School Energy Project, Energy Future Random House, 1979
5. Ford Foundation, Energy: The Next Twenty Years, Ballinger, 1979
6. US – National Academy of Sciences (CONDES), Energy in Transition: 1985-2010, W.H. Freeman & Co. 1980
7. Edson Electric Institute – Economic Growth in the Future – II, 1980
8. World Energy Conference: World Energy: Looking Ahead to 2020, IPC Science and Technology Press of the United Kingdom – 1978

9. North-South Round Table-Society for International Development-Energy and Development – Basic Analysis, Nov. 1980
10. Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES) – Energy Global Prospects, 1985-2000 – McGraw-Hill – 1977
11. Exxon Corporation – World Energy Outlook – 1980
12. IASA – Energy in a Finite World – a Global Energy Systems Analysis – Vienna – 1981
13. Twelfth Congress of the World Energy Conference – Conclusions WEC – 1983
14. UNITED NATIONS: Symposium on Energy Planning in Developing Countries – Stockholm, Sept. 1981
15. UNITED NATIONS: Report of the U.N. Conference on New and Renewable Sources of Energy – Nairobi – August 1981
16. World Bank – Energy in the Developing Countries – August 1980
17. World Bank – Global Energy Prospects – Staff Working Paper No-489 – 1981
18. Reports of Joint UNDP/World Bank Energy Sector Assessment Program – Series of Reports of Energy issues and options for several countries.
19. OLAD – Energy Balances for Latin America – 1981 and 1982
20. MME – Um Cenário de Extensão do Modelo Energético Brasileiro Auto-Suficiência Energética – Julho de 1984
21. ELETROBRÁS - Política e Planejamento do Setor de Energia Elétrica no Brasil – Agosto 1982.
22. ELETROBRÁS – Plano de Suprimento aos Requisitos do Mercado de Energia Elétrica até o ano 2000 – Plano 2000 1981
23. U.S. Department of Energy – National Energy Plan I and II – 1977 and 1979
24. Canada – Ministre de l'Énergie, Mines et Ressources – Le Programme Énergétique National – 1980
25. Revue de L'Énergie – Energy et Development No. 356 – Août – September 1983
25. EPRI Journal – Comparing Future Options – March 1983
27. EPRI Journal – Industry's Move to Electricity – June, 1982
28. Jaques Lacoste – Système Energetique: Organization et Conditions d'évolution. Revue Française de L'Électricité.
29. J. R. Frish, J. Lacoste – Energy Balances and Electricity in Terms of Fuel Equivalents with Reference to OECD Balances
30. Jean-Marie Domenach – L'Électricité en son siècle – Revue Française de L'Électricité – No. 283
31. Abel Farnoux – Au temps de l'électronisation – Revue Française de L'Électricité – No. 283
32. Albert Ducrocq – Cent ans d'électricité – Revue Française de L'Électricité – No. 283
33. Joseph M. Dukert – A short Energy History of the United States – Edison Electric Institute
34. CEMIG/IDI-MG – Anais do Seminário Sobre Utilização da Energia Elétrica – Eletrotermia – 1983

35. ELETROBRÁS — Departamento de Mercado — Nota Técnica nº 23 — Energia e Crescimento Econômico — Trajetória dos Principais Indicadores no Período 1970-1983 — Março de 1984.
36. ELETROBRÁS — Departamento de Mercado — Nota Técnica nº 25.
37. Federation of Swedish Industries — Electricity Use in the Swedish Industry Up to 1990 — April 1984.

O panorama histórico e institucional do Setor Elétrico

ASSESSORIA DE COMUNICAÇÃO DA ELETROBRÁS

Os primórdios do serviço de energia elétrica no país se caracterizam por uma fase de pioneirismo, responsável pela instalação dos mesmos serviços quase simultaneamente com os dos países mais adiantados da Europa e dos Estados Unidos, no final do século passado.

Enquanto Thomas Alva Edison constrói, em 1879, a primeira central elétrica para o serviço público de distribuição de energia à cidade de Nova Iorque, no mesmo ano, graças ao interesse que o Imperador Pedro II dispensava às invenções e descobertas científicas, o Brasil inaugura a iluminação elétrica da antiga Estação da Corte (hoje Estação Pedro II), da Estrada de Ferro Central do Brasil, no Rio de Janeiro, com seis lâmpadas de arco voltáico, que substituem 46 bicos de gás e produzem melhor iluminação. Outras 16 lâmpadas são instaladas no Campo da Aclamação (Praça da República), em junho de 1881, provindo a energia elétrica de um locomóvel com dois dínamos. Em 1883, Campos, no Estado do Rio, se torna a primeira cidade do Brasil e da América do Sul a utilizar energia elétrica na iluminação pública.

Outros marcos ocorrem: em 1892, circulam no Rio de Janeiro os primeiros bondes elétricos. E faz-se o primeiro aproveitamento hidrelétrico no país, embora para uso privado, a usina do Ribeirão do Inferno, afluente do Jequitinhona (Diamantina-MG), passará a fornecer energia para mineração.

Contudo, a primeira usina hidrelétrica instalada no Brasil, para serviço de utilidade pública, foi a de Marmelos, no rio Paraibuna, próximo a então recém-construída estrada União e Indústria, inaugurada a 5 de setembro de 1889. Bernardo Mascarenhas, notável pelo trabalho pioneiro na criação de indústrias, é quem a constrói, a fim de fornecer eletricidade à cidade mineira de Juiz de Fora. São instalados dois geradores monofásicos de 125 kW cada, com a tensão

de 1.000 volts e frequência de 60 hertz. O impulso do grande empreendimento resultou no período decisivo de desenvolvimento de Juiz de Fora, que se tornaria conhecida como a "Manchester Brasileira" pelas fábricas que ali se instalaram. Sete anos mais tarde é construída outra hidrelétrica, no mesmo local.

Implantação dos serviços

O progresso tecnológico, registrado desde o começo do século, na fabricação de grandes geradores hidrelétricos, na construção de barragens e na transmissão de eletricidade, vem ao encontro das condições peculiares adaptáveis à estrutura dos recursos energéticos do Brasil.

Apesar de, na época, ainda não estar dimensionado o potencial hidráulico do País, imaginam-se suas grandes possibilidades para a geração de energia em comparação com o carvão mineral, face à inexistência de grandes reservas que o tornem fator predominante para utilização industrial, como se deu na Revolução Industrial verificada nos países europeus. Daí as iniciativas de maior vulto no setor elétrico terem se concentrado na utilização de energia hidráulica.

Com essa perspectiva, e dentro do quadro nacional de uma economia ainda incipiente, organizam-se companhias, sob controle de capitais estrangeiros, que terão importância na evolução do setor elétrico, quer pelo longo tempo em que irão predominar, quer pelo aporte de capital e de tecnologia que o país ainda não dispõe.

Essa participação estrangeira começou em 1899, quando a The São Paulo Railway Light and Power Co. Ltd., obteve autorização para funcionar no Brasil. Em 7 de maio de 1900, os primeiros bondes elétricos de propriedade da empresa percorreram festivamente as ruas de São Paulo.

Posteriormente, em 16 de outubro de 1905, o grupo assume os mesmos serviços na cidade do Rio de Janeiro, com a denominação de The Rio de Janeiro Tramways, Light and Power Company Limited. Em breve, além da energia elétrica, o grupo Light também monopoli-

zaria nos centros os serviços de gás e telefone.

A hidrelétrica que marca o início das atividades do Grupo Light no Brasil é a usina Parnaíba, no rio Tietê, cuja construção dura apenas dois anos, de 1899 a 1901, e onde foram instalados geradores dos mais potentes que então se fabricavam no mundo, de capacidade 2.000 kW, excepcional para a época. A cidade de São Paulo tinha 238.000 habitantes.

A exemplo de São Paulo, a LIGHT construiu no Rio de Janeiro uma grande usina hidrelétrica, no Ribeirão das Lajes, na época, também uma das maiores do mundo. Sua construção foi iniciada em 1905 e, um ano após, uma casa de força provisória já fornecia energia à cidade do Rio de Janeiro. Oficialmente inaugurada no dia 23 de maio de 1908, a primeira de suas unidades, com 4.000 kW, entrou em operação em 22 de janeiro, e seis meses depois já funcionavam todas as unidades, com a capacidade geradora total de 24.000 kW.

No Nordeste, a chave inicial das soluções de seus problemas estava no São Francisco, o grande rio que fora o caminho da "unidade nacional". E no "Velho Chico" avultava desde logo, a cachoeira de Paulo Afonso.

O mérito de abordar a cachoeira para fins de aproveitamento hidrelétrico se deve a um pioneiro, Delmiro Gouveia. Pelo Decreto nº 520, de 12 de agosto de 1911, ele é autorizado a adotar as providências para utilização do potencial de Paulo Afonso.

A 26 de janeiro de 1913, Delmiro Gouveia inaugura ali uma hidrelétrica de 1600 cv.

Incentivo ao consumo

Na década que começa em 1910, a capacidade das usinas da Light, no Rio de Janeiro e em São Paulo, representava 30% do total instalado no Brasil. Na década seguinte, já representava 44,1% daquele total. A oferta de energia, substancialmente superior à demanda, concorria para o crescimento urbano e industrial dessas áreas e criava expectativas otimistas em outros pontos do país.

Nesse período, atraída pela potencialidade do mercado consumidor brasileiro, a American Foreign and Power Co., subsidiária do grupo norte-americano Bond & Share, começa a se instalar no Brasil. Sua atuação, a partir de 1924, volta-se para o interior paulista, servindo à rica zona da produção de café, através da aquisição de vários pequenos conces-

sionários, que, posteriormente, se constituem em uma só empresa, com a denominação de Companhia Paulista de Força e Luz.

A partir de 1927, o grupo passa a adquirir o controle de diversos concessionários já existentes e dos serviços públicos de energia elétrica em várias capitais e outras grandes cidades, estabelecendo-se em Natal, Maceió, Salvador, Vitória, Niterói, São Gonçalo, Petrópolis, Belo Horizonte, Curitiba, Porto Alegre, Rio Grande e Pelotas. Pequenas empresas, de Norte e Sul, continuavam a organizar serviços elétricos.

É a fase em que o apelo ao consumo passa a ser promovido através de modernas técnicas de publicidade. Em seus anúncios, através da imprensa, as empresas gabam a qualidade de seus serviços e induzem a população à maior utilização dos aparelhos elétricos em benefício do conforto doméstico.

Ao mesmo tempo, a consciência nacional seria despertada para os problemas relacionados com as concessões de aproveitamentos hidrelétricos a grupos estrangeiros.

O código de águas

Entre 1900 e 1910, o setor de energia elétrica cresceu 15 vezes, duplicou entre 1910 e 1920, e novamente entre 1920 e 1930.

Em 1930, a potência instalada era de 779.000 kW, dos quais 630.000 kW de origem hidráulica e 149.000 de origem térmica. Tinha o país, na ocasião, 891 usinas funcionando. Até então, o setor era privatizado e não possuía um instrumento jurídico regulador e coordenador da produção e comercialização desse serviços básico para o desenvolvimento nacional.

Vitoriosa a revolução de 30, ressuscitou-se o anteprojeto do Código de Águas, que se encontrava paralisado no Congresso Nacional desde 1908.

O Código de Águas foi instituído a 10 de junho de 1934, através do Decreto nº 24.643. Em seu livro III, Forças Hidráulicas, introduz modificações substanciais para os aproveitamentos hidrelétricos: separa a propriedade das quedas d'água das terras em que se encontram, incorporando-as ao patrimônio da Nação; atribui à União a competência da outorga de autorização e concessão para o aproveitamento da energia hidráulica para uso privativo ou serviço público; institui o princípio do custo histórico e do "serviço pelo custo", de lucro limita-

do e assegurado, e inicia a nacionalização dos serviços, restringindo sua concessão a brasileiros ou empresas organizadas no País, ressaltando, porém, os direitos adquiridos.

A Constituição de 1934, ao mesmo tempo, atribui à União a competência para legislar sobre energia hidráulica e incorpora os princípios básicos do Código de Águas.

Mais tarde, com a criação da Divisão de Águas, do Departamento Nacional da Produção Mineral (subordinado ao Ministério da Agricultura) e do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, é que o Governo Federal vai atuar no setor, sob o ponto de vista normativo e fiscalizador, até o advento do Ministério das Minas e Energia. Este, criado pela Lei nº 3.782/60, ficará responsável pela política energética do país, recebendo as funções anteriormente atribuídas ao Ministério da Agricultura.

Instalado em 1º de fevereiro de 1961, cabe-lhe a tarefa de planificar a exploração dos recursos energéticos e minerais do Brasil, além de definir as orientações básicas ou políticas nos diversos setores de sua competência. Pela lei que o cria, lhe são integrados o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica — CNAEE, a Comissão Nacional de Energia Nuclear — CNEN, e o Departamento Nacional de Produção Mineral — DNPM (incluindo, portanto, a Divisão de Águas).

A implantação e a organização reais do MME, contudo, serão realizadas em 1965, pela Lei nº 4.904, e com eles os serviços de fiscalização da exploração da energia elétrica passam a ter nível e âmbito administrativo de departamento, criando-se então o Departamento Nacional de Águas e Energia, depois Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — DNAEE. Este é o órgão responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos serviços hidrológicos em todo o território nacional, além da supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime, bem como a supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade.

As grandes crises

O crescimento industrial que se observou no país, após o início da Segunda Guerra Mundial, paralelamente à intensificação e diversificação do consumo, acabou criando um quadro de dificuldades, principalmente nas regiões onde houve expansão industrial em decorrên-

cia da disponibilidade de energia elétrica.

As crises que então se esboçavam entretanto, não puderam ser evitadas. Como consequência surgem os racionamentos de energia elétrica, que se fazem sentir, de modo intermitente, com maior ou menor intensidade, durante 15 anos, desde 1949.

Os mais severos registram-se nos sistemas de São Paulo e Rio de Janeiro, onde maior é a concentração industrial e em razão da importância da produção desses dois centros para a economia do país. Mas houve também racionamentos em Belo Horizonte, Vitória e Curitiba.

As providências de emergência, adotadas pelo Conselho Nacional de Energia Elétrica, para minorar as crises, consistem em autorizar a adoção de medidas restritivas ao consumo de energia elétrica e em determinar que o concessionário apresente planos de ampliação do seu sistema gerador.

Preocupado com os efeitos das crises sucessivas, o Governo propõe ao Congresso, em 1954, a aprovação do Plano Nacional de Eletrificação e a criação da Eletrobrás, empresa destinada a planejar e coordenar a política nacional de energia elétrica. Além disso, preparando o setor para investir nos anos seguintes, um montante que excede em muito seus recursos próprios, autoriza o BNDE — Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (constituído em 1952 como autarquia federal, subordinada ao Ministério da Fazenda) a utilizar recursos da União no financiamento de programas hidrelétricos mais urgentes, e a adiantar aos Estados verbas a serem aplicadas para a mesma finalidade. Mais tarde, com a criação do Empréstimo Compulsório, através da Lei 4.156 de 28/11/62, estaria complementada a estrutura de recursos destinados a sustentar a expansão equilibrada do setor de energia elétrica.

Os grandes projetos

A partir dos anos 50, começam a ser organizadas empresas de economia mista no setor elétrico e obras de grande porte são projetadas ou iniciadas.

Em 1945, nasce a CHESF, para explorar os recursos hídricos do São Francisco, inaugurando, em 1955, a primeira usina de Paulo Afonso, posteriormente ampliada com Paulo Afonso II, III e IV. A CEMIG elabora, em 1952, um plano geral de eletrificação de Minas Gerais, iniciando-se a construção de Três Ma-

rias, com sua imensa barragem de terra, na época a quarta do mundo. Em seguida, FURNAS lança-se à conquista do rio Grande, que limita os Estados de Minas e São Paulo, beneficiando a maior região industrial e econômica do país. Já os paulistas partem em direção ao rio Paraná, para o aproveitamento hidrelétrico de Urubupungá: surge o grande complexo energético de Ilha Solteira e Jupia.

As iniciativas prosseguem. No Sul, conjugam-se o carvão e a energia hidrelétrica; no Nordeste, constrói-se Boa Esperança, no rio Parnaíba; unifica-se a ciclagem em todo o país; e projeta-se a interligação dos sistemas elétricos.

Finalmente, com a criação da ELETROBRÁS, em 1962, é consolidada a política energética nacional.

No dia 25 de abril de 1961, um mês após a implantação do Ministério das Minas e Energia, a União é autorizada a constituir a ELETROBRÁS, que começa a operar em 1962. Esta empresa, desde o seu início, tem as características de uma holding, núcleo de um conjunto de concessionárias que contam com grau de autonomia administrativa, passando a gerir, simultaneamente, vultosos recursos e tornando-se a principal agência financeira setorial. Sociedade de economia mista, ela planeja, financia, coordena e supervisiona os programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; promove o desenvolvimento do setor, ao mesmo tempo em que atende às necessidades próprias de cada região.

Os resultados alcançados comprovam o acerto da nova orientação: em 31 de dezembro de 1962, o total de potência instalada era de 5.729 MW; em 1985, já atingia 39.465 MW, a qual se soma a disponibilidade das três máquinas já instaladas em Itaipu (3x700 MW).

Em 1978 com a aquisição da Light, o setor de energia elétrica foi inteiramente nacionalizado.

O futuro

Nas próximas décadas, o Brasil necessitará cada vez mais de energia para atender à expansão de todos os setores de produção.

A política do setor de energia elétrica, executada pela ELETROBRÁS, sob a orientação do Ministério das Minas e Energia, consiste sobretudo no aproveitamento máximo das reservas renováveis, como as águas dos rios, poupando-

se os não renováveis, como o carvão e o petróleo.

O cronograma de usinas previstos pelo Programa de Recuperação do Setor de Energia Elétrica — PRS prevê um acréscimo de 20.450 MW até 1991 no qual se destacam: Tucuruí 1ª etapa — 7x330 até 1989, totalizando 3.960 MW, no rio Tocantins e Itaipu 6x700 MW, 50 Hz, até 1988, e 9x700 MW, 60 Hz, até

Encontra-se em estudo ou em fase de projeto — com início até 1989 — usinas com um total de 17.742 MW. Dentre elas destacam-se: Xingó (5.000 MW), Itá (1.620 MW), Serra da Mesa (1.200 MW), Segredo (1.260 MW) Machadinho (1.200 MW) e Nova Ponte (510 MW).

A predominância da geração hidrelétrica oferece condições de tranquilidade quanto a existência de recursos nacionais para manutenção do ritmo de desenvolvimento brasileiro. Independente disso, porém, o país já entrou no programa nuclear e conta com reservas de urânio importantes, que poderão aumentar substancialmente no futuro.

O programa do carvão-vapor nacional, também em andamento, é expressivo a nível da Região Sul onde planeja-se e executa-se algumas expansões na geração térmica em Jorge Lacerda IV, Candiota, Jacuí e Presidente Médici, essa quase concluída.

Estimativas recentes indicam que, nos próximos dez anos, o Brasil vai exigir uma cada vez mais crescente disponibilidade de energia elétrica. Para enfrentar essa realidade, o setor vem concentrando grande esforço de planejamento e aperfeiçoamento tecnológico, procurando construir mais usinas, aumentando a capacidade de outras e buscando em cada quilowatt de todas as fontes energéticas a segurança do nosso progresso.

Planejamento da expansão do Setor Elétrico: histórico e perspectivas

JOSÉ LUIZ ALQUÉRES

Engenheiro Civil, Assistente da Diretoria de Planejamento e Engenharia da ELETROBRÁS, membro do Conselho Fiscal da ELETRO-NORTE, Secretário Executivo do Comitê Nacional Brasileiro da Conferência Mundial de Energia.

1. A função planejamento da expansão do Setor Elétrico

As peculiares características do Setor Elétrico, principalmente a partir do alcance de uma dimensão a nível nacional expressiva, transformaram, no caso brasileiro, a função planejamento da expansão, numa das mais importantes no contexto empresarial, evidentemente, sem que isso signifique que outras funções devam ser esquecidas.

Destas características, destaca-se a própria velocidade do crescimento do consumo de energia elétrica que, nas últimas décadas, vem, por um conjunto de motivos, se expandindo a taxas elevadas, superiores aos 10% em média por ano. A esse ritmo, observa-se a necessidade de se duplicar as instalações de suprimento a cada 7 anos. Ora, a dimensão fantástica do programa de obras a ser cumprido para facultar essa escala de expansão, evidentemente, realça a necessidade de bem se estudar o elenco de obras a construir, sua adequada distribuição no tempo, etc. Os ganhos empresariais possíveis de serem obtidos, neste campo, através de uma adequada seleção de prioridades, tornam-se, por assim dizer, mais compensadores do que os ganhos importantes (porém menos expressivos), ensejados por uma melhoria na operação dos sistemas existentes.

Um outro fator, importante e peculiar do Brasil, é a abundância de recursos de energia hidráulica. Esses recursos ocorrem em definidas localizações geográficas, não raro distantes dos centros de consumo, implicando o seu aproveitamento na construção de grandes redes de transmissão. Existe, ainda, a propensão de se obter grandes economias de escala na medida do crescimento dessas instalações, principalmente quando, em obras de barragens, é privilegiado, apenas, o aspecto geração de energia, como,

aliás, tem sido hábito no Setor Elétrico. Assim, o porte dessas obras vem crescendo ao longo dos anos, fazendo com que o Brasil possua o mais expressivo conjunto de grandes obras prontas, em construção ou projetadas. Se notarmos que o prazo de construção, freqüentemente, supera os 10 anos, verifica-se que o programa de obras em construção, supera, a cada momento, a dimensão global do parque já instalado.

Sob o impacto desse conjunto de fatores, vem se desenvolvendo, principalmente nos últimos 20 anos, a partir da complexidade maior que vem atingindo o sistema elétrico, uma atividade de planejamento muito peculiar às condições brasileiras. Se analisarmos os progressos metodológicos da função planejamento, podemos caracterizar três fases da evolução metodológica, sendo que uma quarta fase se considera, atualmente, em processo, a saber:

Fase 1 — Correspondente ao período até 1963;

Fase 2 — Correspondente ao período compreendido entre 1963 e 1974;

Fase 3 — Correspondente ao período compreendido entre 1974 e 1981/82;

Fase 4 — Período pós 1982.

Fase 1 — Período até 1963

Neste período, os sistemas elétricos existentes no país eram de pequeno porte, salvo aqueles em torno das cidades do Rio de Janeiro e São Paulo. A responsabilidade pela sua construção e operação cabia a uma multiplicidade de agentes, privados e governamentais, que, embora regulamentados por uma legislação abrangente, desde o Decreto 41.019, de 26.02.57, eram extremamente vulneráveis e políticas fortuitas do poder central. Nos últimos anos dessa fase, processou-se o início da formação institucional do Setor Elétrico, com a consolidação de algumas empresas regionais, como CHESF e FURNAS, a criação da ELETROBRÁS, a maturidade e exportação do "modelo CEMIG" a nível estadual, e a prática de uma postura administrativa, a nível de Governo, que assegurou às empresas condições adequadas de remuneração de serviços, investimentos e capitalização própria.

Compreendendo, portanto, o Setor Elétrico, um conjunto amplo de sistemas isolados ou, quando muito, com fraco nível de intercâmbio, operados por agentes distintos e, não havendo, sequer, até o final do período, um agente centralizador efetivo a nível nacional, entende-se que o planejamento da expansão se voltasse a uma ação por projeto.

Com isso, entende-se que, de posse de procedimentos clássicos, as empresas selecionavam entre alternativas a melhor forma de agregar uma certa expansão na sua capacidade de suprimento, seja a nível de geração, seja a nível de transmissão. Essas expansões se deram, quase sempre, nas suas próprias áreas de concessão e os sistemas de transmissão representavam redes pouco complexas, ligando, unidirecionalmente, fontes geradoras a centros de consumo.

Fase 2 — Período compreendido entre 1963 e 1974

O início desse período é marcado pela elaboração de Planos Regionais para as regiões Sudeste e Centro-Oeste (CANAMBRA) e Região Sul (CANAMBRA), aos quais se seguiram outros para a Região Nordeste (ENENORDE) e a Região Norte (ENERAM).

Em decorrência do crescimento dos mercados e do apontado nesses planos regionais e nos que lhes sucederam, iniciou-se, no período, a interligação entre sistemas a nível intra-regional. As empresas amadureceram nas suas configurações institucionais e o explosivo crescimento da demanda induziu a um fortalecimento do modelo de organização que se mostrava apto a atender ao desafio básico do crescimento, onde se destacava a ELETROBRÁS, principalmente seu papel de agente financeiro setorial.

Do ponto de vista metodológico, registra-se que, decorrente da tendência para interligação, o planejamento passa a considerar níveis mais elevados do que o de empresa individualizada, como no período anterior. A seleção de empreendimentos passou a se fazer dentro de uma ótica mais regional, já que a energia elétrica, cada vez mais, demandava maiores potenciais, em geral mais distantes e, portanto, necessitando, para sua utilização, de transmissão a longas distâncias. O "próximo empreendimento"

passou a ser objeto de análises com base no seu benefício para o sistema. A otimização do sistema hidrotérmico, a simulação de "loadflow" nas redes mais complexas de transmissão que iam se formando, e um certo grau de valorização de decisão do poder central (ELETROBRÁS), são características do planejamento da época, o qual privilegiou o desenvolvimento metodológico com isso compatível.

É de se ressaltar que, até o final desse período, o planejamento do Setor Elétrico ainda era conduzido na total independência em relação a quaisquer outros setores energéticos e, mais ainda, não existiam planos nacionais. A sistemática de revisões dos planejamentos regionais era suficiente para atender às necessidades objetivas de definição de novos empreendimentos que o crescente mercado demandava.

Fase 3 — Período compreendido entre 1974 e 1981/82

Essa fase é marcada por dois fatores no plano mundial: crise energética, com súbito crescimento do preço do petróleo, e a crise econômica, com uma não menos brutal elevação do custo dos recursos financeiros.

O primeiro fator implicou numa crescente demanda de divisas para fazer frente à compra de petróleo, para o que, entre outros, o Setor Elétrico foi chamado a comparecer, na forma de captação de financiamentos vinculados à aquisição de equipamentos para alguns projetos então concebidos, por vezes, fora dos esquemas oficiais de planejamento do Setor. Assim, ao se verificar o segundo fator, o Setor se encontrou muito vulnerável, o que se acentuou com a deterioração das tarifas, isto, já por efeito da conjuntura inflacionária interna e a estratégia de reajustes então adotada.

Assistiu-se, do ponto de vista institucional, no período, ao fortalecimento da centralização da gestão governamental, no contexto do qual o planejamento, a médio e longo prazos, tão valorizado para o Setor Elétrico, foi praticamente abandonado, a troco de uma gestão financeira mais imediatista, decorrente do contexto econômico problemático.

Embora, o processo formal de planejamento do Setor não tenha se interrompido — pelo contrário, registra-se, mesmo, um intenso progresso em métodos e técnicas específicas — sua representatividade caiu bastante. No afã de aumentar essa representatividade, o Setor incorpo-

rou ao planejamento toda uma frente de análise de repercussões sobre a indústria de equipamentos e materiais. Por outro lado, a validade do apontado no planejamento do Setor Elétrico veio a sofrer restrições, face a determinações de se adotar, sem crítica, parâmetros fornecidos pela NUCLEBRÁS.

Os documentos de planejamento do período adquiriram dimensão nacional, como o conjunto de Projetos Especiais da ELETROBRÁS, Plano 95 e Plano 2000 e, também, evoluíram qualitativamente, principalmente, pela disseminação da informática no âmbito do Setor. Registra-se, a propósito, que o Centro de Processamento de Dados da ELETROBRÁS só foi implantado em 1973.

Permaneceram esses documentos (embora o último já elaborado com a colaboração de órgãos, tanto do Setor, como externos) como produtos de uma visão centralizadora do processo de planejamento, não havendo compromettimentos externos ao Setor, no tocante à viabilização das premissas consideradas nesses planos.

Fase 4 — Período pós-1982

A partir de 1982, sistematizou-se, sob a coordenação da ELETROBRÁS e através do GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico), a prática de um planejamento de cunho mais representativo, com a participação das empresas afetadas.

Elabora-se, também, no período, o início de uma reação institucional ao centralismo, que, na prática, transferiu todas as decisões essenciais ao Setor, para órgãos e instâncias externas a ele. Paralelamente, o Setor se viu obrigado a valorizar o estudo da parte econômico-financeira de seus projetos de expansão, que deverá se processar num contexto de escassez de recursos, sem precedentes na sua história recente, obrigando, com isso, uma integração planejamento-investimento-recursos financeiros, sem a qual não haverá planejamento efetivo.

2. As etapas e o ciclo de planejamento no âmbito do Setor Elétrico

Na sua forma atual, o processo de planejamento pode ser dividido em três etapas principais: a análise de longo prazo, alcançando um horizonte em torno de 30 anos; a análise de médio prazo, enfocando a evolução do sistema nos primeiros 15 anos, e a análise de curto prazo, definindo os 5 anos iniciais.

A análise de longo prazo permite identificar as principais linhas de desenvolvimento do sistema e fixar, em função da composição do parque gerador e da necessidade de desenvolvimento de processos tecnológico-industriais, as metas para o programa de expansão de médio prazo. Nesta fase, os principais insumos necessários são as projeções de mercado, os inventários das fontes de geração, as tecnologias e custos de transmissão e as características do sistema existente. Como principais produtos desta etapa, são obtidos a composição do parque gerador, a seqüência das usinas, os níveis de importação e exportação de energia, a topologia e tecnologia dos grandes troncos de transmissão, os investimentos necessários e, finalmente, os parâmetros energéticos e econômicos.

A análise, a médio prazo, estabelece o programa de expansão, condicionado pelos resultados da análise de longo prazo, que atende aos requisitos previstos, compatibilizando-os com as condições vigentes no Setor Elétrico, bem como com sua evolução. Como primeiro resultados, são obtidas as alternativas de programas de obras de geração e transmissão. A partir dessas alternativas, é efetuada uma análise econômica, visando estabelecer o Programa de Expansão do Parque Gerador de Referência. Os estudos de sensibilidade para ajustes no programa de geração e de avaliação do desempenho elétrico do sistema de transmissão fornecem os subsídios para a elaboração do Plano Decenal da Geração e Transmissão e, a partir das diretrizes estabelecidas pela ELETROBRÁS, fornecem os elementos para a Programação Plurianual de Investimento do Setor de Energia Elétrica (PPE).

A análise de curto prazo representa um ajuste de decisões referentes ao programa de expansão do parque gerador, um programa detalhado dos reforços da transmissão e a definição do programa de expansão da rede de distribuição. Para o desenvolvimento dessa etapa, são necessárias informações sobre mercado, programa de referência, limites de intercâmbio e despachos, restrições construtivas e orçamentárias. Além desses insumos, devem estar disponíveis os custos, os índices de confiabilidade e as características das usinas. Subsidiariamente aos estudos do planejamento, a operação dos sistemas aporta, nesta etapa, uma importante contribuição sobre o status operativo do sistema e sua visão de prioridades.

A expressão financeira do programa de obras é apresentada no PPE, que consiste na programação de investimentos das empresas do Setor de Energia Elétrica. Neste programa são discriminados os principais empreendimentos da empresa, com previsão de investimentos para os 5 primeiros anos, apresentados ano a ano. O Programa de Investimentos é submetido pelas empresas à apreciação da ELETROBRÁS.

A Secretaria de Controle de Empresas Estatais (SEST), no sentido de centralizar o controle de dispêndios das Estatais, estabeleceu o PDG, que consiste na elaboração do orçamento global de dispêndios das empresas estatais. Este programa apresenta uma proposta de orçamento para o ano em curso e informações referentes aos anos subsequentes, sendo que, na prática, apenas o definido para o primeiro ano acaba prevalecendo após a aprovação da SEST, que o analisa essencialmente pelo seu aspecto financeiro.

Pode-se dizer que, embora comuns a todo o processo de planejamento, as diversas variáveis envolvidas têm pesos diferentes em cada um dos horizontes de planejamento. Assim é que, no longo prazo, os condicionantes estratégicos, ligados à expansão da economia, à disponibilidade de recursos primários e tecnológicos, assumem papel fundamental; no médio prazo, a condição de economicidade dos programas (custos mínimo) é determinante; no curto prazo, a análise financeira e condições como prazos de construção, variações de crescimento dos requisitos de mercado, capacitação empresarial e outras variáveis conjunturais, preponderam.

Por sua vez, os estudos relativos a cada horizonte têm prioridades distintas. A revisão dos estudos de longo prazo, que pressupõem a elaboração de um plano, só se faz necessária quando de mudanças significativas nos condicionantes estratégicos e nas variáveis macroeconômicas que afetam as diretrizes de longo prazo do Setor Elétrico. Sua periodicidade normal situa-se em torno de cinco anos, quando da elaboração de planos do Governo.

Os estudos de médio prazo são revisitos com maior frequência, função da própria evolução das informações em que se baseiam, como previsões de mercado, evolução dos orçamentos de usinas, etc. e são revistos, normalmente, em intervalos anuais.

Já os estudos de curto prazo, sujeitos a variáveis conjunturais, são em geral re-

vistos várias vezes ao longo do ano, embora, oficialmente, exista apenas um produto anual.

O ciclo de planejamento do Setor Elétrico tem periodicidade anual, e desenvolve-se, continuamente, ao longo do tempo, num processo de elaboração e revisão de metas, frente às flutuações do mercado e outras influências endógenas ou exógenas ao Setor.

A coordenação das atividades de planejamento é exercida pela ELETROBRÁS, por intermédio do Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), e dos seus elementos estruturais, que são o Comitê Diretor (CD), a Secretaria Executiva (SEC), os Comitês Técnicos (CT) e os Grupos de Trabalho (GT).

O processo se inicia com duas informações básicas: a Previsão do Mercado de Energia Elétrica para o decênio que se inicia, emitida pelo Grupo de Trabalho de Previsão de Mercado (GTPM), do GCPS, e o resultante Programa de Geração de Referência, produzido pela ELETROBRÁS.

O Programa de Geração de Referência é submetido ao GCPS, que através de seus Grupos de Trabalho de Análise do Programa Decenal de Geração (GTPG) e de Sistemas Isolados (GTSI), verifica, face aos dados de mercado, a adequação da programação para entrada das usinas geradoras recomendada pela ELETROBRÁS. Após referendada pelo Comitê Diretor, constituído por Diretores e Planejamento das Empresas, a programação é assumida como válida para o ciclo de planejamento daquele ano.

O mercado, após aprovado pelo Comitê Diretor, é encaminhado ao Subgrupo de Estudos de Mercado dos Principais Centros de Carga (SGPC) e ao Grupo de Trabalho do Plano Decenal de Transmissão (GTPD), sendo então produzido por este último o Plano Decenal de Transmissão, que norteará as empresas em seu planejamento de obras para o próximo decênio.

Com as informações referentes às obras de geração e transmissão, as empresas elaboram seus PPE's (Programa Plurianual de Investimentos), enviando-os à ELETROBRÁS para serem analisados. A ELETROBRÁS completa a análise do PPE, em todos os seus aspectos técnico-econômicos, indicando as diretrizes finais para o PDG (Programa de Dispêndios Globais), possibilitando às empresas a consolidação dos seus valores e considerando as restrições existentes. A ELETROBRÁS, em seguida, se responsabiliza

pelo envio à SEPLAN do PDG das suas controladas, ao mesmo tempo em que as empresas coligadas estaduais encaminham ao mesmo órgão seus PDG's individuais, que devem estar previamente compatibilizados ao programa global estabelecido.

Os níveis finais de investimento emitidos pela SEPLAN, com base na análise financeira do Setor e em parâmetros de alocação inter-setorial de recursos, não raro inviabilizam totalmente as proposições encaminhadas, processando-se então as adaptações possíveis ao longo do ano, quase sempre implicando em grandes prejuízos à qualidade dos serviços prestados pelo Setor.

No âmbito interno às empresas concessionárias, desenvolvem-se ciclos anuais de planejamento que, nas épocas devidas, se inter-relacionam com o mencionado ciclo de planejamento do Setor Elétrico. É de se destacar nesse âmbito empresarial a importância do seu planejamento integrado. Para a empresa, este define as metas, planos de ação, orçamento de custeio, orçamento de investimento, quadro de pessoal, plano diretor de informática, planejamento setorial e outros instrumentos setoriais, com base em prioridades e diretrizes pré-estabelecidas.

As mudanças no processo de desenvolvimento econômico e social do país são fatores que orientam a fixação de prioridades e diretrizes da expansão do sistema elétrico, sendo deste modo determinantes do planejamento. Devido à característica de interdependência sistêmica do planejamento, não poderão ser efetuadas modificações isoladas nos seus componentes sem que todo o processo seja afetado.

Por fim, ressalta-se que a necessidade de uma tradução do planejamento setorial num documento de trânsito mais amplo a nível político — institucional, resultou na criação de Planos Estaduais. Os Planos Estaduais, ou de Territórios Federais, foram criados em 1984, por iniciativa da ELETROBRÁS. Eles são instituídos por Portarias do DNAEE e sua execução compete a Grupos de Trabalho coordenados pela ELETROBRÁS. Estes planos evidenciam os aspectos de planejamento a nível de unidade da federação, tratados de forma mais abrangente nos documentos de planejamento tradicionais do setor, como, por exemplo, "Plano Decenal de Geração" e "Plano Decenal de Transmissão". Eles visam, portanto, identificar os requisitos de energia, apresentar os projetos neces-

sários para atendimento desses requisitos, caracterizar os estudos e investimentos correspondentes e atribuir as responsabilidades para sua execução.

O Plano Estadual agrega, ainda, um objetivo político aos elementos preparados nos fóruns técnicos do Grupo Coordenador do Planejamento do Sistema Elétrico (GCPS), de forma a torná-lo a expressão da política de desenvolvimento da utilização de energia elétrica empreendida pelo Governo do Estado, face à necessidade de sua compatibilização com a atuação do Governo Federal, através das empresas concessionárias regionais e outros órgãos.

3. Planejamento e metodologia: grandes temas

O planejamento do Setor Elétrico é exercido num contexto onde a experiência demonstra que, a cada época, o peso de diferentes fatores políticos, econômicos ou sociais, produz feições peculiares na sua forma e no seu conteúdo. Assim, no passado, épocas como a de "reconstrução decorrente do realismo tarifário" e "expansão decorrente do milagre brasileiro", imprimiram às diferentes decisões, no âmbito do Setor, a sua marca e o seu sentido.

No sentido de bem caracterizar a situação atual do Setor, não se poderia excluir uma colocação, ainda que subjetiva, dos temas que, na metade desta década, condicionam fundamentalmente o planejamento setorial: superação da crise e retomada do desenvolvimento, papel da energia elétrica no contexto da energia global, meio-ambiente, no seu sentido social e ecológico, recursos hídricos e aproveitamentos hidrelétricos, e configuração político-institucional.

Superação da Crise e Retomada do Desenvolvimento

O Setor Elétrico atravessa uma situação extremamente grave do ponto de vista econômico e financeiro. Sua vulnerabilidade atual é, por conseguinte, bastante grande, pois, de uma relativa autonomia financeira, para condução do seu programa de investimentos, veio a cair em grande dependência de recursos externos ao Setor Elétrico. Esse fato enfraquece a efetividade recomendada no seu planejamento.

No panorama atual da economia brasileira, onde o grande problema que se coloca é a retomada do crescimento que assegure a plena utilização dos fato-

res de produção e a absorção de mão-de-obra, a problemática do Setor Elétrico, pelas suas características, mostra-se agravada. Tradicionalmente, um setor capital intensivo como o Elétrico, no contexto de escassez total de recursos em que vivemos, só consegue reequacionar satisfatoriamente o seu desenvolvimento com mudanças na forma e no ritmo de capitalização. Novas políticas com relação ao atendimento ao mercado, novas formas de conduzir os empreendimentos, novas fontes nacionais ou internacionais de recursos, novos modelos de estruturação empresarial, merecerão ser estudados e eventualmente implantados, de modo que se assegure, compativelmente com as possibilidades nacionais, um reenquadramento do Setor Elétrico num padrão de equilíbrio que, no passado, pôde ostentar.

Papel da Energia Elétrica no Contexto de Outras Formas de Energia.

Os bens e serviços produzidos pela sociedade exercem uma demanda global de energia. Dentro dessa demanda global, a especificação do uso desta ou daquela forma ou fonte particular de energia vai depender de um certo número de fatores: a disponibilidade física do energético, seja obtido localmente ou através de intercâmbio; os preços relativos das diversas formas ou fontes de energia, para um dado nível de tecnologia de produção e de uso; finalmente, de diversos aspectos — muitas vezes não computados monetariamente de forma direta — que se podem traduzir pelas idéias de conveniência no seu uso, tais como: facilidade de manipulação, grau de limpeza, exigências de espaço para armazenamento, etc.

A curto prazo, as diversas formas de energia apresentam padrões bastante definidos e estáveis de utilização, tendo cada uma dessas formas seus tipos de consumidores e usos finais relativamente cativos. Ou seja, a intersubstituição entre fontes é relativamente difícil a curto prazo, porque, por um lado, os fatores dos quais dependem o uso (preços, tecnologias disponíveis, etc.), numa perspectiva de curto e médio prazos, são relativamente estáveis, e também porque os serviços de produção de energia, dadas as suas características tecnológicas e de mercado, requerem, na maior parte dos casos, investimentos de grande monta em capital fixo.

Os últimos dez anos viram a quebra da estabilidade do preço do petróleo,

exatamente o energético que, ao longo do último meio século, vinha paulatinamente absorvendo o mercado dos demais energéticos e transformando-se numa espécie de alternativa monoenergética e universal, através do efeito conjugado de baixo preço, facilidade de intercâmbio e abundância de tecnologias simples para sua utilização. Com a quebra da estabilidade dos preços do petróleo, reverte-se a tendência à ampliação de seu uso, passando a viver o mercado global de energia enorme grau de incerteza quanto à definição do papel das demais fontes, no atendimento das crescentes necessidades globais por energéticos.

No caso brasileiro, como resultado da alta dos preços do petróleo, adotou-se uma política deliberada de procura de alternativas energéticas e passa-se por uma certa euforia na substituição de derivados, que, se nem sempre é ditada pela razão, por outro lado, sequer atinge seus objetivos especificados. Nesta fase, vários energéticos se apresentam com a suposta capacidade para substituição efetiva e virtual dos derivados de petróleo, dentre eles, a eletricidade. Esta capacidade, no entanto, nem sempre veio acompanhada pelo requisito básico da disponibilidade de tecnologia de uso, a preço-sombra competitivo.

O Setor Elétrico tem interesse particular, dado o gigantismo dos investimentos que requer, em definir com rigor a posição da eletricidade, face aos demais energéticos, neste quadro de incerteza que caracteriza o mercado global de energia. Por outro lado, a natureza unificada do planejamento e da administração de preços do Setor Elétrico possibilita, melhor do que em outros mercados de energéticos, esta definição que, em última instância, vai delimitar mercados, esquivando-se a eletricidade de absorver os mercados nos quais outros energéticos possam vir a cumprir mais adequadamente o seu papel final (entre eles os próprios derivados de petróleo) e, por outro lado, absorvendo resolutamente aqueles novos mercados onde tecnologias e preços lhes forem favoráveis. Esta definição requer, naturalmente, estudos cuidadosos das potencialidades de novos usos finais para energia elétrica, via-à-vis outros energéticos, tradução desta potencialidade em requisitos de mercado e, finalmente, na inserção destes requisitos no planejamento da oferta do Setor.

Finalmente, deve-se ter em mente que, não só as novas tecnologias de produção, como também aquelas ligadas

aos usos finais, modificam significativamente a competitividade entre energéticos. Neste caso, cabe ao Setor Elétrico investir na geração de tecnologias de uso que possam vir a facilitar à eletricidade a absorção de novos mercados, cujo uso, por motivos de preços, conveniência, etc. mostram-se desinteressantes no momento. Parte deste esforço de geração de tecnologia deve, também, visar a obtenção de níveis maiores de eficiência no uso da energia elétrica, o que permitirá a extensão dos recursos existentes por horizontes temporais cada vez mais longos.

Meio-Ambiente e Implicações Sociais

A conservação dos recursos naturais e o desenvolvimento econômico e social, são apresentados, na maior parte das vezes, como sendo incompatíveis. É necessária, pois, a compatibilização entre a ecologia e o desenvolvimento econômico e social, obtida através da aplicação de novas tecnologias oriundas do desenvolvimento científico.

A harmonização do binômio tecnologia-ecologia é um dos desafios mais sérios que a humanidade enfrenta nos tempos atuais. Considerando que o desenvolvimento científico é uma conquista do homem, cuja aplicação tecnológica deve se adequar às condições ecológicas, conclui-se que a unilateralidade da tecnologia não é a correta visão do futuro, assim como não é absoluto o imediatismo da relação benefício/custo. Deve ser destacado que o caráter público das empresas estatais exige critério de avaliação que transcenda os conceitos clássicos de lucratividade e rentabilidade econômica, para incluir critérios valorativos de sua contribuição para o progresso econômico, social e político do país.

Na construção de sistemas elétricos, a implantação de reservatórios de usinas hidrelétricas, de linhas de transmissão e subestações, introduzem importantes modificações ambientais com a alteração do meio físico, biótico, social, econômico e cultural das áreas afetadas. Embora em menor escala, no caso brasileiro, as instalações de usinas termelétricas introduzem, também, modificações no meio-ambiente. Por outro lado, os sistemas elétricos são influenciados pelo meio-ambiente, sofrendo restrições, não só do ambiente natural, mas, também, de quase todas as atividades econômicas desenvolvidas pelo homem. Objetivando minimizar estes efeitos negativos, são necessários estudos e medidas de con-

trole ambiental e o aproveitamento das áreas onde serão instalados os sistemas elétricos.

O Setor de Energia Elétrica, consciente dos benefícios, inclusive os de uso múltiplo, e das modificações introduzidas no meio-ambiente, pela construção de sistemas elétricos, desenvolveu um "Manual de Estudos dos Efeitos Ambientais dos Sistemas Elétricos", apresentando um conjunto de procedimentos e estudos que devem acompanhar todas as etapas que visem a implantação dos sistemas elétricos, desde o planejamento até a sua operação, de modo a estabelecer diretrizes que possam conciliar o desenvolvimento econômico e social e a conservação dos recursos naturais.

Neste sentido, será necessária que a intervenção que se pretende no meio-ambiente com a construção de sistemas elétricos seja criteriosa, de modo a minimizar os impactos previstos. Atenção deve ser dada também aos efeitos ambientais nas instalações projetadas, de modo a se lhes prover a maior vida útil possível. O projeto de sistemas elétricos deve ser precedido de estudos ambientais que permitam avaliar o impacto causado. Estes estudos implicam em planos de levantamento ambiental da área afetada e na adoção, nos projetos de engenharia, de medidas que minimizem os efeitos causados nas instalações.

Todas essas questões, sem dúvida alguma, se constituirão em grandes temas para a década de 80, havendo, portanto, a **necessidade de incorporar o enfoque energético-ambiental na metodologia de planejamento de sistemas elétricos.**

Recursos Hídricos e Aproveitamentos Hidrelétricos

Até a presente data, a maioria das barragens existentes e em construção, foram projetadas com vistas a atender um único objetivo ou, no máximo, considerar de forma complementar outras finalidades, tais como, abastecimento de água, controle de cheias, irrigação ou regularização de vazões.

Em decorrência do grau de industrialização, urbanização e agricultura intensiva, atingida pelo país, paralelamente ao descontrolado aproveitamento das águas, estão sendo desencadeados crescentes conflitos de interesses e que tendem, inclusive, a comprometer o desenvolvimento econômico e social, uma vez que tornar-se-ão escassos os recursos

hídricos necessários para atender aos requisitos de quantidade e qualidade da água, o que torna evidente a necessidade de aproveitamento de recursos hídricos, considerando-se os usos múltiplos.

O Comitê Especial de Bacias Hidrográficas, instituído sob a inspiração dos bons resultados alcançados com a gestão dos recursos hídricos da Região Metropolitana de São Paulo, deverá proporcionar os meios necessários para que seja aprimorado o gerenciamento dos recursos hídricos das bacias hidrográficas brasileiras. Como conseqüência, haverá necessidade de se incorporar, no planejamento de aproveitamentos hidrelétricos, o enfoque de usos múltiplos, inclusive os critérios de repartição dos benefícios e custos dos reservatórios entre os diferentes usuários da água.

Um aspecto que deverá merecer, também, uma atenção especial, se refere a critérios de avaliação de terras a serem inundadas pelos reservatórios, pois, do ponto de vista econômico e social mais amplo, essas terras deverão ser avaliadas em função das suas potencialidades econômicas.

Estes fatores levarão a uma tendência de se situar o planejamento da expansão da geração de energia elétrica de fonte hidráulica num contexto, não somente setorial, porém, fundamentalmente regional, analisando-se os aproveitamentos como ações dentro de um quadro de promoção econômica e social consideravelmente mais amplo que o atual.

Sistema Política mais Aberto

No contexto de uma sociedade politicamente mais aberta, caberá ao Setor Elétrico reformular suas atitudes e procedimentos, em relação à participação mais ampla da sociedade no processo de planejamento. Nessa perspectiva, é inevitável uma politização crescente do processo de planejamento, caso esse pretenda ser efetivo a nível dos processos decisórios.

O primeiro nível de politização ocorre no próprio âmbito do Setor, entre ELETROBRÁS e empresas concessionárias, reforçando fóruns pré-existentes, como o GCPS, num papel de coordenador dos planejamentos de âmbitos geográficos distintos.

Um segundo nível de politização refere-se às posturas das empresas com relação a grupos organizados, que questionam programas e projetos que venham, de alguma forma, afetar a vida

das comunidades, quer em relação ao social, quer com respeito a possíveis danos aos ecossistemas.

Existe, ainda, um terceiro nível de politização, que poderá ocorrer em virtude do crescente envolvimento dos empregados na gestão das empresas e no apoio oficial à políticas de co-gestão.

Neste contexto, os órgãos governamentais e as empresas do Setor, terão que trilhar o caminho de fazer do planejamento dos sistemas elétricos uma atividade mais aberta. Os planos e grandes projetos deverão ser comunicados, em suas grandes linhas, aos setores políticos, empresariais e da comunidade, num processo que se mostrará não somente necessário mas desejável.

As entidades do Setor, em seus diversos níveis, sentirão, portanto, a necessidade de se estruturar para este novo tipo de inter-relacionamento com a sociedade. Precisarão formular políticas e estratégias para lidar com as situações que surgirão. Ao mesmo tempo, deverão se preparar funcionalmente, dentro dos seus organogramas, com o objetivo de atuar de maneira eficaz neste sensível campo em que se fará crescente a influência da sociedade sobre o futuro do setor.

4. Conclusões

Numa apreciação global, a metodologia de planejamento do Setor Elétrico vem respondendo às necessidades do Setor. A nível do seu conteúdo técnico, a metodologia progrediu em áreas especializadas, compativelmente com o que de melhor se produz a nível internacional, embora permaneçam existindo desafios para o desenvolvimento pleno de uma metodologia adequada a todos os aspectos da realidade nacional.

As razões básicas para o que se aponta prendem-se à própria história e evolução do Setor Elétrico no Brasil, que, apenas muito recentemente, criou condições de uma continuidade de funcionamento das atividades de planejamento. É importante ressaltar que, para um Setor saudável tecnicamente e, também, no plano econômico e financeiro, é fundamental a manutenção de quadros técnicos motivados e engajados na criação de métodos nacionais, não só na área do planejamento, como, também, em suas outras especialidades.

As principais recomendações e proposições que, em linhas gerais, vem sendo sugeridas, no âmbito do Setor Elétrico, foram agrupadas segundo a sua

natureza e estão indicadas nos itens seguintes.

Processo de Planejamento

A primeira qualidade do processo de planejamento deve ser o seu senso de oportunidade. Os produtos demandados pelos centros decisórios devem estar disponíveis a tempo de poder subsidiar as decisões e não, como tantas vezes no passado, para se preparar planos e relatórios justificando decisões já tomadas. Para isso, é fundamental que o primeiro sentido prospectivo a se desenvolver seja o das decisões estratégicas. Talvez a nossa história fosse outra, caso o planejamento tivesse melhor estudado e divulgado, junto aos setores competentes, assuntos como o papel das usinas nucleares, a avaliação do inventário hidroelétrico do País, a viabilidade da transmissão a longa distância, etc.

Outro ponto importante, a nível de processo, é a clareza dos documentos de planejamento. Nesse aspecto, o futuro será ainda bem mais exigente, já que, no passado, os documentos eram unicamente voltados para uso interno ao Setor. Pretendendo atingir, doravante, os centros efetivos de tomada de decisão, o planejamento será obrigado a uma clara comunicação e justificação de suas proposições a públicos não especializados e aos segmentos da classe política que, inevitavelmente, se dividirão entre o apoio e a contestação das suas proposições. A título de exemplo, acredita-se que a viabilização de novos aproveitamentos hidrelétricos na Região Sul somente se tornará efetiva após intensas discussões, a nível de comunidades afetadas e mesmo do grande público, que deverá receber um aporte claro e preciso sobre a necessidade do proposto pelo planejamento.

Por fim, o processo deverá prosseguir na tendência participativa já posta em prática, o que fará da ELETROBRÁS uma coordenadora do planejamento dos diferentes agentes internos ao Setor e uma intermediadora deste com outros setores de governo. Os planos feitos centralizadamente e de responsabilidade única de uma entidade (ainda que consultada outras) deverão ceder lugar a documentos elaborados segundo processos mais representativos. É de se lembrar que este fato, certamente, introduzirá uma maior lentidão no processo a ser compensado por uma menor necessidade de revisões e pela identificação mais cedo da oportunidade de

elaboração de cada um dos produtos específicos, de forma a se dispor do tempo necessário para o seu desenvolvimento.

Amplitude do Planejamento

O escopo clássico do planejamento da expansão do Setor Elétrico esteve voltado à busca das soluções ótimas pelo lado da programação das instalações de suprimento, portanto, pela otimização da oferta. Parece não restar dúvida, hoje em dia, que a primeira variável a ser trabalhada adequadamente e, com base num aprofundamento do conhecimento da própria visão econômica do consumo de energia elétrica, seja o mercado.

Possibilidades significativas, a nível de conservação de energia, poderão permitir ao Setor superar o período mais crítico de ajustamento financeiro que se antevê. Por outro lado, a consideração de mercados, independente do nível de preço do energético, não mais se mostrará adequada, face inclusive ao atual estágio já atingido na cobertura horizontal dos serviços de eletricidade.

Na área de planejamento da oferta, deverão ocorrer algumas alterações nas metodologias, devido à necessidade de incorporar a variável ambiental, bem como o enfoque do aproveitamento de recursos hídricos, com finalidades múltiplas.

Conteúdo Social

Alguns aspectos merecem ser considerados, para que venham a influenciar a metodologia de planejamento.

Já se mencionou, ao longo do texto, que a metodologia de planejamento da expansão, sempre procurou a otimização de um processo de crescimento de um parque de instalações de suprimento, visado sempre sob a ótica de um crescimento tentacular. A esta lógica deve-se contrapor outra, que pode ser denominada abordagem geográfica. Considerando-se a necessidade, em decorrência de uma política de desenvolvimento regional, de se prover energia elétrica à população, a programação de expansão do Setor olhará, não só a expansão de linhas e de mercados interligados, mas todos os vazios ainda não atendidos, para os quais se imporão técnicas especiais de suprimento. Recentemente, a ELETROBRÁS, em conjunto com diversas entidades, preparou um manual de seleção entre alternativas de suprimento para sis-

temas isolados, documento que vem preencher uma lacuna no que diz respeito ao equacionamento do suprimento aos sistemas isolados do Norte e Centro-Oeste brasileiro.

Outro aspecto a ser introduzido na metodologia é o cômputo dos diversos custos sociais, decorrentes da implantação das instalações de suprimento. São bem conhecidos os questionamentos dos ecologistas mais voltados à proteção absoluta da natureza. Ao lado destes, a nível até mesmo do interior das áreas urbanas, são múltiplos os custos sociais incorridos pela população, via deterioração das condições de vida, diminuição dos valores das propriedades vizinhas à instalações de suprimento, perturbação do funcionamento das atividades urbanas ao longo de períodos de construção, aumento de riscos nas vizinhanças de instalações de suprimento (não só nas usinas nucleares), etc., custos estes, decididamente, jamais computados na seleção econômica entre alternativas.

A nível do conteúdo social do planejamento, não se poderá abstrair de análises mais profundas de fenômenos de consumo de energia elétrica à luz das formas de vida, hábitos de consumo e modificação das condições culturais vigentes na sociedade. O Brasil representa um caso muito complexo, pelas dicotomias que apresenta entre os diferentes segmentos sociais e econômicos: sociedade economicamente modernizada, versus sociedade arcaica; concentrações de riqueza, versus grandes bolsões de pobreza; penetração indistinta dos meios de comunicação de massa hoje e, no futuro, talvez, da informática aplicada. Os estudos de balizamento da demanda futura de energia elétrica passaram ao largo deste tipo de problemática, pois, quase sempre, se caracterizaram pela extrapolação das tendências do passado. O que ora se questiona é, até que ponto a prática deste tipo de planejamento acaba ajudando a manutenção do **status quo**, retirando qualquer componente "normativo" do planejamento. Realçamos, portanto, no momento, a necessidade de se considerar, antecipadamente às formulações de programas específicos por parte do Governo, que mudanças básicas em alguns parâmetros poderão decorrer de imposições de ordem social, citando-se, como exemplo, a redução do nível de apropriação da poupança nacional para aplicação no Setor Elétrico, face outras prioridades.

Conteúdo Econômico

O aspecto mais premente, a nível metodológico neste setor, se prende à necessidade do equacionamento da iteração, que se prenuncia inevitável, entre o programa requerido pelo mercado, a constatação de um quadro insuficiente de recursos para atendê-lo e o desenvolvimento de um programa alternativo, compatível com os recursos. Esse processo, sem dúvida, se repetirá algumas vezes, até uma melhor aferição dos instrumentos de planejamento e, a cada momento, a caracterização de quem não será atendido a contento, será determinante para a formulação dos planos. Toda a metodologia de custo-benefício, aplicada ao Setor Elétrico (inclusive com os seus custos sociais, conforme já referidos), deverá se tornar operacional e de rápida manipulação. Ao mínimo econômico se acrescentará, portanto, a imposição metodológica dos programas de expansão que se referirem à maximização do benefício social.

Conteúdo Tecnológico

Ao longo do histórico do planejamento, observa-se que o horizonte do seu alcance dilata-se progressivamente. A esta dilatação, deve corresponder um tratamento diferenciado dos componentes tecnológicos e de engenharia, passando a considerar as perspectivas de desenvolvimento tecnológico esperados e, também, a possível variação dos custos unitários das diferentes soluções técnicas de suprimento.

Este fato transforma o planejamento. Este, se por um lado já passava a incorporar toda uma investigação sobre futuros possíveis, à luz de mudanças nas relações econômicas e sociais estabelecidas no passado, deverá, também, considerar a importante variável tecnologia, principalmente no segmento de longo prazo.

Os métodos de avaliação de tecnologias, em fase inicial de desenvolvimento hoje, tendo em vista a sua utilização dentro de 20 anos no Setor, são qualitativamente diferentes a tudo o que se tem trabalhado habitualmente, demandando quadro de pessoal com formação científica e tecnológica diferente.

Cabe, ainda, complementarmente, ao Setor Elétrico, na sua área de competência, produzir e suportar uma política científica de pesquisa e tecnologia, que assegure uma adequada competência nacional nesta área vital para o desenvolvimento.

Inserção no Processo de Planejamento a Nível Global

Os dois níveis naturais de inserção a considerar, dentro da sistemática de planejamento governamental vigente, correspondem ao planejamento do Setor Energético de responsabilidade do MME, e o planejamento global macroeconômico, de responsabilidade da SEPLAN.

Nos últimos anos, o planejamento setorial trabalhou predominantemente com cenários normativos, definindo metas a atingir (de auto-suficiência energética, de número de barris de petróleo a substituir por energia elétrica, de quantidade de carvão ou de petróleo a produzir, etc.) e induzindo os diferentes setores à realização de programas compatíveis com essas metas (embora, sem que os meios para tal pudessem se considerar assegurados).

Na medida em que forem desenvolvidos os estudos das potencialidades dos novos usos finais de eletricidade, vis-à-vis outros energéticos, com a tradução desta potencialidade em requisitos de energia elétrica e a inclusão destes requisitos no planejamento da expansão dos sistemas elétricos, o processo deverá ser iterativo entre o planejamento do Setor Elétrico e o do Setor Energético.

O planejamento macroeconômico foi muito esvaziado em relação ao seu próprio passado no país, em benefício de uma visão mais controladora do ponto de vista contábil-financeiro. Embora se possa esperar que, no curto prazo, com a unificação dos orçamentos na escala federal, a tendência não se inverta, acredita-se que o planejamento, a nível macro, volte, em poucos anos, à merecida valorização.

Pode-se antever então que, a ambos os níveis, importantes reestruturações deverão ocorrer, inclusive avultando a necessidade de uma certa convergência entre ambos (macro e setorial) com o planejamento da expansão do Setor Elétrico, se amoldando à nova configuração institucional para as atividades de planejamento.

BIBLIOGRAFIA

1. Documentos de Planejamento da ELETROBRÁS: CANAMBRA 1966, Power Market Study and Forecast 1969, Revisão do Balanço Energético 1972, Plano 90,

Plano ENENORTE, Plano 95, Conjunto de Projetos Especiais da ELETROBRÁS, 1979, Plano 2000, Plano de Expansão Correspondente ao Programa de Recuperação Financeira do Setor Elétrico 1985.

2. Documentos de Planejamento do GCPS — Grupo Coordenador de Planejamento do Sistema Elétrico, especialmente o Boletim de Planejamento.
3. Metodologia de Planejamento do Sistema Elétrico — Trabalho apresentado ao SPISE-BRACIER 1985 — José Luiz Alqueres e outros.
4. Planejamento do Setor Elétrico — Conjunto de artigos apresentados nos Boletins de 1984 e 1985 da ABCE — Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica e de autoria de Antônio Carlos Tatit Holtz.

A administração unificada das empresas de energia do Estado de São Paulo

JOSÉ GOLDEMBERG

Reitor da Universidade de São Paulo. Bacharel em Ciências pela USP e pós-graduado pela Universidade de Saskatchewan, Canadá. Foi presidente da CESP, CPFL, ELETROPAULO e COMGÁS.

O Governo do Estado de São Paulo detém o controle acionário de quatro empresas de energia. Destas, três são de energia elétrica: a CESP — Companhia Energética de São Paulo; a CPFL — Companhia Paulista de Força e Luz e a ELETROPAULO — Eletricidade de São Paulo S/A. — e uma de gás, a COMGÁS — Companhia de Gás de São Paulo. Esta última passou ao controle da CESP em novembro de 1984. Até então, era uma empresa do município de São Paulo.

Além dessas três empresas de energia elétrica, atuam ainda em São Paulo dez outras, de pequeno porte, pertencentes à iniciativa privada. No entanto, cabem àquelas a responsabilidade pelo atendimento de 95% dos consumidores paulistas, que, por sua vez, consomem 97% da energia elétrica utilizada no Estado de São Paulo, conforme mostra a tabela.

Ainda com a intenção de mostrar o tamanho e a importância das empresas de energia elétrica do Governo do Estado de São Paulo, gostaríamos de comparar a potência instalada e a produção da CESP (empresa geradora, supridora e fornecedora) com os valores do Brasil como um todo.

Em 1984, a capacidade geradora instalada da CESP, toda ela hidráulica, era de 8.468 MW (outros 4.031 MW estavam em construção), valor que representava, na ocasião, perto de 24% da potência de geração hidráulica instalada no Brasil (ou 20% do total brasileiro, quando se considera em conjunto a hidráulica mais a térmica).

Naquele ano, a produção da CESP totalizou 43,3 TWh (43,3 bilhões de KWh), valor que representou cerca de 25% de toda energia elétrica produzida no Brasil.

Desde março de 1983, as empresas de energia elétrica passaram a ter Administração Unificada, ou seja, um só Presidente e um só Conselho de Administra-

ção para todas elas. Hoje, entre elas está incluída a COMGÁS.

Por que uma Administração Unificada? Por que não uma Secretaria de Estado? Por que não uma empresa 'holding', nos moldes da ELETROBRÁS? ou, ainda, por que não fusioná-las? Estas e muitas outras interrogações foram colocadas às equipes que, neste campo, assessoravam o candidato eleito para governar São Paulo. Todas as possibilidades foram estudadas com o máximo de cuidado.

A proposta escolhida foi a da Administração Unificada e com ela pôde o Governo assegurar unidade de comando a todo o complexo energético do Estado, concedendo, inclusive, o status de Secretário de Estado ao Presidente das empresas. Com isso, as três empresas passaram a trabalhar de maneira integrada, inclusive no que diz respeito à otimização dos recursos disponíveis, mantidas as características próprias de cada uma e sempre visando ao objetivo comum e prioritário que é atender, o mais eficazmente possível, aos interesses do povo paulista.

A manutenção das características próprias de cada uma das empresas tornou-se extremamente importante, pois na forma de agir, a experiência vem sendo acumulada, como no caso da CPFL e da ELETROPAULO, por período superior a sete décadas.

Logo no início do Governo Montoro, foi criado o Conselho Estadual de Energia, integrado por representantes do Governo, do empresariado, das Universidades e dos trabalhadores, com a função precípua de traçar a política energética global no Estado de São Paulo.

Os problemas iniciais

De início, a Administração Unificada encontrou uma série de dificuldades decorrentes da conjuntura adversa que atingia toda a economia brasileira: uma forte recessão unida a uma alta taxa de inflação, que infelizmente ainda permanece; um endividamento externo, cujo montante atingia índices insustentáveis e, ainda, a redução da atividade industrial, que trouxe ao setor elétrico, em particular para as empresas de São Paulo, conseqüências de duas ordens: a queda acentuada das taxas de crescimento

QUADRO 1

CESP/CPFL/ELETROPAULO
ÁREAS DE CONCESSÃO

1984		Unidades	CESP	CPFL	ELETROPAULO	Total	% do Estado
Número de Municípios		Um	188	217	73	478	83,6
Área		10 ³ km ²	92,8	89,9	21,2	203,9	82,0
População (estimativa)		10 ⁶ habitantes	3,3	5,8	17,7	26,8	94,2
Consumo de Energia Elétrica	Residencial	GWh	951	2.086	7.845	10.882	96,4
	Industrial	GWh	3.028	4.662	23.783	31.483	98,2
	Total	GWh	5.698	9.368	39.634	91.700	97,1
Número de Consumidores	Residencial	10 ³	643	1.174	3.561	5.378	95,4
	Industrial	10 ³	10	20	56	86	96,6
	Total	10 ³	773	1.377	3.978	6.128	95,1

do consumo industrial (que responde por mais de 50% do consumo total) e, por outro lado, altos índices de desemprego, principalmente na Grande São Paulo (região atendida pela ELETROPAULO) que, por sua vez, trouxeram como consequência aumentos consideráveis de inadimplências no consumo residencial.

Vale a pena fazer um parêntese a respeito do problema dos inadimplentes. A legislação permite que a empresa corte o fornecimento de energia elétrica a todo consumidor que deixar de pagar sua conta de luz. Se isto fosse feito, teriam sido agravados, sobremaneira, os problemas sociais gerados pelo desemprego. Isto não ocorreu graças à iniciativa do Governo paulista em permitir atrasos no pagamento da conta de luz (de água também), de até seis meses ao consumidor de até 60 kWh, que estivesse desempregado.

Gostaríamos ainda de citar outro grande problema que até hoje atinge o setor elétrico como um todo: trata-se do problema tarifário, cujos índices fixados de forma irreal colaboram para que a taxa de remuneração média do setor fique muitos pontos abaixo da taxa legal (10 a 12% do investimento remunerável).

Aliado a todos esses problemas, podemos citar ainda a difícil situação econômico-financeira herdada pela atual Administração, tais como: uma dívida externa (da CESP), no valor de US\$ 2,2 bilhões e ainda um grande montante de compromissos vencidos e não pagos, fazendo com que as empresas, para a continuidade de seus serviços, fossem obrigadas a fazer captações crescentes, tanto para a rolagem das dívidas como para que pudessem ser mantidos os índices programados de investimento (caso da CESP e da ELETROPAULO).

Além disso, recebemos também como herança os compromissos firmados com os fornecedores de bens e serviços para um programa de obras que compreende quatro usinas e o canal de Pereira Barreto, que liga o Rio Tietê ao Lago de Ilha Solteira, programa este incompatível com a época de recessão a que já nos referimos. Incompatível também com os balanços energéticos, de médio prazo, projetados para o Estado de São Paulo.

Enlace Empresarial

Relacionamos a seguir algumas medidas tomadas para viabilizar o início da Administração Unificada.

Uma das primeiras, adotada antes mesmo da posse da atual administração, foi o trabalho realizado com respeito aos Estatutos Sociais das três empresas, visando proporcionar respaldo jurídico-institucional e condições operacionais à Administração Unificada.

Outra medida, esta com a Administração já em pleno exercício, foi a celebração, em caráter particular, de um "Contrato Básico de Colaboração" entre as três empresas: CESP, CPFL e ELETROPAULO, com o objetivo de:

"... regular a colaboração mútua entre as partes, visando a otimização no uso de seus recursos humanos e materiais, sempre que necessário, em regime de comunidade de trabalho,..."

Tendo por base esse Contrato, em termos práticos, inúmeras ações foram desencadeadas, logo após a sua assinatura, através de "pactos adjetos" específicos.

Uma delas, por exemplo, é a possibilidade de utilização conjunta, pelas três empresas, dos escritórios da ELETROPAULO, no Rio de Janeiro e em Brasília.

lo, no Rio de Janeiro e em Brasília.

Outra ação trata dos serviços na área de transportes, possibilitando a utilização, de forma comum e integrada, dos serviços de manutenção da frota, abastecimento e transporte de pessoal e de carga.

A propaganda institucional das empresas foi centralizada e sua ação ficou vinculada a objetivos comuns definidos pela Administração Unificada. Do mesmo modo, foi criada uma marca dando a imagem visual dessa forma de Administração: Energia de São Paulo — Administração Unificada, incluindo nomes, a princípio, das três empresas, e hoje das quatro, pois foi acrescentado o da COMGÁS.

A instituição da Agência para Aplicação de Energia foi outra das medidas tomadas nos primeiros meses da atual gestão. Assim, "com a finalidade de desenvolver e coordenar programas voltados à aplicação de energia no Estado de São Paulo, incentivando a utilização de fontes energéticas nacionais, com ênfase especial à energia elétrica, promovendo a substituição de combustíveis importados e a conservação de energia, estimulando o aumento da participação da energia elétrica no consumo de energia e harmonizando a atuação das Concessionárias de Energia do Estado, a CESP, CPFL e ELETROPAULO, de comum acordo, e com base na decisão do Conselho de Administração adotada na reunião de 20 de maio de 1983, resolvem ampliar os objetivos e competências da Agência para Aplicação de Eletricidade e instituir a Agência para Aplicação de Energia.

Entre os instrumentos criados para viabilizar a Administração Unificada, incentivando também maior participação

do corpo gerencial das empresas, foi instituído pela Presidência o "Programa de Enlace Empresarial", atualmente o principal programa de ação administrativa. Implementado desde o início da atual Administração, visa obter, a nível das três empresas de energia elétrica:

- ação empresarial integrada;
- uniformização de políticas, diretrizes e critérios; e
- racionalização na utilização dos recursos.

O Programa de Enlace vem abrangendo gradativamente a totalidade das áreas de Gestão Empresarial. Seu caráter participativo se revela na medida que, atuando a nível gerencial, formam-se "Grupos de Enlace" específicos sob a coordenação geral da Presidência.

Embora o fórum seja o Grupo de Enlace, obtém-se contribuição de empregados de todos os níveis hierárquicos envolvidos.

Assim, a solução dos problemas levantados sai de quem tem dele maior vivência e, freqüentemente, a solução não é nenhuma das adotadas individualmente nas empresas, mas uma outra, inédita e criativa, que responde à necessidade das empresas, evitando o ônus da estrutura burocrática resultante de eventual fusão.

As dificuldades encontradas para o desenvolvimento dos vários grupos de enlace — como resistências iniciais internas, diversidade de critérios e procedimentos, processo decisório próprio e mesmo questões de ordem jurídico-tributárias — revelaram aspectos interessantes da diferenciada cultura empresarial cristalizada na CESP, CPFL e ELETROPAULO.

Em diferentes fases de atuação, os Grupos de Enlace instituídos e atualmente em funcionamento, são os seguintes:

Recursos Humanos, Informática, Transporte, Suprimentos, Comunicação, Desenvolvimento Organizacional, Jurídico, Financeiro, Comercial, Engenharia de Distribuição e Inspeção de Materiais e Equipamentos.

Para todos os grupos, a metodologia de trabalho adotada prevê as seguintes etapas:

- identificação de pontos de interesse e pontos críticos;
- análise e equacionamento das soluções;
- proposição à aprovação da Presidência, ouvida a Diretoria específica, de medidas comuns para adoção pelas empresas;

- acompanhamento e avaliação das medidas adotadas.

Instituído de forma a servir como ferramenta auxiliar para viabilização de uma administração unificada, o Programa de Enlace Empresarial trouxe outros benefícios entre seus subprodutos, como uma gradativa mudança de mentalidade e de comportamento gerencial no âmbito das empresas, criando as condições essenciais para um trabalho cooperativo e de integração.

A título de exemplo, relacionamos os resultados mais significativos de alguns dos Grupos de Enlace.

Recursos Humanos

- Unificação das políticas de Recursos Humanos envolvendo acordos coletivos, administração de salários, benefícios, estágios, etc.

- Acompanhamento conjunto e desenvolvimento de negociações em condições semelhantes para os acordos coletivos junto aos sindicatos.

- Equiparação de escala de salários para chefias e de nível hierárquico equivalente nas 3 empresas, pesquisa salarial conjunta, uniformização de benefícios previdenciários e médicos (Fundação CESP).

- Em fase adiantada os estudos para implantação de um Plano de Carreira que atenda não só à necessidade das empresas como à antiga aspiração dos empregados.

Informática

Intercâmbio permanente de informações e sistemas compatíveis, uso comum de equipamentos e materiais e atendimento mútuo das áreas de informática em situação de emergência.

Transportes

- Integração operacional, pela utilização conjunta de recursos de serviços, oficinas de manutenção e postos de abastecimento.

- Modelo único de administração de transporte e normatização do "pool de transporte".

- Em estudo à compatibilização de critérios para fixação da taxa de reembolso por quilometragem pela utilização do veículo próprio do empregado, quando a serviço.

Comunicação

- Adequação das estruturas organizacionais das áreas de comunicação das empresas.

- Centralização das atividades de pro-

paganda institucional na Presidência, como desdobramento da criação da marca "Energia de São Paulo — CESP/CPFL/ELETROPAULO".

- Criação da revista "São Paulo Energia", abrangendo as atividades neste campo nas 3 empresas, cuja direção editorial está centralizada na Presidência Unificada.

Suprimentos

- Aproveitamento integrado de materiais disponíveis em estoque.

- Padronização e simplificação dos procedimentos de cadastramento de fornecedores.

- Unificação do Regulamento de Licitações para as 3 empresas.

- Utilização de um modelo único de Banco de Preços.

Inspeção de Materiais de Equipamentos

- Colaboração mútua na área de inspeção de materiais e equipamentos.

- Uniformização de critérios e procedimentos de inspeção.

- Troca de experiência entre as empresas.

Jurídico

- Apoio jurídico às atividades dos demais grupos de enlace, sobretudo no aspecto institucional, fiscal e tributário.

- Análise jurídica dos diversos "Pactos adjetos" ao contrato básico de colaboração firmado entre as empresas.

- Encaminhamento consensado de questões das três empresas junto aos governos Estaduais e Federal.

- Formalização do Regulamento de Licitações único entre as empresas.

Financeiro

- Análise financeira das ações resultantes de colaboração entre as empresas, como pactos, rateios de despesas, compensações, etc.

- Fixação de valores comuns para diárias de viagem ao exterior e estudos para uniformização de diárias de viagem no País.

- Suporte contábil e fiscal aos diversos Grupos de Enlace.

- Uniformização de critérios na colaboração e apresentação de orçamento.

Comercial

- Compatibilização e uniformização de critérios e procedimentos comerciais das 3 empresas.

- Criação de programas comuns especiais de atendimento a consumidores.

- Participação e organização conjunta das empresas em eventos que exijam participação das áreas comerciais.

- Aplicação uniforme da legislação específica nas empresas.

- Uniformização de critérios para atendimento à população de baixa renda.

- Tarifas especiais para consumidores individuais (EGTD, EFST, ETST).

- Políticas comuns da recuperação de débitos, de eletrificação rural e de concessão de donativos.

Obs.: Este grupo conta com a participação da Agência para Aplicação de Energia, órgão da Presidência Unificada.

Engenharia de Distribuição

Uniformização de padrões e especificações técnicas, visando o fornecimento de energia a consumidores individuais de

baixa tensão e para edifícios de uso coletivo, nas 3 empresas.

Políticas comuns às empresas de energia

A Administração Unificada das empresas de energia estabeleceu, entre os objetivos do Programa de Enlace, a uniformização de políticas, diretrizes e critérios.

Do elenco de políticas administrativas implantadas na atual gestão, algumas das quais específicas em cada uma das empresas, foram envidados esforços no sentido de se chegar a políticas comuns, entre elas as de Recursos Humanos (reenquadramento funcional, promoções, plano de carreira, mérito, recrutamento) Estudos Organizacionais, Patrimônio Imobiliário, Contratação de mão-de-obra e Desapropriações

Conclusão

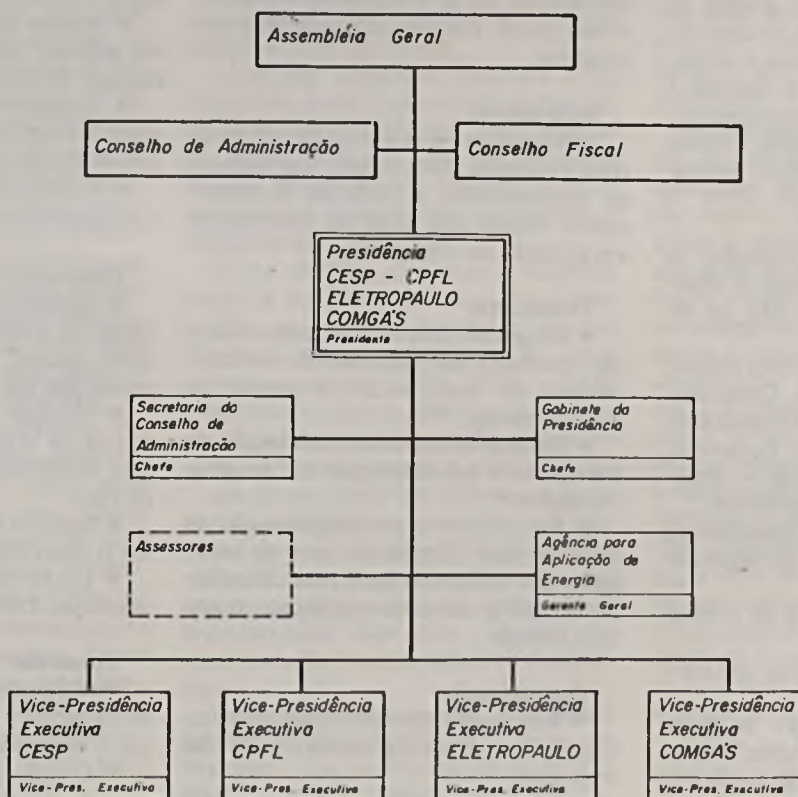
A Administração Unificada das empresas de energia do Governo do Estado

de São Paulo acumulou, ao longo desses dois anos, exatamente a metade do seu mandato, uma série de experiências. Numerosas dificuldades foram ou estão sendo superadas, uma vez que nas empresas as diferenças — tais como: diversidade de critérios e de procedimentos; processo decisório; questões de ordem contábil, jurídica, fiscal e tributária — eram (e ainda são, em certo nível) muito acentuadas, agravadas que foram, em tempos anteriores, pela natural disputa entre empresas.

Assim, ao completarmos o segundo ano de Administração Unificada, podemos dizer que o primeiro — 1983 — foi marcado pela reorganização das empresas no sentido de ter um Conselho de Administração e uma Presidência unificados, consolidando e dando maior coordenação às suas atividades. E, o segundo ano — 1984 — ficou marcado como o ano em que as empresas, apesar da crise que afetou o setor, conseguiram ampliar a capacidade de atendimento e consolidar a postura de Companhias a serviço da comunidade.

FIGURA 1

Administração Unificada



A agência para aplicação de energia de São Paulo

JOSÉ ZATZ

Gerente-geral da Agência para Aplicação de Energia de São Paulo. Engenheiro eletricitista pela Escola Politécnica e físico nuclear pela Universidade de São Paulo; doutor em Física Nuclear pela Universidade de Paris; professor do Instituto de Física da USP; foi pesquisador associado no Centro Nuclear de Saclay, na França, e no Centro Europeu de Pesquisas Nucleares em Genebra, na Suíça. É membro do Conselho Estadual de Energia do Estado de São Paulo e do Conselho Estadual de Ciência e Tecnologia do mesmo Estado.

Com os excedentes de eletricidade disponíveis a partir de 1981, em função de condições hidrológicas favoráveis e da redução do consumo em virtude de desativação econômica do país, formalizou-se uma política de substituição de derivados de petróleo por energia elétrica.

O Setor Elétrico, ao mesmo tempo, redefiniu sua política de vendas de eletricidade, procurando impor uma maior agressividade à conquista de novas fatias do mercado forçadas pela necessidade de substituir combustíveis importados.

Consciente desse quadro, ao assumir, o governo Montoro através da unificação da Presidência das suas empresas de energia — CESP, CPFL e ELETROPAULO, sob a presidência do Prof. José Goldemberg, estabeleceu um planejamento global de ação, que objetivou prestar todo apoio aos consumidores no sentido de uma maior adequação destes aos diversos energéticos disponíveis no Estado.

Foi criada então a Agência para Aplicação de Energia, ligada à Presidência da CESP, CPFL, ELETROPAULO e mais recentemente da COMGÁS, com a finalidade de desenvolver e coordenar programas voltados à aplicação de energia.

Mais exatamente, a função da Agência é promover a utilização racional da energia no Estado de São Paulo, através de ações que beneficiem as empresas de energia, o mercado consumidor e a sociedade em geral, adequando cada forma de energia às características do setor ou subsetor em que ela será empregada.

Sua meta fundamental é orientar o mercado para que cada um receba a energia que se adapte melhor às suas necessidades, que seja a mais barata para aquele tipo de atividade, que contamine menos o ambiente, que permita gerar

novos empregos, que permita resolver ou, pelo menos, auxiliar na solução de uma série de problemas da sociedade como um todo.

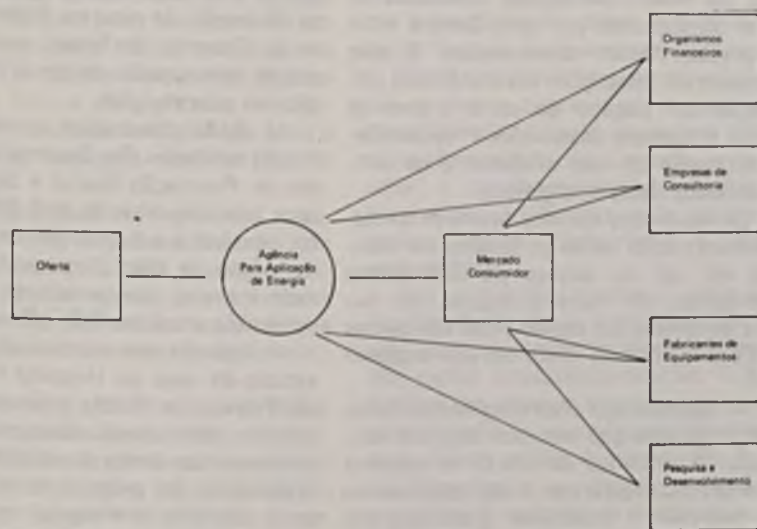
A Figura 1 permite uma melhor visualização do papel da Agência para Aplicação de Energia.

No lado esquerdo observamos uma caixa correspondendo à "oferta"; no meio, a Agência para Aplicação de Energia, à sua direita uma outra caixa representando o "mercado consumidor", e mais à direita, quatro blocos: "organismos financeiros", "empresas de consultoria", "fabricantes de equipamentos", "pesquisa e desenvolvimento". A função da Agência é fazer com que essa "orquestra" trabalhe harmonicamente; com que a oferta e o mercado consumidor se integrem entre si da melhor maneira possível.

No sentido de desempenhar cada vez melhor o seu papel, a Agência necessita ter um conhecimento crescente, principalmente do mercado consumidor, saber qual é o perfil deste ou daquele setor, em que atividade, dentro do setor, se consome mais ou menos energia, qual é o tipo de equipamento utilizado, qual a eficiência desse equipamento e qual a sua origem.

Para isso, evidentemente, a Agência tem que estar voltada como um "radar" para o mercado propriamente dito, ou seja, os consumidores. Mas deve também, conhecer em cada setor (industrial, residencial, comercial, etc.) o tipo de equipamento que se usa, qual o consumo de energia, quais os energéticos utilizados, em suma, todos os aspectos vinculados direta ou indiretamente ao fornecimento de energia. Deve acompanhar também os programas de financiamento que existem e que podem auxiliar o consumidor em eventuais transformações ou substituições, quais os fabricantes de equipamentos que estão produzindo ou que poderão produzir equipamentos que aumentem a racionalidade no uso, quais as áreas prioritárias de pesquisa e desenvolvimento, que tecnologias utilizadas com sucesso em outros países poderiam ser trazidas para cá e tornar-se disponíveis.

FIGURA 1



O papel da Agência é fazer esse grande múltiplo casamento. Um múltiplo casamento no sentido de que os interesses de todas as partes sejam satisfeitos.

Abordaremos, a seguir, alguns programas que a Agência já tem ou que está desenvolvendo para atingir esses objetivos.

Para melhor direcionar suas ações a Agência vem expandindo seu sistema de informação propiciando a implementação de ações baseadas num conhecimento mais concreto e atualizado do mercado de energia. Neste contexto, foi implantado o SICEN — Sistema de Informações dos Consumidores de Energia, que reúne em um banco de dados de acesso imediato, informações até então dispersas e desatualizadas sobre o consumo energético no Estado de São Paulo.

Numa primeira etapa, deu-se prioridade ao Setor Industrial, responsável pela maior parcela do consumo de energia.

Em conjunto com as concessionárias de energia elétrica do Estado foi realizada uma pesquisa de campo junto a cerca de 1.100 indústrias, responsáveis, no conjunto, por 85% do consumo de óleos combustíveis em São Paulo. Nessas pesquisas foram levantados os consumos de todos os energéticos utilizados por essas indústrias, bem como as características dos equipamentos consumidos.

No Programa de Substituição de derivados de petróleo, a Agência buscou inicialmente difundir a eletrotermia através de atendimento direto aos consumidores industriais, campanhas de divulgação, seminários, cursos e palestras dirigidos a associações de classe, sindicatos patronais e empresas, procurando mostrar que a viabilidade da utilização da eletricidade para geração de calor, não se prende apenas à tarifação especial proporcionada pelo excedente sazonal de energia elétrica, mas também à eficiência energética dos processos eletrotérmicos.

Na comercialização da EGTD — Energia Garantida por Tempo Determinado, os esforços da Agência e das concessionárias de energia elétrica paulistas permitiram colocar no mercado, praticamente sem investimento, num período de menos de 3 anos, uma potência de 1.650 MW, aproximadamente 3 vezes maior que a potência nominal da usina nuclear de Angra dos Reis, e obter uma economia diária de mais de 30.000 barris equivalentes de petróleo, aproxima-

madamente 25% dos resultados obtidos com o Proálcool, num período de 10 anos, a um custo de mais de 9 bilhões de dólares. Atualmente, a Agência está promovendo junto aos sindicatos e associações empresariais a utilização de tarifação horo-sazonal e das novas tarifas elétricas diferenciadas, Energia Firme para Substituição (EFST) e Energia Temporária para Substituição (ETST) que permitem às empresas reduzir suas faturas de energia elétrica e ao setor elétrico reduzir seus investimentos.

Além da energia elétrica, a Agência tem trabalhando na viabilização de outros energéticos a serem utilizados principalmente a nível local, isto é, próximo às suas fontes, nos segmentos do mercado que melhor possam absorvê-los. Isto é feito através do levantamento preliminar do mercado potencial efetivo, seguido da implantação de Projetos-Demonstração em algumas indústrias, monitorados por técnicos da Agência e, finalmente, da divulgação dos resultados obtidos a todos os interessados.

Considerando a existência de importantes excedentes de bagaço de cana no Estado de São Paulo, a Agência está desenvolvendo um programa nas regiões produtoras de açúcar e álcool, visando estimular a utilização deste insumo como combustível industrial, principalmente para substituição de derivados de petróleo.

Conforme um planejamento previamente estabelecido foi realizado um levantamento junto a 26 indústrias localizadas na região de Ribeirão Preto, que representam um potencial de substituição da ordem de 56.000 toneladas de óleo combustível por ano. Dentre estas empresas, foram selecionadas 3 que apresentam condições satisfatórias à utilização do bagaço de cana e com as quais a Agência desenvolve Projetos-Demonstração do uso eficiente e da confiabilidade deste energético.

Os resultados obtidos nesses Projetos-Demonstração serão utilizados na difusão do uso do bagaço de cana como energético, de maneira regular, em outras empresas da região e/ou em outras regiões do Estado onde ele seja disponível.

A Agência está coordenando também um Programa que tem por objetivo estimular o aumento da oferta de madeira energética, regularizar o seu suprimento no mercado e incentivar o seu uso em certas regiões do Estado. Como primeira etapa do Programa, foi realizado um

levantamento das condições de suprimento deste insumo no Estado.

Levando em consideração a disponibilidade de reflorestamentos já existentes para exploração energética, escolheu-se a região de Araçatuba/Andradina para implantação de um Projeto-Demonstração da viabilidade de comercialização de madeira energética. Para isto foram efetuados contatos, de um lado com reflorestadores, de outro com cerca de 40 consumidores da região, para identificação de um conjunto de usuários, junto aos quais possa ser implantado, pela Energia de São Paulo, um programa consistente de comercialização de madeira para fins energéticos.

Ainda dentro do Programa de Substituição de derivados de petróleo, destaca-se a atuação da Agência no projeto de Substituição e Conservação de Energia em Entidades Públicas que visa a substituição de derivados de petróleo por outros energéticos em entidades da Administração Pública estadual, voltadas à prestação de serviços sociais tais como hospitais, presídios, atendimentos de menores, e outros. Foi realizada uma avaliação técnica de 65 unidades consumidoras das Secretarias de Estado da Saúde, Promoção Social, Justiça e Segurança Pública, que apresentam um potencial de substituição de 4.500m³/ano de óleo diesel e 1.800 t/ano de óleo combustível. Nessas 65 unidades as alternativas viáveis seriam eletricidade (em 29 delas), gás canalizado (em 14) e lenha (nas 22 outras).

Neste caso, o trabalho da Agência é dar completa assessoria às Secretarias de Estado não somente no tocante à definição de alternativas, mas, principalmente, na obtenção de recursos financeiros junto ao Governo do Estado e nos processos de contratação de obras para execução das substituições.

Já estão concluídas as obras em 9 (nove) unidades das Secretarias de Estado da Promoção Social e Saúde onde, com investimentos de Cr\$ 800 milhões, foi possível a substituição de 1.230.000 litros/ano de óleo diesel por gás canalizado e lenha, que permitirão obter uma economia anual de Cr\$ 740 milhões.

A Agência está conduzindo ainda um estudo de caso no Hospital Psiquiátrico de Franco da Rocha procurando substituir o óleo diesel consumido em 18 caldeiras por lenha produzida em reflorestamento do próprio hospital de modo a torná-lo autônomo em energia e incentivar o uso da mão-de-obra dos internos em programas de laborterapia.

Para as demais unidades, estão sendo realizadas negociações com a Secretaria de Planejamento e outros órgãos estaduais e federais, visando obter recursos que possibilitem sua realização ainda este ano.

O Programa de Conservação de Energia da Agência vem sendo tratado com ênfase especial, considerando tanto o interesse econômico das empresas quanto seu papel social como concessionárias de serviços públicos.

Dessa forma, entre outros projetos desse programa, destaca-se a elaboração do "Manual de Economia de Energia Elétrica no Lar" que visa a orientação do consumidor residencial quanto à melhor utilização desse energético, o que pode levar a economias imediatas de 20% ou mais em sua conta de eletricidade, procurando incentivar ainda a redução do consumo nos horários de maior carga (ponta) do sistema elétrico, trazendo com isso benefícios diretos às concessionárias e ao Sistema Elétrico em geral. A tiragem desse manual foi de aproximadamente 1 milhão de exemplares.

Também dentro dessa diretriz, foi realizada nos dias 27 e 28 de abril passado, no Palácio das Convenções no Anhembi, a Feira da Energia no Lar, cujo objetivo foi mostrar à população, principalmente a de baixa renda, a correta utilização de eletrodomésticos e fogões, como fazer pequenos consertos em aparelhos domésticos e demonstrar, através de uma casa-modelo, a forma correta de se fazer a instalação elétrica em uma residência.

Foi ainda apresentada, em sessões corridas, durante todo o transcorrer do evento, uma peça teatral que buscava transmitir ao público, de modo alegre e direto, as formas de economia de energia no lar, dando especial atenção para a redução do consumo nos horários de ponta.

O público presente, superando as expectativas dos organizadores, foi de aproximadamente 50 mil pessoas, motivado em grande parte pela cobertura que os jornais e as emissoras de rádio e televisão deram ao evento em seus noticiários.

A afluência e o interesse demonstrados pelos consumidores é fator determinante da continuidade desse evento que será levado ainda este ano a cidade do interior do Estado e municípios da periferia da capital.

Também no âmbito do Programa de Conservação de Energia, a Agência tem

dedicado atenção especial aos Setores Comercial e Público. Neste sentido foi realizada uma auditoria energética no Edifício-Sede da Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos (EBCT) em São Paulo, que resultou num diagnóstico detalhado do consumo de energia e na proposição de medidas de racionalização do consumo de eletricidade, principalmente nos sistemas de iluminação e condicionamento de ar.

Os edifícios que compõem a sede da EBCT apresentavam um consumo médio de 1.000.000 kWh/mês. As medidas e providências propostas foram aprovadas pela diretoria da EBCT e prevêem uma redução no consumo da ordem de 228.000 kWh/mês, com uma economia de 23%, praticamente sem nenhum investimento adicional.

Ainda no setor comercial, com o objetivo de orientar as administrações das redes de hotéis e de hospitais quanto à utilização racional de energia, a Agência elaborou manuais específicos para esses segmentos do mercado. Esses manuais, bem como a metodologia desenvolvida no projeto da EBCT, estão sendo divulgados a outros interessados.

No setor público, a Agência está conduzindo, em conjunto com o CEPAM — Centro de Estudos e Pesquisas da Administração Municipal (Fundação Prefeito Faria Lima), um programa de Orientação aos Serviços Autônomos de Águas e Esgotos existentes em 285 municípios paulistas, procurando orientá-los, através de cursos dirigidos aos técnicos desses serviços, quanto à utilização racional de energia elétrica em suas instalações, procurando com isso reduzir a participação desse energético no custo final da água servida à população.

Entre os novos programas da Agência, podemos destacar os programas de incentivo à utilização de outros energéticos alternativos como a turfa, a energia solar, o carvão mineral e a geotermia, em regiões do Estado onde estes energéticos sejam disponíveis a preços competitivos.

Em conclusão, podemos dizer que a função da Agência é acompanhar sempre que necessário o desenvolvimento das linhas consumo-produção. Isto naturalmente envolve atenção permanente com relação às vocações econômicas de cada micro-região, à introdução de novas tecnologias, ao balanço econômico do custo de cada fonte primária por região, etc. É muito mais um trabalho de apoio a quem produz ou utiliza energia do que uma ação de "empurrar" o con-

sumidor para a escolha desta ou daquela forma de energia.

Tudo se torna mais fácil na medida que o próprio consumidor opte pela solução técnico-economicamente correta. Por isso, a introdução de novas tecnologias, tanto no âmbito do produtor, quanto do consumidor, é uma atividade permanente: a cada dia temos notícias de novas soluções que eventualmente podem ser aproveitadas num determinado setor de consumo ou área de fornecimento.

Cabe à Agência para Aplicação de Energia, orientar no sentido de uma maior racionalidade energética, beneficiando cada consumidor de energia e a sociedade como um todo.

A socialização do atendimento de energia elétrica no Rio de Janeiro

**RENATO TORRES M.C.
VASCONCELOS**

Superintendente-geral de Desenvolvimento de Material e Serviços da LIGHT. Engenheiro elétricista pela Escola Nacional de Engenharia, administrador de empresas pela Universidade Gama Filho, foi superintendente de Eletrificação de Interesse Social e superintendente-geral de Planejamento do Sistema e Comercial da LIGHT.

Quando o controle acionário da LIGHT — Serviços de Eletricidade S/A., foi adquirido pelo Governo Federal, através da ELETROBRÁS, no final do ano de 1978, verificamos os novos administradores da empresa (a maioria engenheiros vindos da ELETROBRÁS) que existia, na área de concessão da empresa, quase dois milhões de habitantes (baseados nas informações da época; hoje, sabemos que este número é bem menor, oscilando em torno de, no máximo, 1.200.000) que não eram atendidos diretamente pela rede de distribuição de energia da concessionária. Eram os moradores das favelas dos loteamentos periféricos (a maioria loteamentos considerados "irregulares") e da zona rural da empresa.

Para se ter uma idéia, na época, a concessionária atendia a cerca de 1.500.000 consumidores residenciais (Sistema Rio), isto é, aproximadamente, 20% (utilizando-se as estimativas iniciais) ou 15% (utilizando-se as novas estimativas) dos moradores da área de concessão da empresa não eram atendidos, diretamente, pelos serviços públicos de energia elétrica.

O abastecimento de energia elétrica das favelas era efetuado através da intermediação de terceiros (comissões de luz, cabineiros, luz emprestada, etc.) e, para isto, pagavam os moradores tarifas mais elevadas (em alguns casos, chegava-se a valores de cerca de 50% ou, em casos extremos, de até 100% acima do que pagariam se fossem atendidos diretamente), arcavam com todos os custos dos investimentos (além do pagamento da conta de luz), e eram atendidos precariamente

(as redes, em sua grande maioria, se encontravam em péssimo estado de conservação e mal dimensionadas).

Os moradores das favelas, na sua quase totalidade, aglomerados de moradas resultantes de ocupações de terrenos baldios, pertencentes ao poder público (cerca de 33%), a particulares (cerca de 27%) e outros (cerca de 40%), não eram atendidos oficial e globalmente por qualquer serviço público, como água, esgoto, limpeza urbana, etc. As redes de serviço público, porventura existentes, tinham sido construídas pelos moradores, com seus próprios recursos (apenas em alguns casos as redes elétricas, de água ou esgoto haviam sido construídas pelo estado ou este havia fornecido o material), cabendo, na quase totalidade dos casos, a administração e operação dos serviços aos próprios favelados, que se organizavam em associações de moradores, comissões de luz, de água, etc... Os favelados viviam, fruto de experiências passadas, com constantes receios da remoção.

Originários, em grande parte, da zona rural, de outros estados brasileiros, ou nascidos e criados dentro da própria favela, em sua grande maioria, não tinham "tradição" no atendimento pelo serviço público, gerando, com isto, um alto grau de desconfiança em relação à ação do estado, pois, esta, quase sempre, se fazia presente somente no sentido da remoção.

Em 1979, a LIGHT anunciou que iniciaria um programa, que visava estender suas redes de distribuição a todas as favelas e loteamentos "irregulares", existentes em sua área de concessão, instalando, em cada moradia, o medidor individual de consumo. Com isto, a empresa assumiria os investimentos, a operação e manutenção das redes, e os moradores das favelas receberiam as suas contas individualizadas, documento este que assumiria, também, o papel de um "atestado de residência". As conseqüências óbvias desta ação, seria uma conta de luz mais barata, um atendimento de melhor qualidade (energia fornecida dentro dos parâmetros de tensão e continuidade fixada pela legislação do setor), além do atestado de residência que

representava para a população favelada, senão um verdadeiro título de propriedade, pelo menos a segurança de que não seriam mais removidos e que os outros serviços públicos, também, poderiam ser estendidos àquela população.

Inicialmente, a empresa propôs às prefeituras de São Paulo e do Rio de Janeiro (naquela época a zona de concessão da LIGHT se estendia aos dois estados, mais tarde desmembrada pela compra do subsistema de São Paulo, pela ELETROPAULO) a assinatura de um protocolo de intenções, no qual seriam acordadas as diretrizes básicas para ação nas favelas; procurou, também, a empresa estudar as novas áreas a serem eletrificadas, a fim de estudar e desenvolver padrões de construções de redes, além de procedimentos administrativos e comerciais adequados à realidade do novo mercado.

As moradias em favelas, em sua grande maioria, como já frisamos anteriormente, já eram servidas de energia elétrica, quer através de comissões de luz (as maiores), quer através de cabineiros, energia cedida por terceiros (vizinhos, moradores das ruas junto à rede da concessionária), ou mesmo através dos, já famosos, "Gatos" ou ligações irregulares.

Foram criados padrões de redes de distribuição alternativos, utilizando-se materiais existentes em estoque na concessionária, como postes de madeira (já utilizados na eletrificação rural), cabos multiplexados para alta e baixa tensão, além de "filosofias" de projetos que procuravam evitar, ao máximo, a penetração de rede de alta tensão, e outras práticas no sentido de compatibilizar os fatores segurança, flexibilidade, confiabilidade e custo, com a realidade das favelas e dos loteamentos periféricos. Foi desenvolvido, também, um posto padrão de medição, pois foi verificado, no início do programa, que se adotado às práticas utilizadas para o atendimento dos consumidores residenciais, isto é, de se aguardar que cada morador preparasse o seu PC de entrada, o programa se inviabilizaria, pois, nas primeiras favelas eletrificadas, adotando-se esta prática, o tempo de preparação do local de me-

dição, pelos moradores, foi excessivamente longo.

Desta forma, foi adotado o posto com uma, duas ou três caixas de medição, instaladas pela própria concessionária e cobradas na conta de luz, como opção para o consumidor.

No Rio de Janeiro e, posteriormente, em São Paulo, foi criado o Departamento de Eletrificação de Interesse Social na estrutura da empresa, subordinada, naquela época, à Diretoria de Coordenação (basicamente uma diretoria de atendimento ao consumidor) que seria o responsável pela coordenação dos programas de eletrificação de favelas, loteamentos periféricos e rural.

Basicamente, a necessidade de criação deste Departamento, prendia-se ao fato de que iríamos desenvolver um programa que absorvia várias "zonas de concessão" e que, portanto, não iríamos lidar com consumidores individuais mas, sim, com a comunidade organizada, como foi dito acima, em associações, em comissões, etc., com toda uma estrutura de poder legal. Talvez, o modelo mais próximo, evidentemente com algumas diferenças óbvias, é o da absorção de qualquer nova área de concessão, em que se tem de desenvolver entendimentos com as prefeituras e câmaras municipais.

Inicialmente, a estratégia desenvolvida foi a de se manter entendimentos com as organizações locais, no sentido de, não só informarmos sobre o programa de eletrificação como, também, de colhemos subsídios junto à própria população que desenvolveria trabalhos de apoio, como cadastramento dos moradores, levantamentos, nos arquivos, de elementos para subsidiar a feita de projetos (como mapas, etc.), colocação de nomes nas ruas e números nas casas, num trabalho integrado onde, na realidade, o que estava havendo era um fluxo contínuo de experiências nos dois sentidos, que ajudavam, não só o técnico da empresa a conviver com a realidade das favelas e, com isto, mudar os seus conceitos pessoais, como técnicos, modificando a sua postura, frente ao problema de encontrar soluções para os projetos. Da parte da população favelada, eram recebidas informações quanto à prestação de um serviço público (com seus respectivos direitos e deveres) e, ao mesmo tempo, este contato servia para mudar a própria imagem do serviço público, para esta população.

Além dos entendimentos, individuais, dos técnicos da empresa, com favelados

e suas lideranças, eram realizadas, também, assembleias locais, com a participação da população quando, utilizando-se recursos audiovisuais, eram transmitidas as informações e colhidas e dirimidas as dúvidas quanto ao processo de eletrificação.

Hoje, decorrido cinco anos do início do programa, que se deu em 29/11/79, já foram eletrificadas cerca de 465 favelas e, loteamentos não regularizados e atendidos, cerca de 156.000 domicílios, estimando-se em 800.000 habitantes beneficiados.

Os números básicos estão traduzidos nas tabelas abaixo, onde são fornecidas, também, informações sobre os cortes e os consumos. Sobre estes itens, cabe informar que, quanto a inadimplência, esta era considerada uma das maiores barreiras ao programa de eletrificação, pois era transmitida a falsa impressão que este grupo de consumidores, pelas suas condições sócio-econômica, iriam alcançar índices que inviabilizaria o projeto. Os números, no entanto, desmentiram aquela premissa, pois o comportamento da curva de cortes se deu, exa-

tamente, dentro das nossas previsões, isto é, uma curva tipo saturação, pois, inicialmente, a nossa expectativa, ante o significado do programa para a população favelada, faria com que estes índices se situassem dentro de limites inferiores e, posteriormente, devido a própria condição sócio-econômica da população favelada, este índice cresceria até o limite superior compatível com sua condição sócio-econômica, registrando valores semelhantes a periferia da nossa área de concessão.

Assim, é que se observamos os valores, verificaremos que estes, no momento, evoluem, mas mantendo uma proporcionalidade com os demais consumidores residenciais de nossa área de concessão.

Verificamos, também, que o consumo tem crescido, indicando, assim, não só uma melhoria na qualidade de vida, como, também, que não existe, pelo menos levando-se em conta uma abordagem macro, a chamada "tendência geral para as ligações irregulares".

Independente das avaliações internas da empresa, expressas nos números e

QUADRO 1

LIGAÇÕES EM FAVELAS

ESPECIFICAÇÃO	Nº de Favelas	Nº de Ligações	Nº de Habitantes
Ligadas de Nov/79 a Setembro/84	465	155.309	776.454
A ligar no Programa/84	97	25.314**	126.570
Outros	72*	6.747	33.735

* Favelas cadastradas pelo IPLAN-Rio (Prefeitura) que não foram ligadas e não estão no programa de 1984.

** Inclui pedidos de extensão de rede por comunidades já ligadas.

QUADRO 2

SITUAÇÃO DE CORTE E CONSUMO

ESPECIFICAÇÃO	Consumo Mensal (kW)		Ind. Mensal de Cortes (%)		
	Favela	Outros *	Favela (1)	Outros (2)	1/2
1981 (média)	94,0	167,85	4,12	2,53	1,63
1982 (média)	102,0	167,21	4,52	3,21	1,44
1983 (média)	115	183	6,23	2,89	2,15
JAN/84	119	202	7,38	3,39	2,17
FEV/84	118	211	9,06	4,46	2,03
MAR/84	118	212	9,41	4,24	2,21
ABR/84	96	171	9,48	4,61	2,05
MAI/84	102	178	9,99	4,58	2,18
JUN/84	99	173	9,00	4,67	1,92
JUL/84	91	167	8,86	4,12	2,15
AGO/84	92	177	7,65	3,46	2,21
SET/84	115	171	8,18	3,69	2,21

* Consumidores residenciais normais

comentários indicados, foi contratado recentemente os serviços da IBAM (Instituto Brasileiro de Administração Municipal), para que fizesse uma avaliação do impacto da implantação de um serviço público (o de energia elétrica) nas populações faveladas).

A eletrificação dos loteamentos irregulares, tem seguido a mesma estratégia operacional do programa de eletrificação de favelas, com pequenas adaptações, compatibilizando-se com a realidade deste segmento da população.

Dentro do planejamento da empresa está previsto que, até 1987, estes programas estarão concluídos, quando, então, serão alcançados os objetivos fixados pela administração da empresa, de levar a todas as moradias, situadas nestes locais, o serviço público da energia elétrica.

No Programa de Eletrificação Rural, a situação encontrada era a de que os atendimentos efetuados pela empresa, ao longo do tempo, tinha sido sempre subordinado ao Decreto 41.019, isto é, atendendo à solicitação do proprietário, a empresa elaborava o orçamento para atendê-lo, este era pago à vista, antecipadamente, e o consumidor era atendido.

Por ser uma empresa com características urbanas, os padrões de construção, utilizados para as redes rurais, eram adaptações dos padrões urbanos, o que, sem dúvida, onerava o custo final do projeto.

Obviamente, os consumidores atendidos por esta modalidade, eram os de mais alto nível de renda, os quais, podemos dizer, foram quase totalmente ligados.

Restaram, então, os moradores e produtores de média e baixa renda, que não tinham condições de arcar com o ônus da extensão da rede, mas que procuravam a concessionária a fim de obter a eletrificação, fundamental para, não só atender ao célebre objetivo de "fixar o homem ao campo", mas, também, para melhorar a eficiência da produção, com a conseqüente redução do custo final dos produtos, benefícios estes a serem transferidos à sociedade, como um todo.

A partir de 1981, praticamente, com as linhas de crédito de "dinheiro a baixo custo" fechadas, partiu a LIGHT para um programa, que foi buscar na experiência adquirida no campo de eletrificação de interesse social — procurando utilizar a forma associativa e participativa —, para compatibilizar a necessidade da eletrificação das pequenas e médias proprieda-

des, com legislação do setor e as fontes de recursos disponíveis.

Assim, é que foi iniciado um programa de projetos, por área de penetração, baseado na formulação de pedidos, pelos interessados, nas extensões de redes que, em vista dos investimentos necessários, não puderam arcar com os custos, individualmente.

Procurou-se, então, levantar todas as propriedades, que poderiam ser beneficiadas com a extensão da rede e, através de reunião com os interessados, eram dadas as informações sobre a participação no projeto e o rateio da contribuição não restituível. Fizemos, também, as intermediações entre os proprietários e as fontes de financiamento para produção rural, tentando, desta forma, viabilizar a participação de todos. Além disso, o próprio sentido comunitário era desenvolvido e, em muitos casos, alguns proprietários arcavam com o ônus de outros e, futuramente, eram ressarcidos com produção agrícola.

Esta prática, aliada a uma revisão dos padrões de eletrificação que, como dissemos anteriormente, eram excessivamente urbanos, adotando o sistema monofásico, principalmente o MRT, com condutor de aço galvanizado, espaçamento de cerca de 300m entre as estruturas, que representavam uma redução de cerca de 60% nos custos dos projetos, em relação ao padrão original, foi possível permitir que o projeto tivesse uma maior abrangência, alcançando camadas mais baixas nas pirâmides dos consumidores rurais.

No entanto, com o contrato de financiamento assinado entre a ELETROBRÁS e o BIRD, para os programas de Baixa-Renda, favela e rural, foi possível elaborar-se uma proposta que, a nosso ver, permitirá, não só a todos os proprietários rurais de nossa área de concessão, como, também, mais que isto, a todos os moradores da área de concessão da LIGHT, o acesso ao serviço de energia elétrica, colocando a empresa numa posição ímpar, de ter toda a sua área de concessão, atendida pelas suas redes de distribuição de energia elétrica.

A experiência adquirida no atendimento a este mercado "Marginal", deverá refletir na política de comercialização de energia elétrica da empresa.

A organização, quase anárquica do espaço urbano nas favelas, reflete-se, um pouco, no próprio comportamento interno da comunidade e, se de um lado, existe uma população "reconhecida" pelo atendimento de um serviço pú-

blico, existe, também, um fluxo no sentido contrário, de estar a empresa de serviço público recebendo toda uma contribuição de uma camada marginalizada da população, sem o atendimento do serviço público, sem a propriedade legal da terra, mas que, ao mesmo tempo, representa uma grande massa da população brasileira e, até — se tomarmos como referência o consumo de energia elétrica —, representa a média da população brasileira.

É este conceito de média que devemos ter em mente na prestação de qualquer serviço público. A tendência da cultura técnica brasileira, presente nas escolas de engenharia, é o atendimento para padrões estabelecidos em outros países. Desta forma, para atender a estes padrões de confiabilidade, estética, etc., são necessários investimentos muito acima da capacidade da população e o resultado é que, sempre, uma parcela desta população fica sem o benefício do serviço público, e outra grande parcela os tem em padrões bem abaixo daqueles situados nas áreas urbanas de maior valorização. Existe, assim, todo um sistema que verticaliza os investimentos públicos, provocando no mapa de qualquer cidade brasileira manchas diferenciadas de atendimento do serviço público.

A experiência do programa de eletrificação de favelas, baixa renda e rural LIGHT, fez com que, não só os padrões vigentes de atendimento comercial, fossem questionados e aos poucos sofrendo modificações, a exemplo dos padrões técnicos de construção de rede de distribuição, já extrapolando a área favelada para estender-se a outros logradouros, reduzindo-se os custos de investimentos da empresa na extensão de redes de distribuição.

A experiência nas reuniões, com as associações de moradores de favela, fez com que fossem organizadas reuniões com associações de moradores de bairro, quando os serviços da empresa eram questionados e novos investimentos exigidos. Na explanação dos programas de interesse social da empresa e das prioridades para os investimentos desta, para o atendimento de áreas carentes não atendidas pelo serviço público, prestado por estas companhias, travam-se, também, um fluxo de informações sobre a realidade social de outros bairros; desta forma, poderão ser evitados investimentos dentro da filosofia clássica de atendimento.

A função deste fluxo de informações, que se estabeleceu entre os favelados, população das periferias urbanas e rurais e os técnicos da empresa, serviu, como já dissemos anteriormente, para que estes, também, tomassem conhecimento desta realidade e os padrões de atendimento e de construção e, o próprio planejamento da empresa, começassem a ser repensados, levando-se em consideração esta realidade, que se passou a conhecer mais de perto.

Setor de energia elétrica: alternativas ao modelo de atuação atual

MÁRIO PENNA BHERING

Presidente da ELETROBRÁS, secretário-executivo do Conselho Estadual de Energia de Minas Gerais e membro do Conselho de Administração da ITAIPU Binacional. Engenheiro civil pela Universidade Federal do Rio de Janeiro, com curso de especialização em equipamentos hidráulicos e elétricos nos Estados Unidos, participou da organização da Centrais Elétricas de Minas Gerais, tendo sido seu diretor, vice-presidente e presidente.

Características do modelo

O atual modelo do setor de energia elétrica foi concebido em uma fase marcada pela precariedade dos serviços, com problemas freqüentes no atendimento do mercado consumidor.

A existência de potencial hídrico abundante, com aproveitamentos baratos, porém intensivos em capital e de longa maturação e a ausência de um mercado financeiro privado capaz de atender as necessidades de recursos, levaram o Governo a assumir o encargo de promover a expansão do sistema e adequá-lo às exigências do processo de crescimento econômico.

Do ponto de vista organizacional, o Governo Federal responsabilizou-se pelo planejamento setorial e pela execução das obras de geração e transmissão, através do Grupo ELETROBRÁS, enquanto que os governos estaduais constituíram empresas dedicadas principalmente à distribuição da energia elétrica. Essas empresas, através de fusões e absorção de pequenas concessionárias locais, são hoje, de um modo geral, responsáveis pela distribuição no âmbito dos respectivos Estados.

No que concerne ao processo decisório e à forma de atuação, alguns fatores foram de importância capital para a definição das características atuais do modelo setorial. Em primeiro lugar, o modelo consolidou-se ao longo de um período caracterizado por altas taxas de crescimento do mercado, inicialmente devido à demanda reprimida e, na etapa posterior, em decorrência da expansão acelerada da economia.

A resposta da sociedade às pressões do mercado consistiu na atribuição de

uma prioridade elevada à expansão da oferta de eletricidade, traduzida pela definição de um intenso programa de investimentos, centrado em grandes obras, que, não obstante a larga soma de recursos demandada e os longos prazos de retorno do capital, correspondiam à opção economicamente mais vantajosa.

O financiamento do programa, essencialmente com recursos próprios, foi assegurado pelo Governo, tanto indiretamente, pela concessão de tarifas compatíveis com o nível de recursos exigidos, como diretamente, pela subscrição de capital e reinversão dos dividendos.

A alta prioridade atribuída ao setor e a relativa facilidade de captação de recursos condicionaram o seu planejamento, direcionando-o para o atendimento integral da demanda prevista, sem atenção às possibilidades de influir sobre o mercado e adequá-lo às conveniências do País.

A preocupação com a satisfação plena do mercado conduziu, ainda, ao estabelecimento de níveis elevados de garantia de suprimento, com o dimensionamento do sistema, de modo a assegurar um risco pequeno de déficit de energia elétrica, mesmo nas condições mais adversas.

Dentro dessas premissas, o planejamento reduz-se a um processo unidirecional, em que, uma vez prevista a expansão do mercado, é determinado o programa de obras que atenda à expansão prevista da forma mais econômica. Subjacente está o pressuposto de que os recursos financeiros serão disponíveis, resumindo-se o planejamento financeiro ao equacionamento da captação desses recursos.

A preponderância do aspecto econômico sobre o financeiro emprestou uma ênfase acentuada aos grandes projetos, com maiores economias de escala. A opção por empreendimentos de maior porte tornou-se possível pela concentração do processo decisório, ao mesmo tempo que a reforçava, e provocou um processo paralelo de concentração dos recursos, com a criação de mecanismos de transferência de recursos entre as empresas e destas para a ELETROBRÁS.

Outra consequência dos fatores con-

dicionantes da evolução do setor foi a inexistência de uma política tarifária coerente. A determinação das tarifas, que sempre objetivou assegurar os recursos necessários à expansão do sistema e o dispositivo legal de fixação da tarifa pelo custo do serviço, com a remuneração do investimento entre 10 e 12%, além de não especificar a distribuição dos encargos pelas várias classes de consumidores, nunca chegou a se constituir em um fator limitante. Assim é que, enquanto houve interesse em promover o crescimento equilibrado do setor a taxas elevadas, a remuneração real, a nível setorial, foi mantida artificialmente acima do máximo legal, pela criação de encargos adicionais, como a quota de reversão. Mais recentemente observou-se o comportamento oposto, com a remuneração das empresas consideravelmente abaixo do mínimo legal.

Limitações

O modelo descrito no item anterior apresentou excelentes resultados, enquanto a economia foi capaz de prover os recursos demandados e a ele pode ser atribuído o êxito no processo de reversão do setor de uma situação de déficit crônico para a de fator dinâmico do desenvolvimento econômico.

A partir de meados da década passada, porém, em uma conjuntura mais desfavorável, com a reaceleração do processo inflacionário e a deterioração da balança de pagamentos, começaram a surgir evidências de que o modelo teria de passar por um processo de reformulação.

A importância conferida aos projetos de maior porte, justificada num contexto de crescimento econômico acelerado, apresenta inconvenientes quando defrontada com um quadro de desaquecimento da economia. Diante da menor capacidade de poupança interna, o financiamento do programa torna-se mais problemático, mormente em face dos longos prazos de retorno do capital. Ao mesmo tempo, o crescimento mais lento do mercado implica em prazos mais dilatados de absorção dos investimentos, comprometendo a sua superioridade econômica.

Outra característica do modelo que não se sustenta numa situação de recursos mais escassos é a premissa de atendimento pleno do mercado previsto. A limitação dos recursos provoca uma reordenação das prioridades com maior sacrifício daqueles segmentos socialmente

menos essenciais ou mais bem aquinhoados anteriormente.

Devido à inflexibilidade do seu processo de planejamento e à centralização do processo decisório, que o torna mais vulnerável a pressões, o setor falhou em antecipar-se aos problemas e buscar as soluções adequadas. Contrariamente, aceitou o prosseguimento da política anterior, traduzida em um programa de obras vultoso, já não mais financiado com recursos próprios, porém, através de empréstimos e financiamentos obtidos, em sua maior parte, no mercado externo. Paralelamente, o Governo retraiu-se como agente financiador do setor, ao mesmo tempo que concedia reajustes tarifários consistentemente inferiores às taxas de inflação.

As motivações da política governamental foram várias e, em geral, alheias aos objetivos setoriais. A manutenção do ritmo de atividade do setor, conjugada com a limitação dos recursos próprios, serviu de duplo objetivo para amenizar a desaceleração da economia e, ao forçar a ida aos mercados financeiros internacionais, facilitar a captação de divisas necessárias ao equilíbrio da balança de pagamentos. Outro objetivo da redução da tarifa, em termos reais, foi redirecionar o consumo de derivados de petróleo para a energia elétrica.

Dentro do pressuposto básico de que a demanda deve ser atendida a qualquer custo, o setor se sentiu plenamente justificado enquanto o seu mercado manteve taxas elevadas de crescimento da economia, sem perceber que parte da expansão do mercado era provocada pela redução das tarifas.

A elevação excessiva do nível de endividamento era um aspecto desagradável, que seria corrigido no devido tempo e que não chegava a comprometer o acerto da política setorial.

Evidentemente, esse processo não poderia se sustentar indefinidamente e a sua ruptura, ao mesmo tempo que provocou a redução acentuada do volume de investimentos, encontrou as empresas do setor com um nível de endividamento extremamente elevado e com tarifas insuficientes para permitir o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro.

A contração do volume de investimentos não se processou de maneira uniforme, devido à própria natureza dos projetos envolvidos. O investimento em distribuição, de curta maturação, experimentou reduções mais drásticas, o oposto, ocorrendo com obras de gera-

ção, de difícil reprogramação.

O agravamento da situação financeira das empresas explicitou uma limitação adicional do modelo do setor, qual seja, a precariedade da estrutura tarifária. A este respeito, um dos aspectos que tem sido alvo das maiores críticas é a equalização tarifária, pela qual as tarifas são uniformizadas para todo o país, ao mesmo tempo que se assegura a mesma taxa de remuneração para as várias empresas. Como os custos operacionais variam de empresa para empresa, isto só é conseguido por meio da transferência de recursos entre empresas. Além de desincentivar a eficiência, a sistemática encontro fortes resistências em períodos de crise.

Uma distorção adicional foi introduzida no sistema tarifário para criação de várias tarifas subsidiadas pela eletrotermia, produção para exportação, etc. Ainda que, a curto prazo, a capacidade ociosa existente no setor torne atrativa a possibilidade de vender mais energia, bastando que o preço cubra os custos operacionais, a instituição de tais tarifas resulta, em última análise, na transferência de recursos do setor elétrico para outros setores da economia.

Linhas de pesquisa de novas soluções

A análise dos problemas que afligem o setor, bem como das suas causas, indica uma série de soluções alternativas que merecem ser investigadas. Obviamente, a gravidade da situação financeira impõe soluções de curto prazo, como, por exemplo, a capitalização de parte das dívidas, para o restabelecimento do equilíbrio financeiro. Medidas desta natureza, entretanto, têm efeito apenas imediato e devem ser complementadas por soluções mais duradouras.

Uma solução possível advém da conscientização de que o objetivo básico do setor é satisfazer as necessidades da sociedade, o que não implica, necessariamente, no atendimento incondicional da demanda. Através da administração da demanda e da utilização de processos e equipamentos energeticamente mais eficientes, é possível satisfazer os consumidores, sem necessidade de novos investimentos. Este fato é particularmente relevante quando, como é o caso atual, o custo do capital é mais elevado que a remuneração esperada.

Outro ponto a considerar é que o equilíbrio financeiro das empresas é essencial para o bom desempenho das suas atividades. É imprescindível, pois, que o

planejamento contemple as possibilidades de financiamento dos investimentos e analise as conseqüências de diferentes alternativas.

Uma terceira linha de investigações relaciona-se com a estrutura tarifária. Tanto quanto possível, a tarifa deve refletir o custo de prestação do serviço. Sempre que for conveniente ou necessário o afastamento deste princípio, os desvios devem ser explicitados, de forma a permitir a alocação consciente do ônus decorrente da medida.

Novas fontes de financiamento devem ser consideradas. Muitos empreendimentos trazem benefícios a diversos setores da economia. Este é o caso, por exemplo, dos reservatórios de usinas hidrelétricas, que podem contribuir para melhorar a navegabilidade do rio ou para o controle de enchentes. Nestes casos, é lícito pretender que os custos sejam compartilhados.

Investimentos no Setor Elétrico e ciclos econômicos

HENRI PHILIPPE REICHSTUL

Secretário-geral da Secretaria de Planejamento da Presidência da República. Bacharel em Ciências Econômicas pela Universidade de São Paulo; pós-graduação pela Hertford College, Universidade de Oxford, Inglaterra; "visiting student" da Faculdade de Economia da Universidade de Cambridge; pós-graduação em Economia pela Unicamp. Foi economista da Organização Internacional do Café, em Londres; economista sênior da Gazeta Mercantil; pesquisador da Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo; coordenador das Entidades Descentralizadas da Secretaria de Fazenda de São Paulo; secretário de Controle das Estatais da SEPLAN; secretário-executivo do Conselho Interministerial de Salários das Empresas Estatais.

tor privado, as flutuações nos investimentos das empresas estatais, principalmente nas atividades produtivas (Setor Produtivo Estatal – SPE), como energia elétrica, aço, petróleo e mineração têm influência marcante na determinação daquele movimento. Isto se deve ao peso do investimento estatal, composto de unidades de grande porte, com elevada relação capital-produto, indivisibilidade técnica, longos prazos de maturação e economias de escala que implicam na criação de margens planejadas de capacidade ociosa. Por outro lado, à medida que se implementa, no país, um setor de bens de capital pesado, e que as articulações e interdependências na economia se aprofundam, as variações no investimento passam a marcar, com maior intensidade, os movimentos cíclicos da economia.

Os investimentos em energia (energia elétrica, petróleo) representam o princi-

1. Introdução

Embara admita-se que o movimento cíclico da economia brasileira seja predominantemente influenciado pelas variações nos níveis de investimento do se-

TABELA 1

TAXAS DE CRESCIMENTO DO PRODUTO E DA FORMAÇÃO BRUTA DE CAPITAL FIXO (em porcentagem)

ANO	FBCF PIB	Taxa Cresc. Real PIB	Taxa Cresc. Real FBCF
1955	18,4	6,9	- 5,8
1956	20,2	3,2	7,8
1957	21,9	8,1	13,4
1958	23,3	7,7	5,9
1959	33,8	5,6	12,9
1960	22,8	9,7	4,1
1961	22,4	10,3	5,1
1962	22,1	5,3	3,1
1963	20,5	1,5	- 2,8
1964	19,8	2,9	2,5
1965	18,4	2,7	- 2,6
1966	19,6	3,8	15,9
1967	19,3	4,8	2,3
1968	21,2	11,2	20,8
1969	22,1	10,0	12,1
1970	22,3	8,8	8,7
1971	22,9	13,3	18,5
1972	22,9	11,7	15,5
1973	23,0	14,0	14,6
1974	24,2	9,8	18,4
1975	25,4	5,6	9,4
1976	23,7	9,0	6,4
1977	21,9	4,7	2,8
1978	22,2	5,9	3,9
1979			

Fonte: *Conjuntura Econômica*. FGV

pal bloco de investimento estatal e, dado o seu peso, suas variações têm importantes efeitos no ciclo. Pretende-se, nesta seção, analisar a evolução desses investimentos a partir de 1956, ao longo dos ciclos da economia brasileira.

1956 – 1962

Este período correspondeu a uma expansão inédita da economia brasileira. Sob a coordenação do Plano de Metas, o crescimento da indústria se apoiou num bloco de inversões que provocou uma profunda modificação na estrutura industrial, privilegiando os setores de bens de produção e bens de consumo durável. Neste período, o Produto Interno Bruto (PIB) cresceu a uma taxa média de 7,1% e o investimento total da economia (FBCF), a 7,5%, aumentando, portanto, a sua participação no PIB de 18,4%, em 1955, para 22,14%, em 1962 (ver Tabela 1).

O investimento público (Governo + empresas estatais) que, no período anterior (1951-1955), representava 23,2%, do investimento total, alcança, entre 1956 e 1960, 33,7% e chega a um patamar de 38,6%, em 1962 (tabela 2). Grande parte desta expansão deve-se ao elevado crescimento das inversões das empresas estatais que dobram, em 1956-1960, sua participação (7,8%) em relação ao período anterior (3%), e alcan-

çam 13,4% do investimento total em 1962. Os investimentos em energia, ainda que reduzidos em relação ao investimento total (3,8%), representam quase que a metade do investimento das empresas do Estado. De fato, implementou-se, neste período, projetos de grande porte como a Refinaria Duque de Caxias (PETROBRÁS) e vários projetos hidroelétricos (CEMIG, FURNAS e CHESF). Desta forma, duplica-se a capacidade instalada de energia elétrica no país, que passa de 2,8 milhões para 5,8 milhões de kW, entre 1954 e 1962. No caso do petróleo, decuplica-se a produção que passa de 1.000 barris/dia para 100 mil, entre 1956 e 1960, e alcança-se a autosuficiência em refino.

A expansão do investimento, no setor energético, refletiu-se na dinamização da indústria nacional de construção civil pesada, que possui forte articulação com o setor, e, ainda que de forma incipiente neste período, da indústria de bens de capital por encomenda, principalmente no setor elétrico.

A partir de 1961, terminada a implantação desses grandes blocos de investimento, a participação do investimento em energia, no total das empresas estatais, cai pela metade: 26% em 1961 e 24,0% em 1962 (Tabela 2). Esta desaceleração, que antecipa na verdade a queda do investimento produtivo estatal a partir de 1962, mostra que o investi-

mento em energia é o primeiro a contrair-se, iniciando a desaceleração da economia que entra em recessão a partir de 1963.

1963 – 1967

A crise na qual desemboca a economia brasileira caracteriza-se por baixas taxas de crescimento do produto 3,4% em média, entre 1962 e 1967 – e mesmo taxas negativas de crescimento do investimento industrial – -2,3% entre 1962 e 1967 – e, ao mesmo tempo, uma taxa de inflação elevadíssima, que alcança 91,9% em 1964. Neste período, a taxa de investimento da economia (FBCF/PIB) cai gradativamente até chegar ao patamar de 17% em 1966-1967, semelhante à taxa dos inícios da década de cinquenta (Tabela 1).

Se o investimento produtivo estatal, e em particular o de energia, foi o primeiro a contrair-se, antecipando a crise, é também este o primeiro a romper o ciclo estagnante e retomar elevados níveis de investimento, atuando de forma decisiva para reverter o movimento recessivo do período 1963-1967. Destaca-se, nesta retomada, o investimento em energia elétrica, cujo peso passa a ultrapassar o investimento em petróleo a partir de 1966. Para tanto, contribuiu a centralização do setor com a criação da ELETROBRÁS e o início de um planejamento unificado de longo prazo. Do lado financeiro, a inflação corretiva

TABELA 2

DECOMPOSIÇÃO PERCENTUAL DA FORMAÇÃO BRUTA DE CAPITAL FIXO (FBCF)
(em percentagem)

Ano	Inv. Energia Elétrica FBCF	Inv. Petróleo FBCF	Inv. Energia Inv. Empresas Estatais	Inv. de Empresas Estatais FBCF	Inv. Gov. FBCF	Inv. Público FBCF	Inv. Privado FBCF
1951-55	0,4	0,7	36,1	3,0	20,2	23,2	76,8
1956-60	0,9	2,9	48,4	7,8	25,5	33,7	66,7
1960	1,5	4,4	51,2	11,5	28,0	39,5	60,5
1961	1,3	2,5	26,0	14,4	24,8	39,2	60,8
1962	1,3	1,9	24,0	13,4	25,2	38,6	61,4
1963	2,4	2,4	42,2	11,4	23,2	34,6	65,4
1964	2,2	2,3	48,1	9,4	25,3	34,7	65,3
1965	2,1	3,3	32,8	16,4	29,9	46,3	53,7
1966	7,3	3,3					
1967	7,7	2,9					
1968	7,8	2,4					
1969	7,0	2,2					
1970	8,0	3,2	55,2	20,3	18,5	38,8	61,2
1971	7,7	3,9					
1972	8,2	3,4					
1973	7,7	3,4					
1974	7,4	4,1	49,4	23,3	16,5	39,8	60,2
1975	8,2	4,6	51,0	25,1	16,9	42,0	58,0
1976	8,9	4,3	53,4	24,7	17,7	42,4	57,6
1977	10,2	4,5	57,4	25,6	17,5	43,1	56,9
1978	10,6	4,3	55,4	26,9	16,1	43,0	57,0
1979	9,8	4,1					

Fonte: Conjuntura Econômica – Relatórios Anuais – PETROBRÁS/ELETROBRÁS.

empreendida a partir de 1964, em vista de uma "realidade tarifária", proporcionou um aumento significativo nos recursos para investimento. Assim, o investimento em energia elétrica passa de 2,1% do total investido no País, em 1965, para 7,0% em 1969 (Tabela 2). O investimento em petróleo é muito mais sensível ao movimento geral da economia e, portanto, apresenta taxas de crescimento baixas ou mesmo negativas até 1969.

Nos mecanismos de retomada do crescimento da economia brasileira, coube, portanto, ao setor elétrico um papel importante de ativar a demanda de construção civil e bens de equipamento, liderando a retomada das inversões estatais.

1968 – 1973

A retomada, a partir de 1968, da expansão da economia, baseia-se, num primeiro momento, num elevado nível de capacidade ociosa na indústria que se reflete em taxas de crescimento do produto mais elevadas que as do investimento (Tabela 1). No entanto, o processo da expansão contínua tende a reativar a inversão e, a partir de 1970, a taxa de investimento da economia (FBCF/PIB) volta a crescer, alcançando 23% em 1973. Neste período, onde o crescimento é generalizado, o investimento das empresas estatais se mantém num nível elevado. Os investimentos em energia continuam a ser preponderantes. Entre 1969 e 1973, representam 11% do esforço de inversão da economia e, em 1970, correspondiam a 55% do total do investimento das empresas estatais. O setor de energia elétrica mantém uma expansão acelerada do seu investimento desde 1966 (ver Tabela 3), e o setor petróleo, entre 1969 e 1971, dobra seu nível de investimento real (Tabela 4), iniciando um ciclo de diversificação de suas atividades, em busca de rentabilidade elevada e com relativo atraso nos gastos com prospecção.

Até 1973, pode-se verificar que o movimento dos investimentos estatais e, em particular, os investimentos em energia tenderam a agudizar o padrão cíclico da economia brasileira: antecipando a expansão (1955-1962), a crise (1963-1967) e a retomada da economia (1968-1973). Esses investimentos transmitiram, sempre com uma certa defasagem, tanto efeitos dinâmicos como efeitos recessivos para o resto da economia.

1974 – 1979

A reversão do movimento cíclico se reflete numa queda nas taxas de crescimento do PIB, a partir de 1974, seguida, com defasagem de um ano, da queda na taxa de crescimento real da formação bruta de capital fixo (Tabela 1). Esta defasagem é explicada pela maturação de decisões de investimento tomadas no período de auge e sancionadas pelo clima de otimismo que se seguiu à proposta do II PND, que mantém a taxa de FBCF alta até 1975.

Como conseqüência, a desaceleração se processa mais lentamente, caracterizando uma fase de "transição" no período de 1974-1975. No entanto, a partir de 1976, a taxa de crescimento da FBCF contrai-se significativamente, a taxa de inflação recrudescer, saltando para um patamar de 42% entre 1976-1978, e o Balanço de Pagamentos, que havia acumulado um déficit comercial de 12 US\$ bilhões em 1974-75, deteriora-se, configurando um quadro de crise econômica que se mantém até hoje.

Neste quadro crítico, onde o investimento privado declina e o investimento tradicional do Governo (Administração Direta) se contrai, a participação do investimento das empresas estatais no investimento total passa de 23,3% em 1974 para 26,9% em 1978 (Tabela 2), demonstrando notável dinamismo. Os investimentos em energia continuam sendo os mais importantes do setor estatal (53% entre 1974 e 1978), e sua participação no investimento total al-

cançou novo patamar de 13,5% para 1974-1978.

O setor de energia elétrica manteve, neste período, o ritmo de expansão do seu fluxo de investimento, crescendo entre 1974 e 1977 a 15,9% ao ano (Tabela 3). Os dados obtidos, para 1978 e 1979, são os investimentos autorizados pelos orçamentos de investimento das empresas estatais e tendem a subestimar os investimentos efetivamente realizados. Em função do seu peso (10% da inversão total da economia no biênio 77/78) e da regularidade do seu crescimento, o setor elétrico teve um papel preponderante na sustentação do investimento estatal, na conjuntura recessiva.

É importante apontar aqui para a criação e crescente importância do programa nuclear (NUCLEBRÁS e subsidiárias), cujo investimento deslança com vigor após 1977, prevendo-se vultosos gastos de inversão no próximo quinquênio. Com isso, o peso das inversões estatais na área de energia elétrica (*latu sensu*) deverá crescer ainda mais. A magnitude conjunta destes investimentos garantiu à construção civil pesada, e aos setores de bens de capital e material elétrico, um fluxo contínuo de demanda, assegurando o seu crescimento regular, acima da média da indústria de transformação, no período 74-78. Fica claro, assim, o papel marcadamente anticíclico desempenhado pelo investimento do setor, ao contrário dos períodos anteriores onde este investimento agudizava o ciclo.

Os investimentos da PETROBRÁS retomam o seu ritmo de expansão, a partir

TABELA 3

INVESTIMENTOS EM ENERGIA ELÉTRICA* (em milhões de cruzeiros)

Ano	Valores Correntes	Valores Reais 65/67 = 100	Taxa de Crescimento Anual
1966	919,6	922,4	
1967	1.283,5	1.002,7	8,7
1968	2.035,9	1.280,5	27,7
1969	2.484,9	1.294,2	1,1
1970	3.725,2	1.619,7	25,6
1971	4.920,5	1.776,3	9,7
1972	6.754,4	2.084,7	17,4
1973	8.847,2	2.372,0	13,8
1974	12.973,5	2.702,8	13,9
1975	20.961,8	3.419,5	26,5
1976	33.025,9	3.813,6	11,5
1977	52.652,1	4.257,7	11,6
1978	71.000,0	4.142,2	- 2,8
1979**	122.000,0	4.622,7	11,6

Obs.: * Sistema ELETROBRÁS + Itaipu.

** Total Autorizado

Fonte: ELETROBRÁS.

de 1973, crescendo a 31,1% ao ano entre 1973 e 1975 (tabela 4). Esta reaceleeração dos investimentos obedeceu, todavia, a novas prioridades. Com a súbita quadruplicação dos preços do óleo bruto, a empresa viu-se na contingência de investir pesadamente em exploração, especialmente da plataforma continental. Esta reordenação dos investimentos do sistema Petrobrás implicou num grande esforço, dobrando-se o nível absoluto da inversão real em apenas três anos. A partir de 1976, a empresa mantém este elevado patamar de investimento e complementa suas atividades de prospecção através dos contratos de risco. Neste mesmo período (pós-73), os investimentos em refino, derivados e distribuição foram muito menos intensos que na fase anterior, em virtude da política de contenção do crescimento do consumo. A rápida reestruturação dos investimentos, na direção apontada, tendeu a enfraquecer a articulação do setor com a indústria de bens de capital(1). Isto foi parcialmente compensado pela diversificação das inversões na área petroquímica e pela manutenção do patamar nas atividades de transporte, refino e distribuição.

Considerando que o setor elevou extraordinariamente o seu volume real de inversões entre 1973-1975 e manteve este elevado nível absoluto a partir de

1976, pode-se atribuir também ao investimento do sistema Petrobrás um papel de sustentação do fluxo da formação bruta de capital fixo, atuando assim, de forma estabilizadora na fase recessiva, ao contrário dos períodos anteriores.

2. Financiamento do Setor Elétrico Breve Histórico do Setor Elétrico

A intervenção do Estado no setor de energia elétrica, até este atingir sua formação atual, de virtual monopólio — com a recente compra da LIGHT —, deu-se de forma progressiva, porém bastante acidentada.

A primeira função do Estado foi essencialmente ordenadora, na forma de outorga de concessões de exploração. Restringindo, a partir de 1931, este poder à esfera federal, classificando, em 1932, as águas públicas e particulares, e, finalmente, apresentando o Código de Águas em 1934 — até hoje o seu principal instrumento legal de ação —, o Estado estabeleceu as bases jurídicas para a ordenação do setor.

A formação da Cia. Hidroelétrica de São Francisco (CHESF), em 1946, prenunciava uma nova forma de intervenção do Estado, por meio da produção direta de energia elétrica, que se vai manifestar basicamente a nível estadual, na década de cinquenta.

A criação da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul, da CEMIG, da COPEL e da USELPA representou o esforço individual de cada Estado no sentido de garantir para si um suprimento contínuo de energia. Estas companhias complementavam os serviços de eletricidade privados, cada vez mais deficientes em função do estímulo e crescimento das concessionárias estrangeiras ou da incapacidade das pequenas concessionárias nacionais.

O Estado tentou, em 1955, assumir o controle da expansão do setor, tanto ao nível de planejamento global como ao nível empresarial, com o Plano Nacional de Eletrificação, proposto originalmente por Vargas. Este plano incluía a formação de um fundo nacional de eletrificações — FNE —, a criação da ELETROBRÁS à semelhança da PETROBRÁS e previa uma forte articulação com o setor nacional produtor de equipamentos elétricos.

Pressões agudas, principalmente das concessionárias estrangeiras, impediram que o Plano fosse aprovado na forma proposta, tendo sido mantida, apenas, a criação do Fundo Federal de Eletrificação (FFE), com recursos provenientes de um Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) criado também em 1955. Estes recursos foram administrados originalmente pelo BNDE, que se tornou, até 1963, junto com o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE), o principal mentor e financiador dos planos de expansão do setor elétrico.

A necessidade de se aproveitar o potencial de bacias hidrográficas, que abrangiam diversos Estados, levou o Estado, como no caso da CHESF em 1946, a criar uma outra empresa federal de produção de energia — FURNAS — em 1957.

Esta intervenção federal vai se ampliar em 1961, com a aprovação tardia da criação da ELETROBRÁS, que, no entanto, somente vai possuir instrumentos de atuação a partir de 1963-1964, com a alteração no cálculo do IUEE de fixo para *ad valorem* e com a criação de Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia, ambos em grande parte canalizados para a ELETROBRÁS.

Pode-se dizer que é somente a partir de então que se implementa uma política centralizada de expansão do setor de energia, com a definição de um quadro institucional onde a ELETROBRÁS funcionaria como empresa "holding" do setor e também, na prática, como principal formuladora da política setorial (até

TABELA 4

PETROBRÁS: INVESTIMENTOS (em milhões de cruzeiros)

Ano	Valores Correntes	Valores Reais 65/67 = 100	Taxa de Crescimento Anual
1958	7,84	210,2	
1959	13,03	253,6	20,6
1960	24,41	367,6	45,0
1961	37,21	409,0	11,3
1962	42,39	307,2	- 24,9
1963	82,90	342,6	11,5
1964	169,60	367,9	7,4
1965	296,1	409,5	11,3
1966	418,9	420,2	2,6
1967	491,1	383,7	- 8,7
1968	621,5	390,9	1,9
1969	827,5	431,1	10,3
1970	1.488,8	647,3	50,2
1971	2.488,3	898,3	38,8
1972	2.820,9	870,6	- 3,1
1973	3.868,9	1.037,2	19,1
1974	7.248,0	1.510,0	45,6
1975	11.849,2	1.933,0	28,0
1976	15.963,9	1.843,4	- 4,6
1977	23.264,0	1.882,2	2,1
1978	32.751,9	1.910,8	1,5
1979	51.140,0	1.938,3	1,4

Fonte: *Relatórios Anuais da PETROBRÁS*.

Nota (1): O Índice de nacionalização dos bens de capital utilizado para a perfuração dos poços petrolíferos atinge 30% no continente, e somente, 10% no mar.

a crise energética vir a alterar este quadro institucional). Os grandes projetos de geração interestadual estão representados por empresas federais (FURNAS, CHESF, Itaipu, ELETROSUL, ELETRONORTE) e dentro das fronteiras de cada Estado a geração está a cargo de empresas estaduais. A distribuição, finalmente, é feita por empresas estaduais ou municipais fora do eixo Rio-São Paulo e concessionária estrangeira — a LIGHT — neste mesmo eixo. Consolida-se, também, a partir de 1964, um esquema de financiamento do setor, tanto ao nível fiscal (empréstimo compulsório, IUEE ad valorem), como a nível de capacidade de autofinanciamento das empresas (política realista de fixação de tarifas, correção monetária do ativo fixo).

Estas condições possibilitaram um processo de expansão contínua do setor e este, mesmo no período de desaceleração e crise da economia brasileira (1974-1979), apresenta taxas elevadas de investimento (ver Tabela 3). Se a política econômica de controle inflacionário restringiu, a partir de 1976, a capacidade de autofinanciamento do setor, comprimindo as suas tarifas, a possibilidade de as empresas se endividarem no exterior impediu que a expansão do investimento desacelerasse.

A crise do petróleo, em 1973, coloca a "questão energética" como um problema de Estado, e ocorre a partir daí uma mudança no quadro institucional e nas relações e responsabilidades dos agentes já existentes, quadro este ainda não completamente redefinido. Colocada acima das políticas setoriais de cada uma das diversas fontes de energia, a "questão energética" retira das "holdings" estatais o controle sobre a política setorial para formular uma política global de energia; para tanto, cria-se a Comissão Nacional de Energia, diretamente ligada ao gabinete da Presidência. No caso de energia elétrica, impõe-se um programa nuclear ao setor, sem obter o acordo da "holding" ELETROBRÁS.

Cabe agora examinar rapidamente a evolução tanto da capacidade instalada, como do padrão de inversão que acompanha esta intervenção do Estado no setor. A Tabela 5 mostra que a capacidade instalada de energia elétrica, que se mantinha estagnada em torno de 1000 MW até o fim da 2ª Guerra Mundial, apresenta um crescimento moderado até 1953, e a partir de então aumenta progressivamente, em resposta à expansão das empresas estaduais de geração e da

criação de FURNAS. Somente a partir de 1967-1968, porém, dá-se o grande arranque da expansão da capacidade, que praticamente dobra em 5 anos (1966-1971) e, novamente, em 7 anos (1972-1978), alcançando um nível de 21.000 MW em 1978.

O perfil dos investimentos no setor elétrico apresenta, com certa defasagem, um movimento semelhante ao da capacidade instalada. Até 1957, verifica-se um patamar de inversão baixo (com uma exceção em 1955), depois uma retomada do investimento no período Juscelino Kubitschek (1959-1960), que se estabiliza num patamar elevado até 1962, quando ocorre nova ascensão até 1964. A partir de 1966 se inicia um longo período ininterrupto de crescimento do investimento, mantido até hoje (2) (ver Tabela 3).

Padrões de Financiamento

O financiamento do setor de energia elétrica desdobra-se historicamente em duas fases: na primeira, correspondente à constituição e funcionamento inicial das empresas do setor, os recursos públicos — tanto impostos diretos como transferências orçamentárias ou empréstimos públicos subsidiados — representam a principal fonte de financiamento. Este período estende-se até 1967, quando, com a reforma fiscal, as dotações orçamentárias, tanto federais como estaduais, são desvinculadas de projetos específicos do setor. Também os adicionais sobre Imposto de Consumo (4% do

IVC — Imposto sobre Vendas e Consignação) foram extintos nesta data.

A partir de 1967, numa segunda fase, a política de realidade tarifária e a maturação de vários projetos, que passam a gerar receitas, colocam os lucros das empresas, e, portanto, o autofinanciamento, no primeiro plano como fonte de recursos, o que não significa que os recursos do Empréstimo Compulsório e do IUEE não continuem importantes para fortalecer o papel da "holding" financeira do setor, a ELETROBRÁS. Um desdobramento desta capacidade de autofinanciamento do setor é a possibilidade de endividamento externo que se coloca a partir de 1974 e que aumenta no período recente (1977-1980), devido à pressão da política anti-inflacionária na fixação de tarifas.

Fase Fiscal — 1950-1967

A principal fonte de financiamento, neste período consistiu nas dotações orçamentárias, tanto federais como estaduais. Estas eram a única fonte de recursos públicos até 1954, quando se cria o Fundo Federal de Eletrificação. Infelizmente, não há consolidação estatística destes recursos até esta data. É notório o fato de as principais usinas construídas no período — Paulo Afonso (CHESF), Três Marias (CEMIG e FURNAS — terem sido, em sua maior parte, financiadas por recursos orçamentários.

A criação do Fundo Federal de Eletrificação, em 1954, representa a primeira forma de institucionalizar e centralizar o fornecimento de recursos financeiros.

TABELA 5

CAPACIDADE INSTALADA DE ENERGIA ELÉTRICA (MW)

Ano	MW	Ano	MW
1940	1019	1061	3809
1941	1019	1962	4126
1942	1061	1963	4479
1943	1067	1964	4894
1944	1077	1965	5391
1945	1080	1966	5524
1946	1134	1967	5787
1947	1251	1968	6183
1948	1334	1969	7857
1949	1431	1970	8828
1950	1536	1971	10244
1951	1585	1972	10756
1952	1603	1973	12500
1953	1687	1974	13757
1954	2173	1975	16184
1955	2481	1976	17675
1956	2875	1977	19038
1957	3003	1978	21200
1958	3224	1979	—
1959	3216	1980	—
1960	3642		

Fonte: ELETROBRÁS

Nota (2): O investimento em 1978 e 1979 é o autorizado pelo orçamento. Fontes da ELETROBRÁS afirmam que estes números tenderiam a estar subestimados.

ros ao setor. Este Fundo é alimentado pela quota de 40% do IUEE correspondente à União, por 10% da Taxa de Despacho Aduaneiro e por um mínimo de 4% do total arrecadado pelo Imposto de Consumo.

Além do Fundo, administrado pelo então recém-criado BNDE, os Estados e Municípios eram obrigados a aplicar os 60% do IUEE que lhes correspondia ao setor de energia elétrica. Muitos dos Estados criaram os seus próprios fundos estaduais de eletrificação, carreando recursos adicionais aos seus orçamentos. Créditos de longo prazo a juros subsidiados ou recursos na forma de participação acionária eram também outorgados pelo BNDE. Finalmente o BIRD e o Eximbank financiavam alguns projetos, apoiados nas recomendações do Plano Salte e da Comissão Brasil-Estados Unidos.

A Tabela 6 mostra a evolução dos principais recursos públicos para o setor a partir de 1953 (não estão apresentados os recursos estaduais e municipais provenientes de orçamentos, consideráveis na fase de constituição das empresas estatais). Observa-se que o BNDE, já a partir de 1957, passou a ser (com exceção de 1960) o principal agente financiador do setor, até 1962. A média de sua participação no total de recursos neste período (1957-1962) alcançou 56%. O FFE, que até 1962 representava aproximadamente 1/3 dos recursos,

em 1962 lidera a participação no total. Isto se deve tanto ao crescimento substancial do seu principal elemento, os 4% do Imposto de Consumo, como a uma mudança no cálculo do IUEE, erodido pela inflação, para ad "valor" a partir de 1963.

A Tabela 6 ilustra ainda a importância do BNDE na formulação da política de investimento do setor, pois os recursos que manejava (os próprios e os do FFE) representavam quase a totalidade dos recursos públicos destinados ao setor.

A partir de 1964, ocorreram importantes mudanças nas estruturas de financiamento público do setor. A criação do Ministério de Minas e Energia no final de 1960, da ELETROBRÁS em 1962 e a transferência do FFE — assim como de todas as participações acionárias da União nas empresas de energia elétrica para a "holding" em 1963 — deslocam para a ELETROBRÁS e o MME as funções de ditar a política setorial, assim como centralizar a estrutura financeira do setor.

Para reforçar o papel de "holding" financeira da ELETROBRÁS, criou-se um Empréstimo Compulsório vigente a partir de 1964, a ser financiado pelos consumidores e cujos recursos seriam apropriados pela ELETROBRÁS e reinvestidos no setor de acordo com uma política setorial e regional, embora inicialmente 60% destes recursos devessem ser reaplicados

nos Estados, proporcionalmente à arrecadação de cada um deles. Originalmente com vigência até 1968, o Empréstimo Compulsório é estendido até 1973 e, posteriormente, até 1983. Em 1972, desvinculou-se a destinação dos recursos da origem da arrecadação, permitindo uma maior flexibilidade à ELETROBRÁS na realocação de recursos.

As empresas estatais também são fortalecidas a partir de 1964, tendo sido permitida a correção monetária do ativo imobilizado para efeito de cálculo de tarifa. Desde o Código de Águas, as tarifas são fixadas de acordo com o "custo do serviço". E no setor de energia elétrica o custo de capital representa a principal parcela do custo total, já que os custos correntes de matéria-prima e mão-de-obra são pequenos. A remuneração do investimento (10 a 12% dos bens e instalações em serviço) tinha peso preponderante na formação da tarifa, e no entanto, até 1964, os bens e instalações em serviços eram calculados pelo "custo histórico", o que representava um forte desgaste nas receitas, principalmente com o crescimento da inflação.(3)

Finalmente, medidas complementares de isenção fiscal favorecem também as concessionárias: redução do Imposto de Renda de 30 para 17% em 1964, isenção do imposto de importação de equipamentos a partir de 1966.

De maneira geral, pode-se caracterizar esta fase entre 1964 e 1967 como a

TABELA 6

PRINCIPAIS RECURSOS PÚBLICOS DO SETOR ELÉTRICO
(em milhões de cruzeiros correntes)

FUNDO FEDERAL DE ELETRIFICAÇÃO

Ano	Total	10% da Taxa Alfandegária	4% Imposto de Consumo	IUEE 39% União	Dotações Orçament. Dividendos e Outros	BNDE	Empréstimos Compulsórios	IUEE Estadual e Municipal	Total
1953	—	—	—	—	—	—	—	—	457
1954	—	—	—	—	—	—	—	—	610
1955	1256	337	582	337	—	—	—	505	2676
1956	1443	320	697	426	—	—	—	639	3151
1957	1643	244	920	479	—	—	—	719	7030
1958	2117	343	1219	555	—	—	—	824	8490
1959	2645	470	1581	594	—	3584	—	891	7120
1960	3278	445	2153	680	—	1367	—	1020	5665
1961	4673	566	3341	766	—	15704	—	1149	21526
1962	6824	1049	4908	867	—	10706	—	1300	18830
1963	22785	1687	16323	4775	—	3824	—	7162	33771
1964	—	—	—	—	—	21109	27888	—	—
1965	110651	4210	64280	39716	2445	3927	107772	61102	283452
1966	254686	7716	33120	63767	150083	64297	170949	98103	588035
1967	205043	—	56393	73411	75239	183700	145512	112940	647195

Fonte: MARTIN, J.M. BNDE. ELETROBRÁS.

Nota (3): As concessionárias estrangeiras, embora afetadas por este mecanismo, e ainda que se pronunciassem fortemente contra "custo histórico", conseguiram compensar a queda na receita tarifária através da remessa de lucros ao câmbio preferencial, podendo manter um razoável auto-financiamento do seu investimento.

de transição: geram-se neste período as principais condições institucionais e instrumentos financeiros para a futura expansão do setor, aproveitando-se inclusive o fôlego proporcionado pela queda na taxa de crescimento do consumo, decorrente da crise econômica 1962-1967. Neste período, os recursos públicos ainda são consideráveis, embora a tônica da política setorial já passe a concentrar-se na capacidade de expansão do setor mediante recursos próprios.

Fase Empresarial – 1967-1979

Este período caracteriza-se por uma retomada do investimento no setor de energia elétrica, desta vez sob o controle central da "holding" ELETROBRÁS. Os padrões de financiamento do setor indicam, no entanto, que este controle não se deu de forma imediata, tendo as empresas gozado de ampla autonomia numa primeira fase. A passagem da Reserva Global de Reversão (3% do BIS, Bens e Instalações em Serviços) para o controle da ELETROBRÁS, em 1972, a criação da Reserva Global de Garantia – RGG – 2% do BIS(4) em 1975, ambos recursos provenientes das receitas tarifárias das empresas, foram instrumentos importantes para consolidar o papel da ELETROBRÁS como "holding" financeira e centralizadora do setor.

Pretende-se, aqui, analisar a estrutura de financiamento do setor neste período, em 3 níveis: ao nível do conjunto das empresas concessionárias, tanto geradoras como distribuidoras (tabelas 7 e 8); ao nível da "holding" financeira, Eletrobrás (tabela 9) e ao nível do setor como um todo, consolidando ELETROBRÁS e empresas (Tabela 10).

As fontes de recursos das empresas (Tabela 7) mostram que os Recursos Próprios tendem, a partir de 1965, a manter uma participação relativamente estável, de cerca de 50%, até 1974. A partir daí, tanto a política inflacionária, que erodia as tarifas reais e por consequência a geração interna de recursos das empresas, como o esforço contínuo da inversão do setor fazem com que aumente progressivamente o endividamento global, que alcança 64,1% do total de recursos em 1977. Embora faltem informações consolidadas para 1978 e 1979, sabe-se que o endividamento, principalmente o externo, manteve-se em níveis elevados no período recente.

Se o endividamento total se acentuou a partir de 1975, o total de financiamentos privados no país e no exterior manteve uma participação surpreendentemente estável durante todo o período (cerca de 1/4 dos recursos). Verifica-se um aumento da participação da ELETROBRÁS nos financiamentos das empresas;

esta alcança, em 1977, 1/3 dos recursos totais e quase metade do total de financiamentos. Os empréstimos oficiais, embora reduzidos, também tendem a se elevar neste período (1975-1977), alcançando 5,3% dos recursos em 1977.

Estes dados mostram que a ELETROBRÁS tem participado de forma crescente no financiamento do setor, principalmente na forma de empréstimo, já que os seus "aportes" de capital – fundamentalmente reinvestimento de dividendos – permaneceram em níveis estáveis. Este seu papel revela-se claramente quando se consolida as fontes de recursos por instituições, somando-se recursos próprios e financiamentos, na Tabela 8.

A ELETROBRÁS representa, a partir de 1972, a primeira fonte de recursos das empresas, respondendo por quase 40% do total destes em 1977. Tal crescimento se deu em detrimento, principalmente, da participação do Governo, que se reduz pela metade (de 27,8% em 1967, para 14,5% em 1977) no decênio.

Na verdade, o Governo foi uma fonte de recursos muito importante nos momentos iniciais de constituição e formação das empresas, tendo participado tanto como acionista quanto como financiador de infra-estrutura (auxílio para construções). No entanto, estas funções foram transferidas para a ELETROBRÁS re-

TABELA 7

FONTES DE RECURSOS DAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA (Exclui-se a ELETROBRÁS) (em percentagem)

FONTE	ANO	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
RECURSOS PRÓPRIOS		56,6	58,1	49,0	51,7	51,2	50,1	49,8	48,2	44,8	42,8	35,9
- Autofinanciamento		24,0	24,9	24,3	27,0	27,4	29,4	29,6	28,1	22,6	22,2	20,9
- Geração Interna		23,1	22,7	22,0	23,7	23,1	24,5	24,1	23,0	18,5	17,7	16,5
- IUEE (Estado + Munic.)		0,9	2,2	2,3	3,3	4,3	4,9	5,5	5,1	4,1	4,5	4,4
- Aporte de Capital		28,9	7,0	7,9	18,9	12,3	18,9	17,4	10,7	12,4	12,6	10,7
- Governo		21,9	2,1	3,8	10,1	3,2	9,4	11,1	3,6	5,3	5,5	4,9
- Eletrobrás		6,8	4,8	2,3	8,1	7,0	5,2	6,3	7,0	5,6	7,1	5,6
- Privado		0,2	0,1	1,8	0,7	2,1	4,3	0,0	0,1	1,5	0,0	0,2
- Outros		3,7	26,2	16,8	5,8	11,5	1,8	2,8	9,4	9,8	8,0	4,3
(Auxílio p/construções)												
FINANCIAMENTOS		43,4	41,9	51,0	48,3	48,8	49,9	50,2	51,8	55,2	57,2	64,1
- ELETROBRÁS		22,6	18,0	21,2	19,1	20,0	26,0	29,7	26,2	28,6	28,7	33,3
- Bancos e Agências												
Oficiais (país)		2,2	2,6	7,6	2,8	2,0	0,5	1,5	2,4	2,6	3,9	5,3
- Outros		18,6	21,3	22,2	26,4	26,8	23,4	19,0	23,2	24,0	24,6	25,5
- País		7,1	10,0	6,5	11,2	10,4	3,5	4,2	6,8	6,4	9,1	6,8
- Exterior		11,5	11,3	15,7	15,2	16,4	19,9	14,8	16,4	17,6	15,5	18,7
TOTAL		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TAXA DE CRESCIMENTO REAL DOS RECURSOS			6,5	11,4	26,3	4,8	17,7	19,4	10,1	33,8	3,0	19,5

Fonte: ELETROBRÁS.

Nota (4): Segundo instruções do DNAEE, a parte de 2% será atingida progressivamente.

fletindo uma política mais geral de consolidação das "holdings" setoriais e de separação dos orçamentos públicos dos orçamentos das empresas estatais, que possibilita o controle centralizado das empresas.

A estrutura de recursos da "holding" ELETROBRÁS (Tabela 9) apresenta uma elevada participação de recursos próprios considerando-se que se trata de empresa que funciona como o "banco" ou a instituição financeira do setor. Destaca-se, dentro deste item, a geração interna, que vem crescendo até 1970 (35,3%) e depois oscila consideravelmente, atingindo 36,3% em 1978. As variações da geração interna representam a interação de movimentos diversos dos juros, principal da dívida e dividendos. A tendência verificada nos quadros anteriores, da ELETROBRÁS aumentar sua participação nos recursos das empresas via financiamento faz com que, na geração interna, o item dividendos diminua em relação a juros e principal da dívida, estes últimos não sendo afetados pelo comportamento das tarifas. Isto explica que não se registre queda maior, a partir de 1975, do item geração interna, ao contrário do que se verifica para o total das empresas do setor (ver Tabela 7 e 8), onde os recursos próprios foram afetados pela contenção tarifária pós-75.

No entanto, a participação das contribuições do IUEE e União e os "aportes" de capital do Estado tem decrescido sensivelmente a partir de 1973-1974, provocando queda na participação dos recursos próprios em 1976, que se aprofunda, atingindo 41,8% em 1978. Contribuiu, sem dúvida, para esta queda relativa, a alta taxa de crescimento real dos recursos da ELETROBRÁS no período.

Em relação ao capital de terceiros,

até 1974, a ELETROBRÁS contou essencialmente com recursos compulsórios levantados junto ao consumidor — o Empréstimo Compulsório — e, a partir de 1972, junto às empresas — Reserva Global de Reversão (3% do BIS) e da Garantia (2% do BIS). A queda na arrecadação do empréstimo compulsório a partir de 1972, o qual passa a ser cobrado exclusivamente sobre o consumo industrial e a taxas decrescentes (redução de 2,5% a cada ano até 1973), foi compensada pela instituição da Reserva Global de Reversão, já incluída na tarifa, mas que até 1972 permanecia como recurso das empresas.

A tomada de financiamentos pela ELETROBRÁS somente assume relevância a partir de 1975. Inicialmente no país e depois, a partir de 1977, no exterior, a tomada de empréstimos bancários é crescente, atingindo 28,5% do total de recursos em 1978, sendo 21,8% tomados no exterior.

É, portanto, somente a partir de 1975 que a ELETROBRÁS desempenha suas funções de "holding" financeira: tomada de empréstimos para repasse às empresas de seu sistema, com aproveitamento da ampliação virtual na capacidade de endividamento, característica do sistema "holding". Isto é, com a criação da "holding", a capacidade de endividamento global do sistema eleva-se, mesmo permanecendo constante a taxa de endividamento de cada empresa constituinte, pois se ampliam, em termos contábeis, os ativos totais do sistema.

A evolução das fontes de recursos para o setor de energia elétrica como um todo (Tabela 10), tendo-se consolidado a "holding" ELETROBRÁS e as empresas concessionárias, apresenta como traço principal, na década 67-77, uma nítida diminuição da importância das

transferências governamentais ("aportes" de capital), a par de uma elevação, pelo menos até 1974, nos níveis de autofinanciamento e uma crescente recorrência ao endividamento financeiro nos últimos anos do período considerado.

Os recursos próprios mantiveram uma participação relativamente elevada, embora com oscilações, até 1975, representando, em média, 62% do total de recursos. A queda nos "aportes" de capital do governo (federal, estadual e municipal) foi compensada pelo aumento nos níveis de autofinanciamento do setor. A partir de 1975, a continuada expansão dos investimentos (Itaipu, NUCLEBRÁS, etc.) e o congelamento das tarifas fazem com que o setor recorra de maneira crescente ao endividamento tanto interno como externo, chegando este a representar mais da metade dos recursos totais em 1977 (incluindo o Empréstimo Compulsório).

Deve-se ressaltar a retomada de importância do crédito interno, principalmente oficial (BNDE, Finame), a partir de 1974, refletindo em parte o índice crescente de nacionalização do equipamento utilizado em energia elétrica. Quanto ao crédito externo, este manteve uma participação importante e relativamente estável até 1976 (17,5%), quando as dificuldades no Balanço de Pagamentos e a política econômica decorrente incentivaram, ou mesmo forçaram, o setor a aumentar o seu endividamento externo, que passa para 30,6% do total de recursos em 1977, e que, segundo indicações da ELETROBRÁS, se acentuou ainda mais em 1978 e 1979(5). Em relação à composição do crédito externo, vale a pena ressaltar a queda na importância do crédito oficial (Eximbank, AID, BID e outros) e crescimento de importância dos bancos internacionais

TABELA 8

FONTES DE RECURSOS CONSOLIDADA DAS EMPRESAS CONCESSIONÁRIAS DE ENERGIA ELÉTRICA
(exclui ELETROBRÁS)
(em percentagem)

Fonte	ANO											
	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	
AUTOFINANCIAMENTO	24,0	24,9	24,3	27,0	27,4	29,4	29,6	28,1	22,6	22,2	20,9	
ELETROBRÁS	29,4	22,8	23,5	27,2	27,0	31,2	36,0	33,2	34,2	35,8	38,9	
GOVERNO	27,8	30,9	28,2	18,7	16,7	11,7	15,4	15,4	17,7	17,4	14,5	
ENTIDADES FINANCEIRAS PRIVADAS E INTERNACIONAIS	18,8	21,4	24,0	27,1	28,9	27,7	19,0	23,3	25,5	24,6	25,7	
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
TAXA DE CRESCIMENTO REAL DOS RECURSOS		6,5	11,4	26,3	4,8	17,7	19,4	10,1	33,8	3,0	19,5	

Fonte: Tabela 7.

Nota (5): A possibilidade de incorporar as perdas cambiais (diferença de câmbio) sobre empréstimos contralados no exterior, na formação das tarifas de energia elétrica, facilitou o aumento do endividamento externo, embora no período recente 1979-80, a fixação de tarifas tenha se afastado, em grande parte, de critérios técnicos de custos para se enquadrar na política geral de combate de preço (CIP-SEPLAN). A dívida externa do setor de energia elétrica, no início de 1980, foi estimada em 7,3 US\$ bilhões.

privados, o que reflete num movimento mais geral de reciclagem de dívida externa, pós-73, via bancos comerciais em vez dos tradicionais organismos internacionais.

A Crise Energética e a Autonomia das Empresas Estatais

Nesta seção, pretende-se levantar algumas questões referentes à autonomia das empresas estatais de energia, frente à crise energética e econômica do período 1974-1979.

No período anterior, de expansão da economia brasileira (1968-1973), as empresas estatais destacaram-se pela ampla autonomia que desenvolveram, tanto para decidir suas metas e direções de crescimento como para fixar preços e tarifas para financiar seus programas de investimentos. Tal autonomia verificou-se tanto ao nível das empresas como ao nível das "holdings", dependendo dos setores. No caso do petróleo, o monopólio da PETROBRÁS fez com que, desde a sua formação, esta "holding" concentrasse o controle sobre o setor. No caso de energia elétrica, as empresas, subsidiárias e concessionárias, puderam gozar de alto grau de autonomia financeira e gerencial, principalmente no período 1968-1973, pois o processo de consolidação da ELETROBRÁS estabeleceu-se de forma bastante gradual, solidificando-se somente a partir de 1972. O fato de que estas empresas tenham surgido como soluções locais ou regionais e que tenham

fortes ligações com as suas respectivas administrações estaduais, explica em parte as resistências encontradas para a centralização do setor.

Pode-se dizer, no entanto, que em 1974 as duas "holdings" estatais do setor energético — ELETROBRÁS e PETROBRÁS — apresentam um padrão de controle sobre o setor e suas subsidiárias fortemente centralizado. Existe, também, então, entre as "holdings", uma clara divisão de responsabilidades e campos de atuação na área energética: uma na área de derivados de petróleo e petroquímicos e outra na área de energia elétrica. A expansão horizontal e vertical das atividades da PETROBRÁS, a partir de 1968, não chega a alterar essa divisão.

A natureza das empresas "holdings", seu tamanho, o volume de recursos e de pessoal, seu controle sobre subsidiárias e concessionárias, sua articulação com segmentos da indústria, o peso de sua atuação, tanto ao nível regional como nacional, e sua capacidade de gerar ou tomar recursos financeiros, sem passar pela estrutura do Estado, foram os principais fatores que fizeram com que estabelecessem uma base de poder autônoma em relação ao aparelho central do Estado.

A autonomia que essas "holdings" detinham em relação ao Estado manifestava-se de duas formas. Na primeira delas, a política da própria empresa se confundia com a política governamental para o setor. Isto significava que, embora existissem, dentro do Estado, órgãos como

Ministério de Minas e Energia, Conselho Nacional de Petróleo (CNP), Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), aos quais competia definir as políticas setoriais respectivas, esses órgãos, até 1974, tendiam a ratificar as políticas fixadas pelas "holdings" dos dois setores as quais definiam as prioridades de investimento, as metas de expansão, sua distribuição regional, a política de compra de equipamentos etc. Na outra forma, a autonomia se manifestava na possibilidade de essas empresas fixarem as tarifas e preços de seus serviços e produtos de forma independente, garantindo elevados níveis de autofinanciamento, o que, por sua vez, reforçava seu nível de independência para formular as grandes políticas setoriais.

De fato, a análise anterior da estrutura de financiamento do setor energético mostrou que os recursos públicos deixaram de ser a principal fonte de financiamento a partir de 1967-1968, quando a geração de recursos internos assume a preponderância.

A crise energética deflagrada pela quadruplicação dos preços do petróleo em fins de 1973 e a desaceleração da economia brasileira a partir de 1974 (que, a partir de 1976, se configura numa crise econômica) tendem a alterar significativamente o nível de autonomia alcançado até 1974.

A crise energética coloca pela primeira vez para o Estado a questão da energia de forma global. Até então, as dife-

TABELA 9

ELETROBRÁS: FONTES DE RECURSOS (em percentagem)

Fonte	ANO												
	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	
RECURSOS PRÓPRIOS	56,4	58,7	60,8	63,7	58,7	54,0	59,7	55,9	59,5	44,3	39,4	41,8	
— Autofinanciamento	28,6	41,5	44,8	44,8	37,2	40,7	48,5	36,0	45,6	35,9	38,1	39,0	
— Geração Interna	12,8	23,6	26,6	35,3	26,0	29,4	37,4	26,4	38,2	30,5	33,7	36,3	
— IUEE	15,8	17,9	18,2	9,5	11,2	11,3	11,1	9,6	7,4	5,4	4,4	2,7	
— Aporte de Capital													
— Governo	14,0	18,4	23,5	18,4	21,2	14,3	14,5	14,7	12,1	6,9	2,1	2,6	
— Outros	13,8	-1,2	-7,5	0,5	0,3	-1,0	-3,3	5,2	1,8	1,5	-0,8	0,2	
RECURSOS DE TERCEIROS	43,6	41,3	39,2	36,3	41,3	46,0	40,3	44,1	40,5	55,7	60,6	58,2	
— Setoriais	31,3	34,7	35,2	34,2	37,6	40,1	36,7	41,2	30,3	34,0	33,3	29,7	
— Emprést. Compulsório	31,3	34,7	35,2	34,2	37,6	22,9	23,7	19,8	17,7	16,6	13,2	13,0	
— R.G.R.						17,2	13,0	21,4	12,6	17,4	20,1	16,7	
— Entidades Financeiras	12,3	6,6	4,0	2,1	3,7	5,9	3,6	2,9	10,2	21,7	27,3	28,5	
— País	10,6	3,9	1,3				0,3		8,2	19,5	7,9	6,7	
— Exterior	1,7	2,7	2,7	2,1	3,7	5,9	3,3	2,9	2,0	2,2	19,4	21,8	
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
TAXA DE CRESCIMENTO REAL DE RECURSOS		0,5	12,1	59,9	6,9	53,1	13,8	21,4	26,1	22,9	17,4	20,1	

Fonte: ELETROBRÁS.

rentes fontes energéticas eram tratadas de maneira estanque, sem que se considerassem possibilidades de substituição. O próprio conceito mais abstrato de "energia" não existia de forma operante e nem encontrava dentro do Estado algum agente ou instituição que se preocupasse com a sua questão.

A partir de 1974, o problema energético assume um caráter de questão nacional e passa a ter tratamento prioritário por parte do Estado, e ser considerado de segurança nacional. Isto implica vários desdobramentos quanto à autonomia das duas "holdings". Em primeiro lugar, as políticas setoriais devem, a partir de agora, amoldar-se a uma política global de energia. Nesta, a questão da substituição de uma fonte por outra se coloca necessariamente, e de uma certa forma vai condicionar o desenvolvimento de cada fonte de acordo com uma racionalidade maior, acima da racionalidade de desenvolvimento de cada fonte individual. Em segundo lugar, tanto o fato de ter-se tornado questão nacional como o de ter de abordar o problema de forma global e centralizada fazem com que a questão energética seja tratada diretamente pela estrutura centralizada do Estado, a nível de Gabinete da Presidência e Conselho de Segurança Nacional. A perda de autonomia das "holdings" é, nestas condições, bastante clara. Elas não podem mais, de forma independente, determinar a política geral de seu setor e o próprio acesso e capacidade de pressão junto às instâncias do po-

der, que decidem as questões energéticas, não é automático.

É evidente que este processo de centralização e equacionamento da questão energética não é linear nem imediato. A capacidade de resistência das "holdings", por um lado, e, por outro, os vários interesses econômicos privados e estrangeiros, interessados em garantir uma participação nesta nova fronteira de expansão, tornam esta tarefa bastante difícil e prolongada para o Estado. É no quadro desta argumentação que poderia ser explicado o longo período de definição de um órgão que viesse a centralizar a política energética — a Comissão Nacional de Energia —, finalmente criado em 1979, e a demora em elaborar um primeiro planejamento integrado de energia, que também só aparece em 1979, na forma do "Modelo Energético Brasileiro". O novo "round" de aumento de preços do petróleo em 1979 e o acentuar da crise econômica no mesmo ano são, na verdade, os fatores que forçam uma definição do Estado quanto à questão.

Neste período de seis anos entre as duas crises (73 e 79), a aparente imobilidade e demora do Estado em equacionar a questão não podem ser, como vimos, atribuídas exclusivamente ao entranhamento da burocracia estatal. Elas encobrem uma acirrada concorrência de interesses e órgãos diversos. Neste processo, a autonomia das "holdings" estatais em relação às políticas setoriais foi sendo seriamente erodida. Todas as

decisões importantes relativas ao setor energético, tomadas neste período, atingiram diretamente os interesses das "holdings": o PRÓ-ALCOOL, anunciado em 1975, colocava em cheque o monopólio da PETROBRÁS na área de combustíveis líquidos; a abertura dos contratos de risco ao capital estrangeiro também foi imposta à revelia da PETROBRÁS, quebrando o monopólio que esta empresa detinha na área; finalmente, na área de energia elétrica, implantou-se um programa nuclear que não representava a posição da ELETROBRÁS quanto ao assunto e criou-se uma nova "holding" — a NUCLEBRÁS —, que divide a partir de então, com a ELETROBRÁS, as responsabilidades do setor elétrico.

Mesmo o Ministério ao qual pertencem as duas "holdings", o de Minas e Energia, vê o seu poder de decisão erodido por outros órgãos, inclusive ministeriais como o Ministério da Indústria e do Comércio (PRÓ-ÁLCOOL).

A crise de 1979 tende somente a acentuar esta perda de autonomia com a efetiva centralização das decisões junto à Comissão Nacional de Energia.

A este processo de centralização da questão, a nível nacional, contrapõe-se um movimento, ainda que de forma incipiente, a favor da regionalização do problema energético. Postos o tamanho de Pafs e as diversidades de composição de recursos energéticos e as possibilidades distintas de substituição de uma fonte por outra, em função de peculiaridades regionais ou mesmo estaduais, podem

TABELA 10

FONTES DE RECURSOS
SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Fonte	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
RECURSOS PRÓPRIOS	65,9	65,8	59,2	57,0	56,0	64,0	65,2	62,4	59,2	52,0	45,7
— Autofinanciamento	29,6	28,3	25,5	31,5	29,8	42,2	46,4	42,5	35,9	34,2	34,5
— Geração Interna	24,6	21,9	18,8	24,9	21,6	24,2	25,4	22,9	19,8	16,9	18,3
— IUUE (Estado + Municípios)	5,0	6,4	6,7	6,6	8,2	9,5	10,5	9,7	7,6	7,2	7,1
— R.G.R.	—	—	—	—	—	8,5	10,5	9,9	8,5	10,1	9,1
— Aporte de Capital	31,9	32,3	29,1	23,4	22,3	21,2	20,3	19,7	21,7	14,7	10,5
— Governo	31,3	30,6	25,9	21,5	19,6	16,4	20,0	18,8	18,3	14,2	10,0
— Privado	0,6	1,7	3,2	1,9	2,7	4,8	0,3	0,9	3,4	0,5	0,5
— Outros	4,4	5,2	4,6	2,1	3,9	0,6	— 1,5	0,2	1,6	3,1	0,7
FINANCIAMENTOS	34,1	34,2	40,8	43,0	44,0	36,0	34,8	37,6	40,8	48,0	54,3
— Compulsório	8,1	7,9	8,3	10,4	11,6	8,9	9,4	8,4	7,2	7,7	6,4
— Entidades Financeiras	26,0	26,3	32,5	32,6	32,4	27,1	25,4	29,2	33,6	40,3	47,9
— Pafs	13,0	13,9	15,3	15,3	13,5	4,1	6,5	10,0	13,3	22,8	17,3
— Ex terior	13,0	12,4	17,2	17,3	18,9	23,0	18,9	19,2	20,3	17,5	30,6
TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TAXA DE CRESCIMENTO REAL DOS RECURSOS		12,9	9,2	22,4	5,5	22,6	11,1	12,9	32,2	7,8	12,6

Fonte: ELETROBRÁS.

existir várias soluções energéticas. As mini-usinas de produção de álcool e de energia elétrica apontam para essa direção. Estas soluções locais escapam ao controle das grandes "holdings", reduzindo portanto as suas áreas de atuação, mas podem ser, por outro lado, coordenadas por companhias energéticas locais ou regionais. Desta forma, esta tendência regional indica que as "holdings", na medida que não podem transformar-se em companhias energéticas, sofrerão no futuro uma erosão de autonomia também por este lado.

A possibilidade de definir as grandes políticas setoriais representa apenas um aspecto da questão da autonomia das empresas estatais. Cabe agora examinar a evolução da autonomia financeira e gerencial das "holdings" e das empresas neste período de crise.

Como já foi visto, no período chamado "milagre brasileiro", as empresas estatais gozaram de ampla autonomia financeira e gerencial, garantidas em parte pelos elevados níveis de autofinanciamento alcançados. A possibilidade de as empresas fixarem livremente os níveis de preços de seus serviços e o rápido crescimento da economia neste período foram decisivos para explicar estes elevados níveis. A partir de 1974, o Governo tenta evitar a desaceleração da economia, lançando um grandioso projeto de desenvolvimento — o II Plano Nacional de Desenvolvimento (II PND) — no qual as empresas estatais têm um papel preponderante, principalmente na área de energia. Até fins de 1975, quando fracassa o projeto, as empresas do setor conseguem os recursos para os seus planos de expansão, ocorrendo no entanto algumas restrições e controles formais como incidência do imposto de renda e autorização presidencial para formar subsidiárias. Estas restrições não afetam realmente a **performance** das empresas e devem ser vistas mais como uma resposta à "virulenta" campanha contra a estatização da economia que é lançada neste período.

A crise econômica que se configura a partir de 1976, caracterizada pela elevação do patamar inflacionário e pelas dificuldades crescentes no Balanço de Pagamentos, leva o Governo a praticar uma política de intenção contencionista, como controle de crédito, de preços e cortes orçamentários. Esta política afetou diretamente as empresas estatais: implantou-se um sistema rígido de controle de investimentos, por meio de um orçamento prévio a ser aprovado

pela Seplan; o Governo passou a controlar, por intermédio do Ministério da Fazenda, todos os aumentos de preços e tarifas públicas; limitou-se o acesso das empresas ao crédito interno. As empresas do setor energético foram afetadas de maneira diferenciada por esta política: no caso do setor elétrico, ocorreu um achatamento das tarifas reais o que enfraqueceu a capacidade das empresas de gerarem recursos internos (ver seção anterior); no caso dos derivados de petróleo, a política de contenção do consumo via aumento de preços, impediu que este achatamento ocorresse, sem permitir, no entanto, que a PETROBRÁS se beneficiasse plenamente desses aumentos. De fato, criou-se uma série de alíneas, destinadas a vários fundos de investimento prioritários, mantendo sob rígido controle os preços recebidos pela Petrobrás ex-refinaria — os chamados preços de realização. Como resultado os recursos próprios da empresa tendem a declinar em termos reais a partir de 1976.

A tentativa de conter o crescimento das empresas estatais, por meio de cortes e controles mais rígidos, foi sendo derrotada pela necessidade crescente do Governo de obter recursos externos para equilibrar o Balanço de Pagamentos — o outro pólo central da política econômica.

As empresas estatais não deixaram de se expandir, principalmente no setor de energia elétrica, complementando seus recursos próprios com um endividamento externo crescente. Os padrões de financiamento analisados na seção anterior apontam claramente para esta direção. As empresas beneficiaram-se da incompatibilidade estrutural da política econômica neste período (1976-1978), que buscava, ao mesmo tempo, ser contencionista e anti-inflacionária e resolver os problemas das contas externas. Se, por um lado, esta impunha controles de vários tipos às empresas estatais, por outro dependia dessas empresas para tomar recursos externos e equilibrar o Balanço de Pagamentos, contando com a elevada capacidade de endividamento que estas empresas gozavam no exterior. Neste processo, a autonomia financeira das empresas preservou-se, embora às custas de um endividamento crescente.

As mudanças na política econômica ocorridas no segundo semestre de 1979 e 1980 visaram, em relação às empresas estatais, a ampliar as margens de controle e centralização de decisões do Governo, sem diminuir necessariamente a ex-

panção dessas empresas. Cria-se um órgão de controle — a Secretaria Especial para as Empresas Estatais (SEST) — responsável pela coleta de informações e acompanhamento dos orçamentos das empresas. Obriga-se as empresas a depositarem os dividendos da União, antes automaticamente reinvestidos, num Fundo de Desenvolvimento controlado pela SEPLAN e SEST. Esta medida, embora não afete gravemente as finanças das empresas, representa um importante instrumento de controle e barganha para a SEST, pois forçará as empresas a discutirem seus planos de investimentos com a SEST na tentativa de conseguir o reinvestimento desses dividendos. Na área gerencial, limitaram-se os aumentos de salários das diretorias, e, mais recentemente, congelaram-se até 1981 as novas contratações de pessoal das empresas. Finalmente, com o agravamento da crise econômica, decretou-se um corte de 15% nas importações e investimentos das empresas estatais, com exceção da PETROBRÁS, NUCLEBRÁS e ITAIPU.

As medidas tomadas a partir de 1979 em relação às empresas do setor energético reduziram claramente a autonomia das empresas e "holdings" do setor. É interessante notar que este maior controle por parte do Governo Central não se dá ao nível do Ministério de Minas e Energia, responsável pelas empresas, e sim ao nível da SEPLAN, onde se concentra o comando da política econômica.

Se a política econômica, neste período recente, restringiu a autonomia do setor, impondo vários cortes e controles, ela ainda continua dependendo das empresas para a tomada de recursos no exterior — reciclagem da dívida externa. Os financiamentos externos levantados pela PETROBRÁS e ELETROBRÁS, no primeiro semestre de 1980, (650 US\$ milhões) indicam esta dependência.

A atual estrutura de preços de energia elétrica

PETER GREINER

Superintendente de Planejamento Tarifário e Mercado da ELETROPAULO. Engenheiro Civil pela Epusp, com pós-graduação em Administração pela Fundação Getúlio Vargas, dirigiu as obras da usina de Chavantes e Paraibuna-Paraitinga e a área de Programação e Orçamento de Obras da Uselpa/CESP. Foi assessor da presidência da Construções e Comércio Camargo Correa para a área internacional.

No momento que corre, falar do preço de um serviço público suscita, em boa parte dos leitores, idéias sobre custos exagerados, ineficiências e outras críticas do gênero.

Na verdade, o preço cobrado pela energia elétrica do Brasil é sensivelmente inferior aos preços vigentes na quase totalidade dos outros países, residindo o maior problema no baixo nível de rendimento de uma grande parcela da população, em comparação com os países mais desenvolvidos.

É justo dizer que o setor elétrico brasileiro apresenta uma concepção estrutural bastante aceitável, ainda que necessite de algumas reformulações, e que os desajustes por que passa são de natureza passageira e plenamente superáveis, uma vez equacionados os fatores exógenos ao setor que se alinham como principais causas destes problemas.

Assim, o tema proposto se reveste de grande atualidade e importância fundamental nesta fase de ajustes inadiáveis. Após um período de reestruturação, a partir da criação da ELETROBRÁS, há 20 anos, marcado por expressivos investimentos, nacionalização das concessionárias de capital estrangeiro, caracterizado, também, pelo uso extensivo de capitais de terceiros, o setor se defronta, no momento, com uma série crise financeira que vem a exigir significativas reformulações.

Ao mesmo tempo, a realidade político-social presente vem colocando ao setor encargos adicionais, na medida em que se procura aliviar os custos dos serviços para as camadas sociais de menor

renda e restabelecer tarifas incentivadas para alguns setores e atividades específicas, contribuindo, as correspondentes reduções de receita, para o aprofundamento dos problemas do setor.

Neste contexto, as políticas a serem definidas devem se calcar no equilíbrio, o mais adequado possível, entre medidas de curto prazo, inadiáveis para o alívio dos problemas mais prementes, e aquelas básicas e duradouras, que visem assegurar à nação e a seus setores condições de um desenvolvimento seguro e sadio. É por este motivo que a parte conceitual da estrutura tarifária do setor devem merecer uma atenção bastante criteriosa.

1. Características do serviço de eletricidade

Para fins de um claro entendimento dos princípios discutidos na tarifação da energia elétrica é fundamental conceituar-se a natureza destes serviços.

O serviço de eletricidade pode ser entendido como indústria, fornecedora de um bem de utilidade pública: a energia elétrica.

Como indústria, deve estruturar sua produção e distribuição de forma auto-sustentável, com base nos preços cobrados aos consumidores pelos bens supridos. Por outro lado, considerar-se o serviço de fornecimento de energia elétrica como sendo de utilidade pública significa que ele deverá estar disponível a todos que dele se queiram utilizar, mediante pagamento de um preço justo.

Excluindo-se o serviço de eletricidade da categoria do serviço público propriamente dito, elimina-se o custeio sistemático através dos recursos dos cofres, públicos, por conta da receita fiscal que onera toda a comunidade. Como corolário, a exigência da cobrança dos "serviços prestados" aos consumidores eliminaria a faculdade de favorecimento de uns em detrimento de outros.

Ao mesmo tempo, a obrigação da disponibilidade do serviço, a um nível de qualidade e segurança compatível com sua importância, pressupõe um modelo econômico-financeiro e tarifário que permita o equilíbrio dessa indústria e viabilize a sua contínua expansão.

As características básicas deste "serviço de utilidade pública" são:

a) Necessidade de "monopólio ou privilégio por área de concessão", pois seria um desperdício e despropósito manter em duplicidade as redes de distribuição elétrica. Por este motivo, cabe a órgãos do governo o "poder concedente da exploração", vale dizer, a autorização do funcionamento de cada concessionária em sua área, bem como o estabelecimento dos critérios de tarifação dos serviços e seu controle, em função da impossibilidade de opção por parte do consumidor e da inviabilidade de preços concorrenciais.

b) Simultaneidade entre produção e consumo da energia elétrica, que não pode ser estocada a não ser na forma de armazenamento d'água nos reservatórios, implicando no planejamento e capacitação antecipados do sistema para colocá-lo em condições de atender integralmente à demanda de pico e a energia requisitada pelos consumidores. O consumidor tem como natural e evidente a disponibilidade da energia: qualquer interrupção, independente de ser por necessidade de manutenção normal ou de racionamento grave, é interpretada como falha do serviço.

c) Os sistemas elétricos exigem alta capitalização e longos períodos de maturação dos projetos envolvidos: geração — 7 a 10 anos e transmissão — 2 a 6 anos. Nestas condições, não sendo possível cobrar do consumidor atual o custo total antecipado dos investimentos relativos aos consumos futuros, o setor elétrico exige elevada capitalização para tais investimentos, abastecidos por capitais adicionais providos pelos acionistas, recursos de terceiros ou do governo, de acordo com a estrutura financeira adotada para o setor.

Resumindo, a tarifa da energia elétrica deve:

— ser regulamentada e controlada pelo Poder Concedente ao qual cabe fiscalizar as empresas concessionárias;

— ser cobrada pelo serviço, *latu sensu*, abrangendo os custos de investimento e operação do sistema de geração, transmissão e distribuição acrescidos da

complexa infra-estrutura de apoio, ge-
rência, manutenção, e etc.;

– integrar-se num modelo econômico-financeiro que viabilize a indispensável expansão dos sistemas para que a oferta de energia possa manter sua aderência à demanda nos diferentes pontos de consumo, vale dizer que deve compensar o custo do serviço prestado, incluída uma adequada remuneração do capital;

– dar tratamento equitativo aos consumidores que deveriam arcar integralmente com os custos envolvidos.

2. Princípio da tarifação pelo custo do serviço

A partir da década de 1930/40 a legislação do setor de energia elétrica (Código de Águas) fixou como princípio a tarifação da energia elétrica pelo "custo do serviço". Embora sua aplicação, ao nível das concessionárias, tivesse, ao longo do tempo, sofrido adaptação e agregação de normas e medidas, refletindo políticas governamentais, o "custo do serviço" continua sendo a base referencial da fixação do nível tarifário. Seu detalhamento pressupõe a prévia discussão dos conceitos envolvidos.

Classicamente se define o preço de um produto como seu custo de produção acrescido do lucro. Daí, a possível inferência de que a energia elétrica, tarifada pelo "custo do serviço", seria fornecida apenas pelos custos operacionais, excluída qualquer parcela a título de lucro, entendimento simplista que inviabilizaria o setor elétrico, a menos que o governo provesse recursos para todos os investimentos, a fundo perdido, por conta do contribuinte.

Conforme se viu, a atividade do setor elétrico envolve a aplicação de um determinado capital, em bens e instalações, nas condições estipuladas pelo Poder Concedente, ao qual reverterão tais instalações, ao fim da concessão.

Não se justifica, no caso, uma compensação de risco, representando o lucro, tão somente, a remuneração do capital investido pelo concessionário, uma espécie de empréstimo ao Poder Concedente, com reserva de administração.

Simplificadamente, o faturamento das concessionárias se compõe dos seguintes itens:

I – Custos da Concessionária

- Pessoal
- Material, Serviços e Diversos
- Quotas de Reintegração (Depreciação)

- Energia comprada
- Combustível
- Diferença de câmbio

II – Remuneração do investimento

10 a 12%/ano sobre o imobilizado, destinado a:

- Dividendos sobre o Capital Próprio
- Custos dos Capitais de Terceiros
- Reinversões no sistema

III – Encargos do consumidor

- Quotas de Garantia (*) – fundo de transferência de recursos entre concessionárias, para permitir a equalização tarifária.
- Conta de Consumo de Combustível – rateio do custo na geração térmica entre empresas interligadas.
- Quota de Reversão – fundo da União gerido pela ELETROBRÁS.

(*) constitui uma parcela aditiva (despesa), nas empresas de menores custos e uma negativa (receita), nas empresas de alto custo. Tratando-se de transferências, sua soma é nula para o conjunto de concessionárias do setor.

IV – Carga tributária

- Imposto Único Sobre Energia Elétrica – arrecadado pela União e redistribuído conforme legislação própria.
- Empréstimo Compulsório – para a ELETROBRÁS.

A apuração dos "custos do serviço" (I+II) é estritamente regulada pelo DNAEE – Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, através de um detalhado Plano de Contas, associado a regras explícitas de contabilização.

São igualmente fixados pelo DNAEE os prazos de depreciação das instalações (33 anos para usinas hidráulicas, 25 anos para a rede de transmissão e distribuição e 20 anos para as usinas térmicas), além de critérios que limitam determinadas despesas: evolução do quadro de pessoal, cobertura dos juros de obras em andamento, etc... Por tudo isto se procura limitar e disciplinar a agregação de custos no interesse dos consumidores.

3. Formação do preço final aos consumidores

Além dos custos e remuneração das empresas concessionárias são cobradas

aos consumidores outras parcelas, entre as quais merecem destaque a Quota de Reversão, o Imposto Único sobre Energia Elétrica e o Empréstimo Compulsório, compondo o preço final cobrado.

Quota de Reversão

Com a finalidade de constituir um fundo para reverter à União o patrimônio das concessionárias de energia elétrica, no término do prazo das respectivas concessões, o Decreto 41.019/57 criou as Quotas de Reversão ou Amortização.

Até 1971, estes recursos eram aplicados, pelas respectivas concessionárias, na ampliação de seus próprios sistemas, capitalizando juros anuais de 6% sobre o montante acumulado e contabilizado em nome da União.

A partir daquela data, as Quotas de Reversão, totalizando 3% anuais sobre o investimento das empresas, passaram a ser recolhidas a um Fundo de Reversão, gerido pela ELETROBRÁS, que vem destinando tais recursos, cada vez mais, a suas subsidiárias, através de empréstimos a juros baixos.

A compra da LIGHT (última das grandes empresas privadas e estrangeiras do setor elétrico) praticamente esgotou a razão original do Fundo de Reversão e, descaracterizando o seu objetivo inicial, ele se transformou, efetivamente, numa fonte de recursos para expansão do sistema.

Atualmente, seu cálculo está fixado em até 4% do Investimento Reversível, segundo Decreto nº 1.849/81.

Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE) e Empréstimo Compulsório (EC)

O EC e o IUEE constituem obrigações legais, de natureza distinta, calculadas sobre uma mesma base, denominada Tarifa Fiscal, uma tarifa média apurada para fins fiscais. O Empréstimo Compulsório é devido pelos consumidores industriais, com consumo acima de 2000 kWh/mês, a uma taxa de 32,5% da Tarifa Fiscal. O Imposto Único sobre Energia Elétrica é aplicado aos consumidores comerciais, residenciais e industriais com consumo até 2000 kWh/mês, às taxas de 60%, 50% e 16%, respectivamente.

É necessário lembrar a natureza distinta destas incidências já que o Empréstimo Compulsório se destina diretamente à ELETROBRÁS, para devolução após 20 anos de retenção, descontos aplicáveis de até 98% a consumidores em condições especiais.

Já o Imposto Único sobre Energia Elétrica não é passível de descontos e, repassado à União, é posteriormente destinado aos Municípios (10%), Estados (50%) e à própria União.

4. Estrutura tarifária e descontos básicos vigentes

Uma vez apurado o total do Custo do Serviço, projetado por todas as empresas e consolidado pelo DNAEE através do PLANTE – Planejamento de Tarifas de Energia Elétrica – cabe estabelecer as tarifas para os diversos grupos de consumidores, de forma a se ter a cobertura integral dos custos previstos.

Sobre uma estrutura básica de tarifas, condizentes à segmentação do mercado, aplicam-se, periodicamente (atualmente a cada três meses), elevações dos níveis tarifários para fazer frente à elevação dos custos, inevitáveis no presente regime inflacionário.

Idealmente, dever-se-ia cobrar ao consumidor a parcela real de sua participação no custo, em função do ponto e da tensão em que se conecta no sistema. Ainda que haja limitações na apuração dos custos a este nível de detalhe, o Poder Concedente criou uma estrutura tarifária que contempla os seguintes fatores:

– tensão de fornecimento: tarifas menores quanto mais elevadas a tensão e, por decorrência, o consumo, com menores investimentos da concessionária na rede;

– demanda: nos consumidores ligados em tensões mais elevadas a tarifa é binômica, cobrando-se uma tarifa de consumo, aplicado aos kWh consumido no mês (quantidade de energia) e outra tarifa aplicada à demanda de potência do consumidor em kW;

– políticas de incentivos: através de descontos aplicados a certos segmentos de consumidores e dos níveis mais baixos de consumo residencial, aplicados em cascata cumulativa, visando o tratamento equânime a consumidores da mesma classe.

A estrutura tarifária vigente a partir de 06/03/85 é a relativa a Figura 1.

A estes valores se acrescentam o Imposto Único de Energia Elétrica ou Empréstimo Compulsório dependendo do tipo do consumidor.

5. Incentivos e tarifas especiais

Embora a legislação básica não pre-suponha a estatização obrigatória do setor elétrico, fato comprovado pela existência de um grande número de concessionárias privadas de distribuição, ainda que de porte reduzido, a política praticada conduziu à estatização quase total do setor, deixando as empresas distribuidoras sob o controle dos governos estaduais e concentrando a geração e transmissão, cada vez mais nas 4 “empresas regionais”, subsidiárias da ELETROBRÁS: CHESF, FURNAS, ELETROSUL e ELETRONORTE.

Por decorrência, vem-se ampliando o uso do setor como instrumento de implementação de políticas de governo, às vezes, em detrimento aos princípios da legislação básica do setor, destacando-se, resumidamente, os seguintes aspectos:

– equalização tarifária, pela qual as tarifas são uniformizadas para todo o território nacional, deixando de representar, ao nível do consumidor, o resultado do custo efetivo da correspondente concessionária. Os “excessos ou insuficiências” de receita das empresas passam a ser compensados pelas transferências de recursos, através da Reserva Global de Garantia, processo que, se de um lado, viabiliza a expansão do serviço em regiões pioneiras com alto custo, de outro, introduz enormes ineficiências no sistema, na medida em que desestimula as concessionárias a minimizar os custos de seus serviços.

– sujeição das tarifas à política de combate à inflação, conduzindo à redução do seu valor real, refletida pela queda da remuneração mínima legal (10 a 12% sobre o imobilizado em serviço), para o nível 6% a.a., que é insuficiente para cobrir o custo financeiro dos capitais de terceiros que representam mais de 60% dos investimentos totais, e cujo custo anual vem flutuando entre 12 a 16% a.a.;

– sujeição dos projetos de geração e transmissão à “política de rolagem da dívida externa do país” levando o setor a um crescente endividamento;

FIGURA 1

GRUPO A – ALTA TENSÃO			GRUPO B – BAIXA TENSÃO		
Subgrupo	Consumo (Cr\$/MWh)	Demanda (Cr\$/kW)	Subgrupo	Consumo (Cr\$/MWh)	
A1 - (230 kV ou mais)	47.271	14.509	B1 - Residencial	236.398	
A2 - (88 kV a 138 kV)	51.848	15.854	B2 - Rural	114.741	
A3 - (20 kV a 69 kV)	54.117	21.501	B3 - Nem Residencial nem Rural	243.607	
A4 - (2,3 kV a 13,8 kV)	75.229	20.914	B4 - Iluminação Pública	77.004	
A5 - (Subterrâneo Reticulado)	118.023	16.312	B5 - Panificadoras	143.450	
DESCONTOS			DESCONTOS		
Rural Cooperativas	35,4%	Alta Tensão	Residencial	De 0 a 30 kWh	60,5%
Rural Outros	32,2%	Alta Tensão		De 31 a 200 kWh	37,0%
				De 201 a 500 kWh	16,0%
REDUÇÕES			REDUÇÃO		
Tração Elétrica			Água, Esgoto e Saneamento	15%	
Ferroviária		40%			
Urbana		40%			
Água, Esgoto e Saneamento		15%			

— priorização de projetos geopolíticos que não seriam contemplados, com a mesma urgência, pelo planejamento do próprio setor.

A conjugação desses fatores levou o setor elétrico, capacitado para um processo de desenvolvimento auto-sustentável, a enfrentar sérios problemas financeiros, acompanhados de uma expansão temporária de sua capacidade disponível, ampliada, ainda, pela diminuição das taxas de expansão do mercado, devida ao período recessivo de economia a partir de 1979.

É neste contexto que devem ser entendidos uma série de subsídios tarifários adotados pelo governo federal, resumidos na seqüência, que, de forma geral, objetivaram:

— promover a absorção dos excedentes energéticos (melhor definidos como excedentes temporários de reserva de potência), permitindo, em parte, um adicional de receita;

— promover a substituição de energéticos importados;

— incentivar o setor industrial e a exportação.

EGTD — Energia Garantida por Tempo Determinado

Aplicável a consumidores em Alta Tensão, atendidos por sistemas interligados, condicionado à substituição de energia proveniente de derivados de petróleo, por meio de contratos firmados para 3.000 ou 6.000 horas anuais, ao custo de Cr\$ 20.370/MWh (28/12/84), reajustado conforme alteração do óleo combustível, contratos válidos até dez/86. Em 30/09/84 esgotou-se a disponibilidade do sistema para este fim.

PORT. MME nº 1.325 de 21/09/81 e nº 983 de 19/07/82.

PORT. DNAEE nº 085 de 03/08/82 e nº 132 de 30/12/82.

EPEX — Energia Excedente para a Produção de Bens de Exportação

Na condição de disponibilidade em sistemas interligados, para consumidores em Alta Tensão que:

a) tenham dispêndio de energia elétrica maior a 3% sobre o valor das vendas;

b) apresentem previsão de exportação de seus produtos para um período de 12 meses;

c) optem por tarifas horo-sazonais;

d) efetuem o consumo fora do período de ponta.

A tarifação para o consumo previsto corresponde a 1/6 da tarifa fiscal, sem

demanda — consumos e demandas excedentes pelas tarifas normais.

PORT. MME nº 1.549 de 03/11/82 e PORT. DNAEE nº 107 de 22/11/84.

ESBT — Energia Excedente para Substituição de Petróleo

Para consumidores em Baixa Tensão, em sistemas interligados, desde que não implique em alterações nos sistemas das concessionárias e que se caracterize uma unidade independente de consumo. Tarifado a Cr\$ 71.100/MWh para os primeiros 500 kWh e Cr\$ 28.440 para os restantes (08/11/84).

PORT. MME nº 1.547 de 31/11/82 e PORT. DNAEE nº 116 de 15/12/82.

EFST — Energia Firme para Substituição

Para consumidor em Alta Tensão, inclusive subterrânea, a partir de 01/01/85, no sistema interligado, desde que não tenha recebido energia em EGTD e ESBT, em contratos de 36 meses, firmáveis até 31/12/89, energia interruptível para equipamentos em substituição a derivados de petróleo. O consumo é tarifado a 85% da tarifa normal do subgrupo ou classe de consumidor.

PORT. MME nº 1.267 de 14/09/84 e PORT. DNAEE nº 159 de 01/11/84.

ETST — Energia Temporária para Substituição

Para consumidores em Alta Tensão, inclusive subterrânea, a partir de 01/01/85, no sistema interligado, em substituição a derivados de petróleo, sujeito a restrições e interrupção, em função da disponibilidade, em contratos de no máximo 48 meses. Sem cobrança de demanda, a energia é faturada pelo maior valor da medição ou 80% da energia contratada com as seguintes tarifas (06/02/85):

A1 e A 2: Cr\$ 24.449/MWh

A3 : Cr\$ 27.162/MWh

A4 e A5: Cr\$ 28.876/MWh

PORT. MME nº 1.267 de 14/09/84 e PORT. DNAEE nº 160 de 01/11/84.

Irrigação (Descontos)

a) consumidores rurais do sistema interligado, para fins de irrigação, serão dados os seguintes descontos na Alta e Baixa Tensão:

Grupo A: 50% sobre tarifa demanda com descontos.

Grupo B: 35% sobre tarifa Subgrupo B2.

b) Cooperativas:

Grupo A: 50% na tarifa de demanda agregada de irrigação.

Grupo B: 59% na tarifa do consumo agregado de irrigação.

PORT. DNAEE nº 053 de 05/04/84.

BIBLIOGRAFIA

- Eng^o Mauro Thibau — Política Tarifária nos Serviços de Eletricidade.
- Eng^o Mário Penna Behring — Comissão da Câmara dos Deputados Set/83
- Eng^o Paulo Procopiak Aguiar — Tarifa Única: Fundamentos e Avaliação — 20/01/84.
- Boletim Tarifário de Fornecimento — Portaria nº 040 de 05/03/85 ELETRO-PAULO.

A estrutura tarifária de energia elétrica com base nos custos dos fornecimentos

IZALTINO CAMOZZATO

Superintendente de Planejamento de FURNAS Centrais Elétricas. Engenheiro eletricitista pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, mestre em Ciências da Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro e mestre em Ciências de Sistemas pela Escola Nacional Superior de Aeronáutica de Paris; engenheiro estagiário de Pesquisas no Centro de Estudos e Pesquisas em Automação da ENSA, Paris. Foi engenheiro do Departamento de Planejamento Energético de FURNAS e assessor da Diretoria Geral e da Divisão de Controle Econômico-Financeiro do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Durante o ano de 1982 o Ministério das Minas e Energia — MME, através do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — DNAEE, iniciou um processo de alteração da estrutura das tarifas de energia elétrica com a introdução de tarifas horo-sazonais. Estas tarifas serão obrigatórias para uma boa parte dos consumidores do Grupo A (acima de 2,3 kV) a partir de 1987.

As tarifas horo-sazonais são resultantes de estudos do "custo dos Fornecimentos" de energia elétrica no Brasil, iniciados em 1977.

O presente trabalho apresenta alguns aspectos conceituais sobre custos dos fornecimentos de energia elétrica, descreve como tais custos foram obtidos no Brasil, discute e analisa alguns aspectos importantes das tarifas de referência, resultantes dos custos calculados.

1. Tarifas, estrutura tarifária e nível tarifário para energia elétrica

Os serviços de energia elétrica se caracterizam como monopólios naturais, seja por razões de ordem empresarial (vultosos recursos de capital, gerência e administração), seja por razões de funcionamento operacional e atendimento do mercado (duplicidade de instalações, economia de escala, diversidade de usuários, etc.).

A necessidade de fiscalização pública do monopólio decorre naturalmente, quer para evitar os excedentes e a persistência de lucros extraordinários, quer

para melhorar a eficiência das empresas.

Os fatos acima condicionam substancialmente os processos de fixação de tarifas de energia elétrica com forte interferência dos poderes governamentais. Assim, o preço final da energia elétrica entregue aos consumidores acaba condicionado a fatores econômicos, financeiros, legais, sociais e políticos. O grau de influência de cada um deles depende do regime econômico e político em que vive cada país; da relação de forças entre o setor elétrico, os consumidores e o governo; das estratégias políticas, econômicas e sociais, etc.

Em países como o Brasil, onde predominam os conceitos da livre iniciativa e do lucro, é comum existir o seguinte princípio: "Não é somente o consumidor que necessita de proteção para não ser explorado pelo monopolista, mas também as empresas e seus acionistas precisam de certas condições mínimas de estabilidade econômica e financeira, para que possam garantir o atendimento do mercado em expansão". Vista sob este ângulo e tendo em conta a necessária interferência do Estado, a tarifa de energia elétrica deve satisfazer critérios: a) Econômicos: induzir à eficiência econômica global para a nação, i.e., produção de energia ao mínimo custo; b) Financeiros: prover recursos para que os investimentos sejam remunerados e que a expansão do sistema seja sustentada; c) De Equitatividade: cada consumidor deverá contribuir de forma justa, i.e., pagar a fração equivalente ao custo do serviço que lhe for prestado; (d) Sociais: para permitir um desenvolvimento equilibrado, quer das diversas classes de consumidores, quer das diversas regiões do país; (e) Políticos: para que as diretrizes políticas dos governos sejam respeitadas.

A obtenção de um equilíbrio mínimo entre os diversos critérios exige um certo ordenamento do cálculo, fixação e aplicação das tarifas. Primeiro é necessário a determinação dos custos das instalações postas ou previstas para serem colocadas à disposição do serviço e os custos operacionais respectivos. Com base nestes "Custos de Referência" é determinado o "Nível Tarifário de Refe-

rência" (receita das tarifas) que cobrirá o "Custo do Serviço". Através de regras de distribuição dos custos, aos diversos grupamentos de consumidores, são obtidos os Custos de Referência por categorias de consumidores, base para a determinação da "Estrutura Tarifária de Referência" (relatividade de preços). Considerando, na seqüência, os aspectos políticos e sociais (subsídios, impostos, incentivos, etc.) são obtidas as tabelas tarifárias que serão aplicadas no cálculo das faturas dos consumidores.

2. Tarifas com base nos custos dos fornecimentos

A energia elétrica é um serviço que ao longo da cadeia, produção-transporte-distribuição, se transforma e se valoriza aumentando seu custo. O nível de tensão de entrega representa bem uma elaboração comercial da energia fornecida. Entre as duas extremidades da cadeia — produção e venda em baixa tensão — custos se adicionam: operação, manutenção, amortizações de equipamentos ou dívidas, atendimento a consumidores, etc. Assim, quilowatts-hora fornecidos em níveis diferentes de tensão são inevitavelmente produtos comerciais diferentes, com usos diferentes, com custos diferentes. São estes custos, de cada ponto de entrega, que deverão ser buscados para que se tenha uma base sólida de referência na definição de uma tarifa que satisfaça todos os objetivos a ela propostos.

Para obter os custos dos fornecimentos em cada ponto de entrega ou de forma agregada por grupamento de consumidores, estabelecia a Legislação Brasileira uma repartição do "Custo do Serviço", seguindo a cadeia produção-transporte-distribuição: (1) O "Custo do Serviço" associado ao investimento (Remuneração Legal, Depreciação, Quotas de Reintegração, etc.) proporcionalmente à demanda de cada nível de tensão, servindo o número resultante como tarifa de referência para a parcela "demanda de potência"; e (2) O "Custo do Serviço" associado aos custos operacionais proporcionalmente ao consumo de energia, servindo o número resultante como ta-

rifa de referência para o "consumo de energia". Este procedimento, por mais aperfeiçoado que possa ser, não garante que se obtenha os custos dos fornecimentos em cada ponto de entrega, face à grande dificuldade de repartir os custos comuns a vários grupamentos de consumidores ou pontos de entrega.

Para um país com as características do Brasil a cada instante novos consumidores de energia elétrica são incorporados ao sistema e os antigos não deixam de aumentar o seu consumo. Para o País, são estes suplementos que exigem novas fontes produtoras, novos sistemas de transmissão e distribuição e conseqüentemente novos custos para a coletividade. São, por isso, os custos marginais que estão em causa cotidianamente nas decisões do setor elétrico e são os custos marginais que deverão orientar a definição da estrutura justa para as tarifas. Pode-se repetir os argumentos da *Eléctricité de France*⁽¹⁾:

"O custo marginal, como referencial tarifário para os novos consumos, e não o custo médio de usinas em serviço, é que informa corretamente a cada usuário as conseqüências econômicas de seus atos de consumidor, propondo um preço tal que toda decisão marginal tomada lhe custará aquilo que custar ao produtor-distribuidor, i.e., à coletividade. Ele indicará ao consumidor de uma só vez, qual a economia que a coletividade realizaria se ele diminuísse seu consumo, se ele o deslocasse ou, no limite, o anulasse completamente".

"O mesmo custo marginal se justifica como referencial para os antigos consumidores, dado o fato de que todo o consumo pode ser considerado como suplementar, pois a decisão de renunciá-lo pode ser tomada a cada instante; observa-se ainda, que a diminuição do fornecimento a um consumidor permite atender o crescimento do consumo de outro, cuja demanda exigiria a construção de uma nova fonte produtora".

"Assim, a estrutura tarifária determinada a partir dos custos marginais será uma estrutura justa, estável e racional, pois será "neutra", "eqüitativa" e "eficaz". Neutra, porque conduzirá a faturar cada prestação de serviço a seu custo real para a coletividade; Eqüitativa, porque fará cada consumidor pagar segundo o custo que provoca, eliminando, por princípio, toda subvenção oculta, toda discriminação e todo o jogo de influências; Eficaz, porque a tarifa resultante orienta de forma ótima a expansão do consumo, para as horas e os locais onde

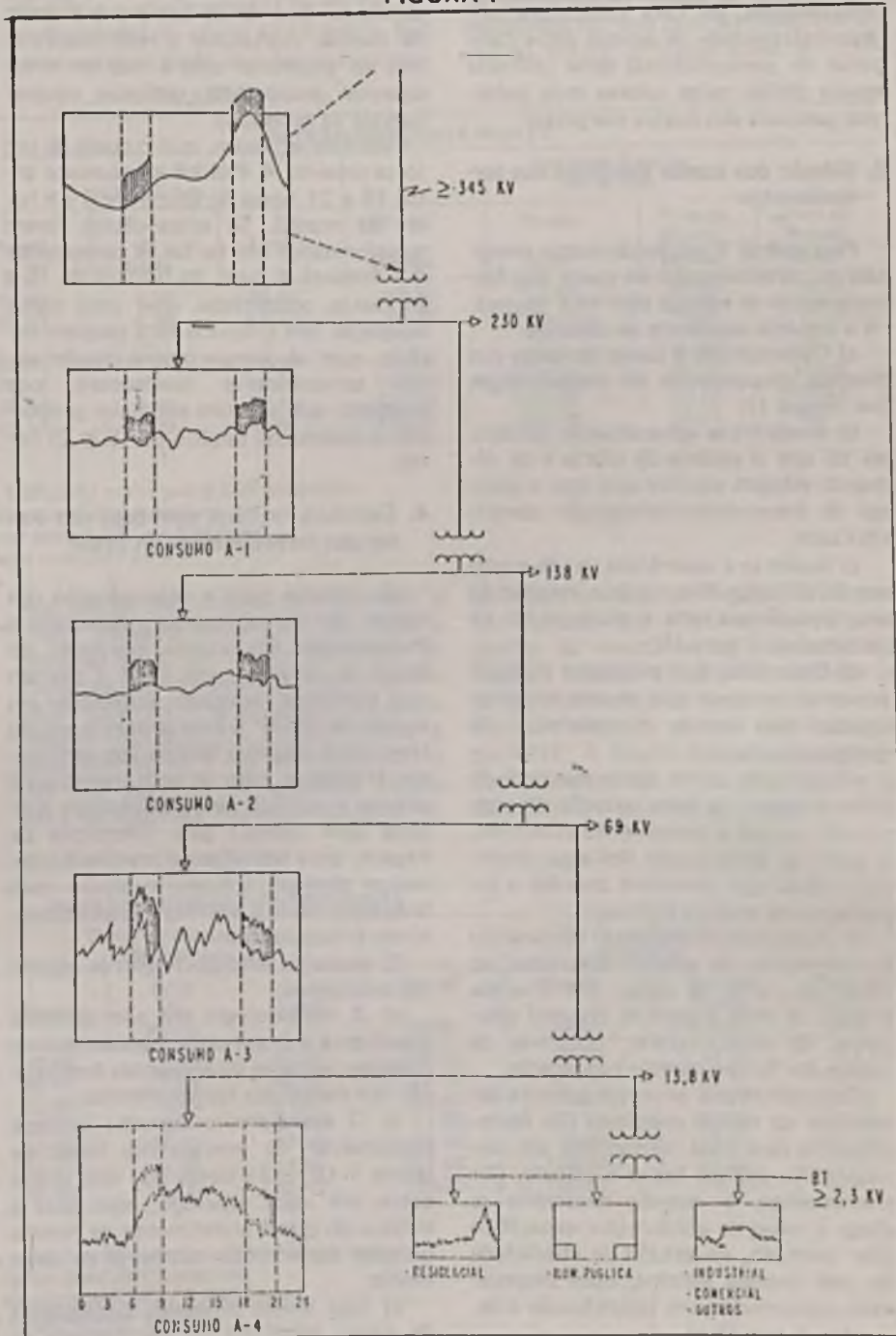
o suplemento de fornecimento é globalmente o menos oneroso para a Nação".

Para um sistema de energia elétrica programado para ser construído a um mínimo custo global atualizado, demonstra-se que os custos marginais de longo prazo são crescentes no decorrer do tempo. Nestas condições, o custo marginal de longo prazo, e não o custo médio das usinas já em serviço, é que informa corretamente qual o nível tari-

fário (quantidade de receita) que será necessário, no futuro, para manter o equilíbrio econômico e financeiro das concessões. Pode-se repetir de forma simplificada os argumentos do Dr. Luiz Carlos Menezes⁽⁷⁾:

"Para compatibilizar o nível tarifário com o custo marginal de longo prazo e manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas, pode-se proceder de acordo com as seguintes etapas: (a)

FIGURA 1



Calcular o custo marginal de longo prazo da geração; (b) Adicionar os custos marginais de transporte e distribuição; (c) Simular diversos orçamentos globais para o mesmo horizonte, variando o crescimento do nível tarifário até o limite superior (custo marginal de longo prazo); (d) Tendo em vista as simulações, definir uma política tarifária que permita o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor no período e que corresponda a menores dispêndios para os consumidores; (e) Para a estrutura tarifária (relatividade de preços entre categorias de consumidores) seria utilizada aquela obtida pelos valores mais próximos possíveis dos custos marginais”.

3. Cálculo dos custos marginais dos fornecimentos

Para aplicar a noção de custos marginais na determinação do custo dos fornecimentos de energia elétrica é necessária a seguinte seqüência de cálculos:

a) Determina-se a curva de carga dos diversos agrupamentos de consumidores (ver Figura 1);

b) Encontra-se uma situação no tempo tal que o sistema de oferta e de demanda estejam equilibrados com o sistema de transmissão/distribuição compatibilizado;

c) Supõe-se a ocorrência de um suplemento de carga num horário, estação do ano, posição na rede e grupamento escolhido (ver Figura 1);

d) Determina-se o programa de equipamentos e obras que devem ser antecipados para atender o suplemento de energia solicitado;

e) Define-se como custo marginal do fornecimento, na hora, estação do ano, posição na rede e grupamento escolhido, o custo de antecipação dos equipamentos e obras que permitam atender o suplemento de energia solicitado;

f) Repetindo o processo, deslocando o suplemento de energia solicitado, ao longo da curva de carga, aos diversos pontos da rede e para as diversas categorias de consumidores, obtêm-se os custos dos fornecimentos procurados.

Teoricamente o processo permite determinar os custos marginais dos fornecimentos para cada consumidor em particular. Na prática faz-se o cálculo, por grupamentos, e quando necessário se chega a nível de consumidor específico (por exemplo, no estudo de viabilidade de usar energia elétrica, num determinado consumidor, em substituição a derivados de petróleo).

Para exemplificar: um suplemento de consumo, entre 18 e 21 horas num consumidor A.4 (13,8 kV) (Figura 1), vai encontrar a rede imediata com folga, pois a mesma estava dimensionada para o pico de 11 horas. Ao encontrar a rede 69 kV, o consumo suplementar visualizado se junta aos consumos de baixa tensão ($\leq 2,3$ kV). Para atender ao suplemento novas redes a partir de 69 kV até a produção e máquinas nas usinas deverão ser antecipadas. O mesmo suplemento, ocorrendo entre 6 e 9 horas da manhã, vai saturar a rede imediata, mas vai encontrar toda a rede em nível superior desocupada, inclusive equipamentos na produção.

Verifica-se, assim, que o custo de um fornecimento A.4 (13,8 kV) é maior entre 18 e 21 horas do que entre 6 e 9 horas da manhã. Se estes custos forem transformados em tarifas, o consumidor A.4 tenderá a fugir do horário de 18 a 21 horas, permitindo, quer uma maior ocupação dos circuitos fora daquele horário, quer abrir espaço para atender novos consumidores residenciais, por exemplo, que utilizam em maior proporção o sistema no horário de 18 às 21 horas.

4. Estrutura tarifária com base nos custos dos fornecimentos no Brasil

Os estudos para a determinação dos custos dos fornecimentos, utilizando a metodologia dos custos marginais no Brasil se iniciaram em 1977 e tiveram seus primeiros resultados publicados em março de 1979⁽²⁾. Este primeiro estudo teve como objetivo familiarizar os técnicos brasileiros com os instrumentos de cálculo e verificar se a metodologia aplicada com sucesso pela *Électricité de France*, para um sistema predominantemente térmico, aplicava-se para o caso brasileiro, onde o sistema é predominantemente hidráulico.

O primeiro estudo chegou às seguintes conclusões:

a) A metodologia era não somente viável para o Brasil como apresentava resultados bastante interessantes com relação aos custos dos fornecimentos;

b) O atendimento de uma unidade suplementar de energia nas horas de ponta (18 – 21 horas dos dias úteis) custa, em valor esperado, mais para o sistema do que o atendimento da mesma unidade suplementar nas horas de carga média;

c) Não existe diferença significativa de custos marginais no atendimento de

uma unidade suplementar de energia nas horas de carga leve (madrugada) e nas horas de carga média;

d) O custo marginal de produção possui uma sazonalidade marcante ao longo do ano, que acompanha a sazonalidade das aflúências hidráulicas;

e) A relatividade de custos marginais entre demanda e energia se mostrava completamente diferente da relatividade das tarifas correspondentes aplicadas aos consumidores. Este resultado, embora considerando as imprecisões do cálculo da época, confirmou sentimento generalizado no setor de que: a demanda (potência) custava pouco para construir e era vendida por preço elevado, enquanto para a energia, acontecia o inverso;

f) As possibilidades apresentadas pela metodologia indicavam que um maior esforço deveria ser feito na obtenção de valores numéricos mais confiáveis para os custos marginais, face aos benefícios previsíveis de sua implementação.

Os estudos foram retomados em 1980 e publicados em agosto de 1981⁽⁶⁾. Os resultados gerais citados nos itens anteriores foram confirmados já agora com valores numéricos mais confiáveis. Dos resultados dos custos diferenciados entre horas de ponta e fora de ponta e variação sazonal anual resultou numa tarifa de referência em quatro postos horosazonais: Horário de Ponta, Horário Fora de Ponta, Período Úmido, Período Seco. Período Úmido: dezembro, janeiro a abril; Período Seco: maio a novembro; Horário de Ponta: 18 – 21 horas dos dias úteis; Horário Fora de Ponta: demais horas dos dias úteis, fins de semanas e feriados nacionais.

Os custos marginais de produção, bem como a estrutura horosazonal, foram determinados, levando-se em conta: (a) o programa de obras do período 1980/1990 contido no “Plano 95” da Eletrobrás e corrigido pelas últimas informações disponíveis na época; (b) a divisão do sistema produtor em dois grandes sistemas regionais: um, formado pela Região Nordeste mais a parte da Região Norte a ser atendida pela usina de Tucuruí; e outro, formado pelo sistema interligado das Regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul; (c) as características dos consumidores dos diversos grupamentos tarifários por nível de tensão.

As tarifas de referência foram obtidas pela alocação dos custos marginais de

produção, de redes e perdas, à demanda de potência e ao consumo de energia, nos diversos postos tarifários, segundo o comportamento da curva de carga dos consumidores e tipos de tarifas escolhidas.

Os valores numéricos das tarifas de referência, em dólares americanos de junho de 1980, podem ser examinados nos Quadros 1 – Região Nordeste/Norte (N/NE); 2 – Região Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO); 3 – Região Sul (S). O estudo não chegou a resultados confiáveis de custos na baixa tensão ($\leq 2,3$ kV).

ra a formação dos custos de seu atendimento. Um consumidor A.2 da Região SE/CO que necessita de 1 kW de demanda ao longo do tempo é responsável por um custo anual no sistema, sem contar o consumo de energia de US\$ 57,81 ou um investimento direto de US\$ 416. Se por contrato, no entanto, ele se dispuser a não utilizar aquele kW durante o horário de ponta do sistema, o custo causado é de apenas 4.93 US\$/kW.ano ou um investimento direto de US\$ 35.47, i.e., uma economia de 86,1%.

O sistema de oferta fica também bastante caracterizado nos valores numéri-

Verifica-se que, nas três regiões, o custo de demanda de potência é da ordem de 19% do custo anual de um fornecimento contínuo. Este fato caracteriza perfeitamente a estrutura do sistema de oferta com base predominantemente hidráulica. Um acréscimo na demanda de potência ocasiona a adição de novas máquinas nas usinas hidráulicas com investimentos relativamente modestos. Já um acréscimo na solicitação de energia garantida, obriga a um aumento da regularização hidráulica dos rios com investimentos bem mais significativos. Da mesma forma, o custo anual de 1 kW

QUADRO 1

Nível Tarifário		REGIÃO NORDESTE/NORTE						
		Tarifa de Demanda US\$/kW.ano			Tarifa de Energia mills/kWh			
		Ponta	Fora da Ponta	Total	Ponta/ Úmido	Ponta/ Seco	Fora da Ponta/ Úmido	Fora da Ponta/ Seco
A.0 \geq 345 kV	(1)	34.43	1.97	39.40	18.86	23.49	12.99	16.87
A.1 \geq 230 kV	(2)	59.83	4.39	64.22	19.28	24.02	13.18	17.12
A.2 : De 88 a 138 kV	(3)	—	—	—	—	—	—	—
A.3 : De 20 a 69 kV	(3)	85.63	13.95	99.58	20.55	25.60	13.75	17.87
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(4)	65.08	30.21	95.29	110.83	116.24	15.35	19.65
A.3 : De 20 a 69 kV	(5)	28.54	4.65	33.19	125.55	130.60	15.79	19.91
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(5)	37.92	11.99	49.91	156.67	162.08	19.41	23.71

(1) Tarifa de Suprimento

(2) Tarifa de Suprimento e Fornecimento – Utilização maior que 6.500 horas/ano

(3) Tarifa de Fornecimento – Utilização maior que 6.500 horas/ano

(4) Tarifa de Fornecimento – Utilização anual entre 5.000 e 6.500 horas

(5) Tarifa de Curta Utilização – Fator de Carga Inferior a 50%

Os resultados numéricos das tarifas refletem os parâmetros característicos da curva de carga dos consumidores, responsáveis pelos custos no sistema, como também, as características do sistema de oferta, escolhido pelas decisões tomadas. Assim, a hora de solicitação da demanda de potência por parte de um consumidor é extremamente importante pa-

cos das tarifas. Nota-se, por exemplo, a maior variação entre período úmido e período seco, na Região Nordeste, caracterizando um sistema cuja regularização dos rios é ainda menor do que a Região SE/CO/S. Da mesma forma, o atendimento de 1 kW contínuo no nível A.0 significa os seguintes custos para os sistemas regionais (Quadro 4).

contínuo é maior na Região SE/CO que nas demais. Isto reflete de imediato as opções de investimentos realizados. Às Regiões Sudeste e Sul estão alocadas as usinas nucleares e usinas a carvão de custos mais elevados do que as hidráulicas do N/NE. À Região Sudeste estão alocados os custos das linhas de Itaipu e as demais redes associadas, enquanto a Sul

QUADRO 2

Nível Tarifário		REGIÃO SUDESTE/CENTRO-OESTE						
		Tarifa de Demanda US\$/kW.ano			Tarifa de Energia mills/kWh			
		Ponta	Fora da Ponta	Total	Ponta/ Úmido	Ponta/ Seco	Fora da Ponta/ Úmido	Fora da Ponta/ Seco
A.0 \geq 345 kV	(1)	39.89	2.10	41.99	25.22	27.05	18.08	19.71
A.1 \geq 230 kV	(2)	46.88	2.84	49.72	25.27	27.10	18.11	19.75
A.2 : De 88 a 138 kV	(3)	52.88	4.93	57.81	26.40	28.31	18.67	20.36
A.3 : De 20 a 69 kV	(3)	79.53	15.18	94.71	27.89	29.91	19.28	21.03
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(4)	52.56	25.22	77.78	76.99	79.05	19.84	21.61
A.3 : De 20 a 69 kV	(5)	26.51	5.06	31.57	127.48	129.50	21.50	23.25
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV	(5)	26.40	9.09	35.49	126.75	128.81	23.70	25.47

(1) Tarifa de Suprimento

(2) Tarifa de Suprimento e Fornecimento – Utilização maior que 6.500 horas/ano

(3) Tarifa de Fornecimento – Utilização maior que 6.500 horas/ano

(4) Tarifa de Fornecimento – Utilização anual entre 5.000 e 6.500 horas

(5) Tarifa de Curta Utilização – Fator de Carga Inferior a 50%

QUADRO 3

Nível Tarifário	REGIÃO SUL						
	Tarifa de Demanda US\$/kW.ano			Tarifa de Energia mills/kWh			
	Ponta	Fora Da Ponta	Total	Ponta/Úmido	Ponta/Seco	Fora da Ponta/Úmido	Fora da Ponta/Seco
A.0 ≥ 345 kV (1)	35.53	1.87	34.40	25.12	26.91	17.21	18.79
A.1 ≥ 230 kV (2)	44.45	2.81	47.26	25.65	27.44	17.43	19.03
A.2 : De 88 a 138 kV (3)	71.31	5.71	77.02	26.32	28.16	17.72	19.35
A.3 : De 20 a 69 kV (3)	68.39	11.90	80.29	27.34	29.25	18.15	19.81
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV (4)	51.69	24.67	76.36	100.04	102.53	19.81	21.54
A.3 : De 20 a 69 kV (5)	22.79	3.97	26.76	113.42	115.33	19.95	21.61
A.4 : De 2,3 a 13,8 kV (5)	30.25	9.78	40.03	136.65	138.69	23.10	24.83

- (1) Tarifa de Suprimento
 (2) Tarifa de Suprimento e Fornecimento – Utilização maior que 6.500 horas/ano
 (3) Tarifa de Suprimento – Utilização maior que 6.500 horas/ano
 (4) Tarifa de Fornecimento – Utilização anual entre 5.000 e 6.500 horas
 (5) Tarifa de Curta Utilização – Fator de Carga Inferior a 50%

QUADRO 4

CUSTO ANUAL DE 1 kW CONTÍNUO NO NÍVEL A.0

REGIÕES	DEMANDA US\$/kW.ano	%	ENERGIA US\$/ano	%	TOTAL US\$/ano	%
N/NE	34.40	19,88	138.66	80,12	173.06	100
SE/CO	41.99	19,58	172.43	80,42	214.42	100
S	37.40	18,48	165.16	81,52	202.56	100

acaba de implantar, nos primeiros anos do período, um sistema de interligação que suporta quase toda a década 1980/1990. Assim, embora se tenha partido de custos de produção idênticos nas duas regiões, já no nível de 500 e 345 kV as duas possuem custos diferentes.

O sistema de oferta pode ainda ser caracterizado pelo custo da demanda, por exemplo, do nível A.3 em relação ao nível A.0. A variação de custo foi de 60.18, 52.72 e 42.89 US\$/kW.ano, respectivamente, nas Regiões N/NE, SE/CO e S. Estes valores caracterizam o sistema de redes adicionado. Enquanto o Nordeste necessitou de 432.9 US\$/kW para levar 1 kW de potência da tensão de 500 kV para 69 kV, o Sudeste/Centro-Oeste necessitou de 379 US\$/kW e o Sul de apenas 308 US\$/kW.

Um aspecto importante que deve ser analisado é que a tarifa de referência orienta de forma ótima a expansão do consumo, para horas e locais onde o suplemento de fornecimento é globalmente menos oneroso para a Nação. Assim, conhecendo as tarifas, o consumidor fará parte integrante do objetivo de racionalização que elas se propõem. Veja-se, por exemplo, um consumidor do N/NE, do subgrupo A.4, com fator de carga médio de 61%: utilizando 1 kW uniformemente ao longo do ano, sua fatura será de 236.69 US\$/kW.ano; aceitando reduzir, contratualmente, sua demanda e consumo no horário de ponta em 50%, sem alterar seu consumo global, sua fatura seria reduzida para 166.08 US\$/kW.ano, com uma economia de despesas de 29,8% em energia elétrica. Esta economia do consumidor corresponde à redução de custos para o

setor elétrico em seu atendimento. Este mesmo consumidor, reorganizando a produção, ou quem sabe programando as férias coletivas em sua indústria para o período seco, poderia economizar mais 22% em cada kWh transferido do período seco para o período úmido, fora da ponta, e 4,65% no horário de ponta. Outro sinal importante que os preços das tarifas de referência transmitem é que no caso do sistema elétrico brasileiro a produção contínua de energia é que causa a maior parte dos custos da energia elétrica. Com a tarifa de referência o consumidor fica ciente dos custos reais da eletricidade, incentivando à racionalização do consumo.

Tomando por base os consumidores médios das amostras estudadas, têm-se os seguintes custos unitários de fornecimento nas diversas regiões (Quadro 5).

Verifica-se que a nível de suprimento (A.0), os custos são crescentes na ordem: N/NE, S e SE/CO. Os custos das redes, por sua vez, são mais elevados no N/NE, vindo em seguida os do S e finalmente os da SE/CO. Estes fatos refletem as duas características mais significativas das regiões: (a) o percentual de aproveitamento das fontes produtoras é maior na Região SE/CO, vindo em seguida a Região S e por fim a Região N/NE. Assim, quanto mais próximo o esgotamento dos potenciais, mais altos os custos de produção; (b) a densidade de consumo é maior na Região SE/CO, em seguida a S e finalmente a N/NE. Assim, quanto mais denso o consumo, menores as distâncias para o atendimento dos consumidores e menores os custos unitários das redes. Para o futuro, espera-se a manutenção das diferenças existentes nos custos de produção, tendendo a se aproximar, no entanto, os custos das redes. Este fato coloca em pauta o princípio do "uso regional dos recursos energéticos de forma a reduzir as perdas decorrentes do transporte de energia" preconizado pelo Modelo Energético Brasileiro. Por este princípio, o consumo de energia elétrica deverá ser incentivado mais fortemente na Região N/NE, um pouco menos na S e o mínimo possível na Sudeste (a Região Centro-Oeste foi colocada no estudo junto com a Região Sudeste por razão de interligação elétrica. Suas características, no entanto, são parecidas com as da Região N/NE).

QUADRO 5

CUSTOS MÉDIOS DE FORNECIMENTOS

Nível Tarifário	FC	N/NE mills/kWh	SE/CO mills/kWh	S mills/kWh
A.0	0,65	22.96	27.31	25.70
A.1	0,763	25.68	27.16	26.18
A.2	0,72	—	29.53	31.67
A.3	0,62	35.15	38.53	34.74
A.4	0,61	44.29	40.56	42.33
BT	0,25	131.11	108.23	116.00

Tendo em vista as grandes possibilidades de incentivo a economias de investimentos que esta nova tarifa propiciava, o Ministério das Minas e Energia tomou a decisão de implementá-las no Brasil. O processo teve como ponto de estrangulamento a inexistência de medidores capazes de realizar leituras por posto horário de tarifas. Durante o ano de 1982 esta deficiência foi sendo sanada com a fabricação de medida nacionais. Assim, em 04 de agosto de 1982, com a publicação das Portarias DNAEE nº 075 e 076, as tarifas foram chamadas de "horo-sazonais" e implementadas nos sistemas interligados, por opção, nos subgrupos A.1 (≥ 230 kV), A.2 (88 a 138 kV) e A.3 (69 kV). Com a publicação da Portaria-DNAEE nº 165, de 05.11.84, a opção foi estendida, a partir de 01.01.85, aos consumidores dos subgrupos A.4 (2,3 a 13,8 kV), A.3 (20 a 69 kV) e AS (Subterrâneo) com demandas superiores a 500 kW. Ainda na Portaria-DNAEE nº 165 foram estabelecidos prazos a partir dos quais as tarifas horo-sazonais serão obrigatoriamente aplicáveis aos subgrupos do Grupo A citados.

fas de Energia Elétrica — Brasília — Brasil — julho de 1980

- (5) Camozzato, I.; Bitu, R. — "Estrutura Tarifária com Base em Custos Marginais — Aspectos Técnicos, Econômico-Financeiros e Políticos de sua Implementação — III Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tarifas de Energia Elétrica — México — A.C. — agosto de 1981
- (6) Ministério das Minas e Energia — Grupo de Trabalho DNAEE/ELETRORÁS — "Estrutura Tarifária de Referência para Energia Elétrica" — Brasília — agosto de 1981.
- (7) Menezes, L. C. — "A Tarifa e o Modelo Econômico-Financeiro", ABCE Informa, Carta de Energia — Número 91 — outubro de 1984.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Electricité de France — Service d'Etude et de Promotion de l'Action Commerciale — "La Tarification de l'Electricité" — fevereiro de 1978.
- (2) Ministério das Minas e Energia — Grupo de Trabalho DNAEE/ELETRORÁS — "Estudo do Sistema Tarifário Brasileiro de Energia Elétrica com Base nos Custos Marginais" — Brasília — março de 1979.
- (3) Camozzato, I. — "Cálculo dos Custos Marginais de Produção de Energia Elétrica no Sistema Hidrotérmico Brasileiro" — I Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tarifas de Energia Elétrica — Medellín — Colômbia — novembro de 1979
- (4) Camozzato, I. — "Estrutura Tarifária, Nível Tarifário e Custos Marginais de Energia Elétrica" — II Seminário Latino-Americano e do Caribe sobre Tari-

Formação e controle de preços de energia elétrica no contexto da economia brasileira

OSVALDO DE FREITAS BORGES

Chefe da Divisão de Estudos Gerenciais da ELETROBRÁS, Economista pela Universidade Federal Fluminense, mestrado em Economia pela Fundação Getúlio Vargas, professor pela Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, foi chefe da Assessoria Econômica do CIPE e economista da ELETROBRÁS.

A formação do preço da energia elétrica envolve todos os órgãos de uma concessionária de energia elétrica. A Diretoria responsável pelo estudo e análise tarifária é o fulcro de informações das diversas áreas da empresa. Assim, ao serem calculadas sobre estimativas e previsões, sua implementação tem repercussões na área de planejamento, pois as previsões de mercado permitem avaliar o efeito do preço final da energia elétrica sobre os kWh a serem vendidos, e conseqüentemente nos investimentos a serem realizados. Na área técnica, a interação com o setor de tarifas mede a influência que as obras em execução ou em fase de planejamento poderão ter no custo do serviço e, por conseguinte, na tarifa a ser fixada.

A legislação tarifária representa a superestrutura legal sob a qual se processa a determinação dos níveis de preços dos serviços de eletricidade do país.

1. Evolução da Legislação e Critérios de Formação de Preços

A evolução da metodologia e dos critérios de cálculos tarifários, através das modificações de seus diversos componentes tem por base legal, o arcabouço jurídico descrito a seguir.

No início do século a Lei nº 1.145, de 31/12/1903 e Decreto nº 5.704 de 10/12/1904, regulamentaram, em termos gerais, a concessão dos serviços de eletricidade, quando se destinassem ao fornecimento a serviços públicos federais. As empresas prestavam serviços de energia elétrica sob o regime contratual de tarifas fixas. Operavam sob a ótica privada como empresas de risco, não ha-

vido garantia por parte do Poder Concedente, da remuneração do investimento, amortização e depreciação dos bens e instalações. Em 1934, através do Decreto nº 24643, foi outorgado o Código de Águas, com o intuito de dotar o país de medidas que facilitassem e garantissem o aproveitamento racional da energia hidráulica. Pelo artigo 180 do referido Código seriam fixadas, trienalmente, tarifas adequadas sob a forma do serviço pelo custo.

Posteriormente, a legislação evoluiu de forma a prover o Brasil de serviços de eletricidade tecnicamente adequados de forma a eliminar os estrangulamentos da oferta que constituíam-se em óbices ao desenvolvimento econômico e social. Assim o Decreto-Lei nº 3.128, de 19/03/1941 regulamentou o tombamento dos bens das empresas de eletricidade, representando o primeiro passo para a normalização dos serviços, pois objetivava conhecer, através de inventário, o investimento das concessionárias.

A situação contratual das empresas foi regulamentada pelo Decreto-Lei nº 5.764, de 19/08/1943, que instituiu o controle governamental de preços no setor, pelo critério de "semelhança e razoabilidade".

Em 1950, o Decreto nº 28.545, de 26/08/1950 criou um plano de contas específico, uniformizando a contabilidade das empresas concessionárias. Com a aceleração do processo de industrialização e urbanização na década e a insuficiência de recursos para investir, no montante requerido pelas transformações econômicas que se verificava, veio à luz o Decreto nº 41.019, de 26/02/1957. Foram definidos os componentes do custo de serviço, introduziu-se o conceito de excesso ou insuficiência de lucros em relação à taxa de remuneração do investimento e criou-se adicionais tarifários.

Em termos econômicos, pelo ato de concessão a União estabelece um monopólio técnico, de entrada fechada. Como este monopólio é outorgado ao concessionário, compete ao Poder Público zelar para que sejam observadas condições mínimas de eficiência na prestação do serviço, tais como:

a) manutenção de condições técnico-operacionais que garantam a excelência do serviço em quantidade e qualidade;

b) otimizar, economicamente, a utilização das instalações; e

c) a expansão do serviço deve acompanhar a evolução do mercado consumidor.

O caráter de bem público e o montante do investimento requerido nos empreendimentos elétricos, aliados ao longo prazo de retorno, faz com que a rentabilidade, sob a ótica privada, seja baixa, embora altíssima do ponto de vista da avaliação social. Estas características, justificam em termos mundiais, a presença estatal nessa atividade, constituindo-se sempre em preocupação dos legisladores, a estabilidade econômico-financeira das empresas de energia elétrica.

Assim o Decreto nº 41.019 já determinava que o regime legal e regulamentar de exploração dos serviços de energia elétrica tivesse por objetivo:

— assegurar um serviço tecnicamente adequado às necessidades do país e dos consumidores;

— estabelecer tarifas razoáveis para sua remuneração; e

— garantir a estabilidade econômica e financeira das empresas.

Pretendia-se dessa forma, garantir taxa de remuneração do capital que propiciasse os investimentos necessários e assegurasse a cobertura das despesas de exploração. Esses dois objetivos só podem ser atendidos com a determinação do preço de venda da energia, através de tarifas justas. Logo as tarifas devem obedecer o critério do serviço pelo custo, vedando-se no entanto a discriminação entre consumidores dentro da mesma classificação e condições de serviços.

Até 1964, a remuneração do investimento das empresas produtoras de energia elétrica foi calculada com base nos custos históricos o que, trouxe prejuízos àquelas empresas que, não só ficaram em precárias condições financeiras mas, também sem condições de cumprir sua programação de obras, imprescindível ao atendimento da demanda solicitada. A partir de novembro de 1964, os decretos nºs 54.936, 54937 e 54938

reforçaram a sistemática da correção monetária anual. Em 1968, o Decreto nº 62724 dispôs sobre normas gerais de tarifação, estabelecendo a classificação geral dos consumidores e a estrutura básica das tarifas. A legislação viria a ser modificada novamente em 1971 através do Decreto-Lei nº 5.655 que dispôs sobre remuneração legal dos investimentos das empresas de eletricidade. Em dezembro do mesmo ano foi baixada o Decreto nº 69721, legislando sobre a quota de reversão a ser computada no custo de serviço e regulou a aplicação da Reserva Global de Reversão. Em 1973, o Decreto nº 73102, regulamentou os artigos da lei que dispôs sobre a aquisição de energia de Itaipu, instituindo também os Grupos Coordenadores para Operação Interligada – GCOI e a Conta de Consumo dos Combustíveis – CCC. Em dezembro de 1974, criou-se a quota de garantia, através do Decreto-Lei nº 1.383, estabelecendo-se a equalização tarifária em todo território nacional,

utilizando-se a Reserva Global de Garantia como instrumento para sua efetivação.

O Decreto-Lei nº 1.506 de 23/12/76, adequou às novas exigências a sistemática para o cálculo do custo de serviço, adotando o critério de capitalização **pro-rata tempore**. Em 1978, estabeleceu-se o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (Decreto nº 82962), adequando a contabilidade das concessionárias à legislação comercial e fiscal do país. Com a criação da SEAP – Secretaria Especial de Abastecimentos e Preços, em 1979, o reajustamento das tarifas, passou a depender de prévia aprovação desse órgão de assessoramento e supervisão da política nacional de abastecimento e preços.

2. Formação de Preços – Considerações e Estrutura Simplificada da Tarifa

A tarifação da energia elétrica consiste na execução de uma série de cálculos previstos em legislação específica, que

permitem organizar tabelas de valores referentes às diversas classes de serviço oferecidos aos consumidores. Evidentemente, vários são os fatores influentes para o cálculo das tarifas de energia elétrica, que o tornam bem mais difícil e complexo em relação aos cálculos de preços para outros produtos em geral.

A indústria de energia elétrica tem características muito peculiares, quer sob o aspecto financeiro, quer sob o da operação. Sua capitalização é predominantemente elevada para uma rentabilidade restrita agravada por uma estrutura pouco flexível, advindo, portanto, a importância de justas e apropriadas tarifas. Outra característica da empresa de energia elétrica, e que a destaca de qualquer outro tipo de indústria é o fato de que a eletricidade tem que ser produzida e consumida simultaneamente.

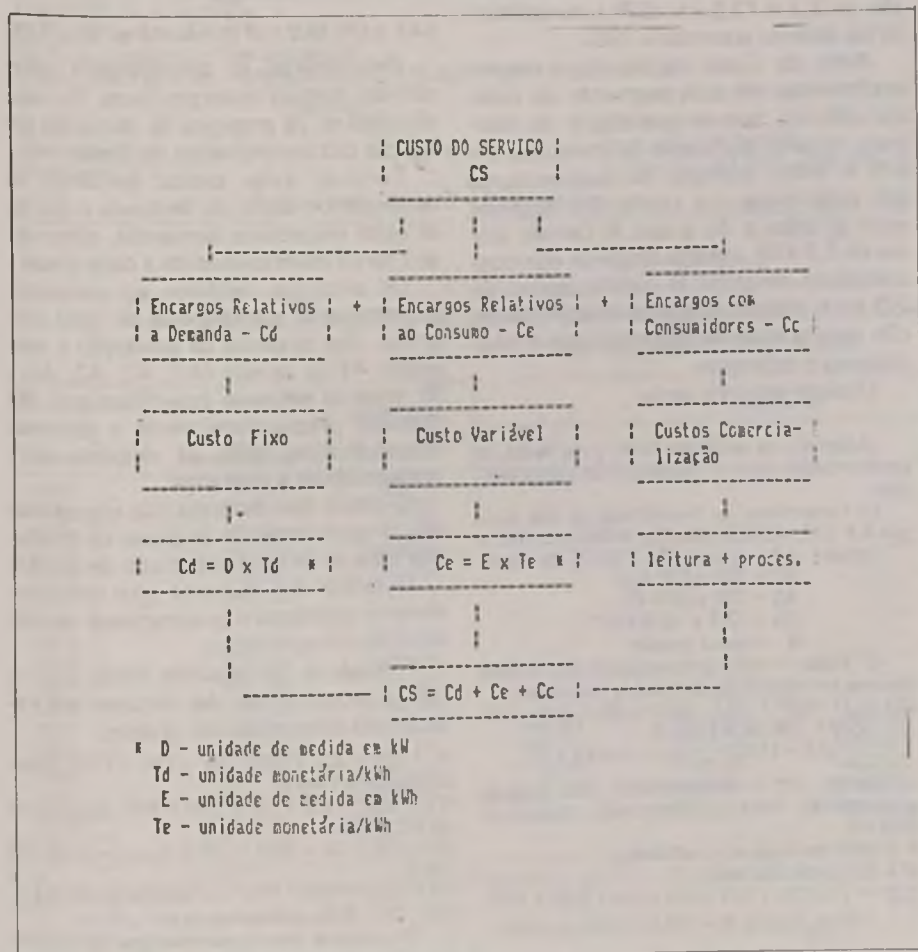
Isto significa que, uma vez que os consumidores estejam ligados ao sistema da empresa, esta será responsável pelo atendimento da carga solicitada a qualquer instante. Acresce-se, ainda, que são distintas as quantidades de energia e as características dos consumidores, o que pode ocasionar fortes variações na potência posta à disposição dos mesmos ao longo do período de fornecimento. Assim o preço ou tarifa (T) pode ser definido como função do mercado (M), do investimento (I), e da política governamental (G), sendo as despesas operativas consideradas como função do investimento: $I = (M, I, G)$.

Simplificadamente pode-se compreender a estrutura tarifária, definindo-se inicialmente o Custo do Serviço e o Investimento. — O Custo do Serviço de uma empresa concessionária de energia elétrica é constituído, basicamente, de três componentes de custos, proporcionais à capacidade do sistema, à energia produzida e ao número de consumidores, segundo o esquema da Figura 1.

Assim, os componentes dos custos de fornecimento de energia elétrica, podem ser definidos da seguinte forma:

a) Encargos relativos à demanda (Cd), que compreendem os custos provenientes do atendimento, por parte do concessionário, das demandas máximas simultâneas de potência solicitadas pelos consumidores. Tal componente reunirá os custos fixos, isto é, os custos provenientes do investimento necessário à instalação da capacidade de geração do sistema. A cobertura dos custos atribuídos a este componente pode ser expressa pela seguinte relação:

FIGURA 1



$C_d = D \times T_d$, onde (1)

C_d = encargos de demanda em um determinado período;

D = somatório das potências demandadas faturáveis no período (normalmente medida em kW);

T_d = tarifa de demanda, ou seja, o custo unitário do kW no período (geralmente um mês).

b) Encargos relativos ao consumo (CE),

que compreendem os custos devidos aos requisitos de energia por parte dos consumidores. Este componente reunirá os custos variáveis de operação, isto é, aqueles proporcionais à produção de energia e relacionados como despesas operacionais.

A cobertura dos custos atribuídos a este componente pode ser expressa pela seguinte relação:

$C_e = E \times T_e$, sendo: (2)

C_e = encargos atribuídos ao consumo de um determinado período;

E = quantidade de energia consumida no período (normalmente medida em kW), e

T_e = tarifa de consumo, ou seja, o custo unitário do kW no período (geralmente um mês).

Ressalta-se aqui que as empresas de energia elétrica consideram, como custo variável, aqueles que não se relacionam com o investimento, nem dizem respeito aos encargos com consumidores, pois estes merecem um tratamento especial.

c) Encargos com Consumidores (C_c), que compreendem os custos devidos no trato direto com os consumidores atendidos pelo sistema da empresa, como por exemplo os realizados com leitura de medidores, extração de contas, horas alugadas de computador para o cálculo e emissão de faturas, etc.

O custo unitário deste componente (T_c), é resultante da relação dos encargos pelo número de consumidores ligados ao sistema, independente, portanto, da quantidade de energia fornecida. Nos cálculos tarifários, este componente é insignificante se comparado com Encargos de Demanda e de Consumo. É usual, então, fazer-se um rateio dos encargos com consumidores pelos outros componentes, ou incluí-los totalmente nos Encargos relativos ao Consumo.

d) Custo Total.

Considerando que todos os componentes de custos (de demanda, de consumo e com consumidores), deverão ser cobertos pelos consumidores, a equação para a receita da concessionária, será: $R = C_d + C_e + C_c$, sendo R = Receita Total. (3)

Por sua vez, o custo total (custo de serviço) é a soma dos componentes de custo. Daí vem:

$$CS = C_d + C_e + C_c, \text{ logo} \quad (4)$$

$$R = C_s \quad (5)$$

Se os Encargos com Consumidores estão incluídos em um único ou em ambos os encargos, de demanda e/ou de consumo, a equação será:

$$R = C_d + C_e \quad (6)$$

Pelas equações (1) e (2) tem-se:

$$R = D \cdot T_d + E \cdot T_e \quad (7)$$

Inv. na produção e sub-grupo	A1 = I1A1 +	= IA1
Inv. no sub-grupo	A2 = I1A2 +	= IA2
Inv. no sub-grupo	A3 = I1A3 + I2A3 + I3A3 +	= IA3
Inv. no sub-grupo	A4 = I1A4 + I2A4 + I3A4 + I4A4	= IA4
Inv. no sub-grupo	B = I1B + I2B + I3B + I4B + I5B	= IB
		IT

O investimento compreende os desembolsos ou usos dos recursos em geração ou produção (G/P), em transmissão na tensão de 230 kV ou mais (T1), em transmissão na tensão de 88 a 138 kV (T2), em transmissão na tensão de 20 a 69 kV (T3), e transmissão na tensão de 2,3 a 13,8 kV (SP) e investimento no sistema secundário (SS).

Além do Custo do Serviço e dos investimentos em cada segmento do sistema elétrico, tem-se que dispor do mercado total e por classe de consumo em kW e kWh, número de consumidores em cada classe e o rateio das despesas com geração e do grupo A (tensão acima de 2,3 kV), mais as despesas dos consumidores do grupo B (tensão abaixo de 2,3 kV), mais as despesas de administração geral e mais as despesas com consumidores e cobrança.

O passo seguinte seria:

a) Definir os encargos fixos e variáveis, de conformidade com o Custo do Serviço calculado.

b) Determinar os Investimentos dos Grupos A1 (I1), A2(I2), A3(I3), A4(I4) e B (IB), e Sendo A1 = alta tensão 230 kV ou mais)

A2 = (88 a 138 kV)

A3 = (20 a 69 kV)

A4 = (2,3 a 13,8 kV)

B = baixa tensão

c) Fazer o rateio proporcional dos Investimentos em relação às demandas faturadas:

$$C.1 = I1 (G/P + T1) / (D1 + D2 + D4 + DB)$$

$$= FP1. \text{ kW de A1 até B}$$

$$= I1A1 + I1A2 + I1A3 + I1A4 + B$$

Sendo: I1 o investimento em geração e produção mais a transmissão acima de 230 kV;

F o fator de proporcionalidade;

D a demanda faturada.

$$C.2 = I2(T2) / (D2 + D3 + D4 + DB) = FP2.$$

$$\text{kW de A2 até B} = I2A2 + I2A3 + I2A4 + I2B$$

Sendo I2, o investimento de transmissão até 138 kV

$$C.3 = I3(T3) / (D3 + D4 + DB) = FP3. \text{ kW de A3 até B} = I3A3 + I3A4 + I3B$$

Sendo I3, o investimento de transmissão até 69 kV

$$C.4 = I4 / (D4 + D5) = FP4. \text{ kW de A4 e B} = I4A4 + I4B$$

Sendo I4, o investimento de transmissão no sistema primário

$$C.5 = IB / DB = FP5. \text{ kW de B} = ISB$$

Sendo IB, o investimento no sistema secundário.

d) O investimento correspondente a cada classe, ou seja, os encargos de demanda seriam:

Onde a soma vertical dá o investimento por classe e a soma horizontal, o investimento por tensão; IT: investimento total.

A seguir estabelece-se, em percentagem, a relação entre o investimento total e o de cada classe:

$$IA1 / IT; IA2 / IT; IA4 / IT \text{ e } IB / IT(\%)$$

Relaciona-se as percentagens assim obtidas com os encargos fixos. Ou seja, distribui-se os encargos de demanda em função dos investimento de classe.

Toma-se estes custos unitários de demanda ou tarifa de demanda e divide-se pelas respectivas demandas, obtendo-se a tarifa correspondente a cada classe.

Os encargos relativos ao consumo, constituem-se das despesas de cada sub-grupo, das despesas de produção e sub-grupo A1 de tensão (A1, A2, A3, A4 e B), mais as despesas específicas que são rateadas proporcionalmente a despesas contabilizadas, mais as despesas com consumidores e cobrança.

O rateio das despesas não específicas são proporcionais às despesas de produção mais as de cada sub-grupo de tensão.

O rateio das despesas com consumidores e cobrança é proporcional ao número de consumidores.

Procede-se do seguinte modo para o rateio proporcional das despesas em relação aos consumos, por grupos:

$$d1 / (C1 + C2 + C3 + C4 + CB) = FP1. \text{ Consumos de A1 até B}$$

$$d2 / (C2 + C3 + C4 + CB) = FP2. \text{ Consumos de A2 até B}$$

$$d3 / (C3 + C4 + CB) = FP3. \text{ Consumos de A3 até B}$$

$$d4 / (C4 + CB) = FP4. \text{ Consumos de A4 até B}$$

$$dB / CB = FP5. \text{ Consumo de B}$$

Finalmente têm-se os encargos de Consumo (D)

Sub-grupo A1 = d1A1 = D A 1
 Sub-grupo A2 = d1A2 + d2A2 = D A 2
 Sub-grupo A3 = d1A3 + d2A3 + d3A3 = DA3
 Sub-grupo A4 = d1A4 + d2A4 + d3A4 + d4A4 = D A 4
 Sub-grupo B = d1B + d2B + d3B + d4B + d5B = D B

Os custos unitários relativos ao consumo ou tarifa de consumo são então determinados:

D A1 / kWhA1; D A2 / kWhA2; D A3 / kWhA3; DA4 / kWh4 e D B / kWhB

A seguir tem-se um exemplo da estrutura tarifária de uma empresa geradora de energia elétrica:

3. Evolução Histórica dos Principais índices

A legislação do setor elétrico que estabeleceu as bases que possibilitou o crescimento do setor foi o Código de Águas, normalizando a utilização dos aproveitamentos elétricos e a forma de remuneração do investimento. Conseqüentemente, a ser observado este diploma legal e suas adequações posteriores, defin-se endogenamente o patamar tarifário que permite a remuneração necessária e legal, para fazer face às exi-

gências de expansão do sistema elétrico em condições adequadas aos requisitos do desenvolvimento econômico e social do Brasil, remuneração esta que deve variar entre 10 e 12%.

Na história recente do setor, sua formação de preços sofreu mutações compatibilizando-se à política econômica global de cada ciclo econômico particular.

Até meados da década de 70 a tarifação obedeceu criteriosamente o princípio do custo do serviço. O crescimento econômico acelerado, então experimentado pela economia brasileira, com requisitos mais que proporcionais de energia, orientou o setor para atender à expansão do mercado a uma velocidade tal, cujo objetivo era:

a) eliminar a demanda reprimida então existente;

b) evitar o racionamento ostensivo, via interrupção de fornecimento, ou velado, via redução de tensão e voltagem; e

c) prover a energia necessária ao elevado crescimento observado de forma que o estrangulamento energético não se constituísse em óbices do desenvolvimento acelerado, então observado.

A mutação dos ciclos econômicos refletem-se nas mudanças observadas na formação e estrutura de tarifas no Brasil, notando-se no período de 1964/1984 quatro fases de comportamento relativamente distintos, com oscilações tanto nos preços relativos da eletricidade con-

a) Custo do Serviço (unidades monetárias — u.m.)	
Remuneração Legal	380.000
Quota de Depreciação	85.000
Quota de Reversão e Garantia	89.000
Diferença de Câmbio	13.785
Custo Fixo	567.785
Despesas Operacionais	183.275
Despesas Tributárias	5.720
Custo Variável	188.995
Total	756.780
b) Mercado	
Demanda — 7.097.312 kW	
Consumo — 3.108.623 MWh	
Fator de Carga = 60%	
Tarifa de Demanda = 1.000. 567.785 u.m./7.097.312 kW = 80 u.m./kW	
Tarifa de Consumo = 1.000. 188.995 u.m./3.108.623 MWh = 61 u.m./MWh	
Transferência de encargos	
Tarifa de Demanda = 98 u.m./kW (fixa)	
Tarifa de Consumo = (conseqüência)	
1.000 . 756.780 u.m. — 695.536 u.m./3.108.623 MWh = 20 u.m./MWh	
Receita	
%	1.000 u.m.
Demanda: 91,9	Demanda = 695.536
Consumo: 8,1	Consumo = 61.240 / 756.776
Conclusão: Receita = Custo do Serviço	

TABELA 1

BRASIL: TARIFAS MÉDIA DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE DE CONSUMIDOR (A PREÇOS CORRENTES)

Tarifa	Residencial	Comércio e Serviços	Industrial				Outras Classes	Média de fornecimento
			A1 e A2	A3	A4	Total *		
1968	87,51	86,36	—	—	—	45,03	35,26	60,03
1969	117,31	119,12	—	—	—	53,93	48,54	77,90
1970	156,90	157,48	—	—	—	65,91	65,04	100,68
1971	197,57	197,09	—	—	—	72,45	81,47	121,78
1972	256,38	251,45	—	—	—	95,60	107,62	154,65
1973	293,53	283,52	—	—	—	109,06	128,35	176,54
1974	355,52	342,17	—	—	—	130,30	159,75	211,73
1975	484,77	458,78	—	—	—	185,35	218,91	291,41
1976	620,29	584,65	—	—	—	237,06	264,80	368,64
1977	817,95	772,68	—	—	—	331,90	350,67	493,81
1978	1048,04	1009,15	—	—	—	453,47	499,25	653,35
1979	1533,74	1532,59	444,61	610,59	882,12	671,68	728,57	962,45
1980	2648,00	3016,51	905,70	1232,22	1759,07	1335,00	1509,83	1831,75
1981	5299,32	6688,04	2316,35	3185,46	4462,55	3344,68	3594,20	4213,79
1982	9620,25	12458,46	4318,34	5834,99	7913,40	6067,38	6688,53	7733,18
1983(**)	21519,41	27472,05	9545,21	13278,53	17702,45	13350,17	15082,91	17180,13
1984(**)	62911,00	75897,73	—	—	—	42179,00	—	50166,00

Fonte: Formulários da Portaria do DNAEE Nº 022/75 — DETA — ELETROBRÁS

* Inclui o Industrial do Grupo B.

** Dados preliminares

sumida pelas diversas classes de consumo quanto na taxa de remuneração do investimento.

Com o programa de ajuste econômico implementado em 1964 — PAEG — foi adotado o “realismo tarifário”, com a correção da defasagem crítica das tarifas. O período seguinte até 1973/1974, respeitou o critério do “serviço pelo custo”. Essa segunda fase coincide com o crescimento acelerado da economia brasileira, liderado pelo setor industrial, caracterizando-se pelo crescimento menos acentuado da tarifa paga pela categoria industrial, comparativamente ao observado nas tarifas das demais categorias.

A tarifa média do consumidor industrial cresceu de 1968 para 1974 cerca de 189%, a tarifa residencial, 306%, a referente a comércio e serviços, 296%, e a tarifa média de fornecimento, 253%, enquanto o Índice Geral de Preços (IGP-DI) variou de 200%.

Como resultado, observa-se a mudança nos preços relativos entre as diversas classes de consumo. A relação entre a tarifa média Residencial e a Industrial evoluiu de 1,94, em 1968, para 2,69, em 1973, e a do Comércio e Serviços que pagava 1,92 vezes a tarifa industrial passa a pagar 2,67 vezes, em 1973. A partir de 1974/75, as modificações conjunturais que se observavam, prenúncio de transformações estruturais da economia, fizeram com que o sistema tarifário, sofresse novas alterações, compatibilizando-se com a política econômica global sob o impacto da crise do balanço de pagamentos e controle inflacionário. Assim passou-se a ter duas restrições fundamentais: uma de longo prazo que era se adequar à política de substituição energética de combustíveis fósseis por energia renovável e outra de curto prazo subordinando-se à política econômica anti-inflacionária. Essa terceira fase, quando a economia evoluiu sob o impacto da crise energética, caracterizou-se por uma significativa mudança no padrão tarifário. A tarifa média industrial cresceu de 415%, de 1974 para 1979, enquanto a Residencial cresceu 331% e a referente ao Comércio e Serviços, 348%, observando-se uma considerável inversão na estrutura tarifária, comparativamente ao ciclo anterior. Note-se que o IGP-DI variou 450% entre 1974 e 1979. Como consequência, a relação entre a tarifa média Residencial e a Industrial decresceu de 2,73, em 1974, para 2,28, em 1979 e entre o Comércio e Serviços e a Indústria de 2,67, em 1974, para 2,28, em 1979, havendo uma queda real nos pre-

ços da energia elétrica.

A Tabela 1 apresenta as tarifas médias nas diversas classes de serviços. Observe-se que a tarifa média é obtida pelo quociente entre a receita de fornecimento e os MWh vendidos em cada categoria de consumo. As categorias industrial e Residencial representam cerca de 70% do faturamento total das concessionárias.

A quarta fase que abrange o período 1979/80 até 1984 é basicamente condicionada pelo duplo choque externo da economia, ou seja, a elevação dos juros internacionais e a segunda alavancagem nos preços do petróleo, fazendo com que se desenhasse um programa econômico para simultaneamente fugir da crise de liquidez do balanço de pagamento e do colapso energético. Nesta fase acentua-se a deterioração dos níveis legais de remuneração, elevando-se o grau de endividamento do setor, com a queda de preços reais (Tabela 2 e Figura 2).

Este ciclo econômico recente de “ajuste econômico” caracteriza-se por um declínio ainda mais acentuado na relação existente entre a tarifa Residencial e a Industrial. Os aumentos estabelecidos para a tarifa média industrial fizeram com que essa tarifa crescesse 5279% de 1979 para 1984, enquanto a Residencial aumentou 4.000% e a de comércio e serviços, cerca de 4.852%, enquanto o IGP-DI, no mesmo período, variou de 6.082%, com nova queda no preço real da eletricidade.

Esta última fase da Política Tarifária caracteriza-se, portanto, por uma maior preocupação com os impactos dos aumentos tarifários das diversas classes de consumo sobre as taxas de inflação. O menor aumento para a tarifa do consumidor residencial reflete essa preocupação na medida em que supõe minimizar o impacto inflacionário do aumento tarifário médio no ICV e IGP. Simultaneamente, a tarifa industrial passa a contemplar diversos mecanismos que propiciam o retardenciamento energético. A relação entre a tarifa média residencial cai para 1,49, em 1984 e a comércio e serviços e a industrial se estabelece no nível de 1,80, no mesmo ano.

Assim incorporou-se às sistemáticas de tarifação conceitos e critérios que convergissem para os objetivos da terceira fase e também contribuíssem para o retardenciamento da matriz energética nacional. Com esta orientação instituiu-se o conjunto de tarifas incentivadas: ESNG, EGTD, EPEX, etc.

4. Comparação Internacional de Preços de Energia Elétrica

A política energética implantada após o primeiro “choque do petróleo” e acentuada após 1979/80 como resposta ao simultâneo choque de preços e juros nos mercados internacionais e que aumentaram a deterioração das relações de trocas do país, resultou numa estrutura

TABELA 2

REMUNERAÇÃO E ENDIVIDAMENTO E ÍNDICE REAL DE PREÇOS DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

Ano	Taxa de Remuneração do Investimento %	Grau de Endividamento %	Índice de Preços 1974 = 100(04)
1974	10,4	37,6	100
1976	11,4	48,2	97
1978	8,6	61,8	86
1980	7,7	70,0	79
1981	7,9	65,7	86
1982	6,6	65,9	81
1983**	4,0(1)	47,8(2)	71
1984**(3)	5,7	67,0	64

Fonte: SIESE — Dados Econômico-Financeiros — 1974/1983
DNAEE — Gazeta Mercantil de 20/06/85, p. 13 — 1984

Notas:

* Inclui as principais empresas e a ELETROBRÁS

** Dados preliminares

(1) — Estimativa ELETROBRÁS — Relatório 1984

(2) — Estimativa GTE — Comissão Portaria MME 364/84 — Estudos de Casos

(3) — Estimativa DNAEE

(4) — Índice de preços de energia elétrica calculado sobre a tarifa média de fornecimento deflacionada pelo IGP-DI.

de preços da energia elétrica que analogamente favoreceu o aumento do consumo dessa energia no Brasil.

A análise da política do setor, indica que a partir de 1978 perseguiu-se dois objetivos:

Primeiro, a preocupação com os impactos dos aumentos tarifários sobre a evolução dos índices de preços, que levou à adoção de maiores aumentos nas tarifas industriais do que nas correspondentes aos consumidores residenciais.

Segundo, na introdução de modificações, principalmente a partir de 1981, na estrutura tarifária e que consistiram, basicamente, na concessão de maiores aumentos para as tarifas de consumo em detrimento das demandas, implicando então em maiores acréscimos na tarifa média dos consumidores de mais alto fator de carga.

Para lograr os objetivos citados, as medidas postas em prática fizeram com que a estrutura tarifária brasileira apresentasse a seguinte evolução conforme a Tabela 3.

Esta estrutura tarifária pode ser comparada com as referentes ao rol de países das Tabelas 4 e 5.

Verifica-se que no ano de 1973 a diferença entre as tarifas pagas por esses consumidores no Brasil era a maior entre os países listados, pagando o consumidor residencial, à época, quase cinco vezes mais do que um consumidor industrial com as características supracitadas. Dos países pesquisados apenas a Bélgica apresentava uma relação entre essas tarifas semelhantes à existente no Brasil.

A tarifa industrial paga por um consumidor de 1 MW e fator de carga de 60%, no Brasil, tornou-se superior apenas à referente ao Canadá e à Noruega, sendo inferior às de todos os demais. Nesse caso a diferença paga por esse tipo de consumidor em sete dos países pesquisados atinge a mais de 100% do que era pago no Brasil, e, na Bélgica e na Argentina em torno de 200%. Para o consumidor industrial de maior porte (25 MW de demanda e fator de carga de 90%) houve uma grande ampliação das diferenças das tarifas dos demais países (à exceção do Canadá) em relação à brasileira.

Embora a política tarifária no Brasil tenha passado por mudanças importantes no período 1973/79, dentre as quais se destaca o processo de equalização tarifária em todo o território nacional, a estrutura tarifária brasileira permaneceu semelhante nos anos extremos do período. A relação entre a tarifa

TABELA 3

Tarifa	EVOLUÇÃO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA BRASILEIRA				
	Industrial 25 MW		Industrial 1 MW		Residencial 200 kWh/mês
	FC = 90%	FC = 60%	FC = 60%	FC = 30%	
1979	100	128	157	256	433
1980	100	129	152	247	323
1981	100	125	150	234	255
1982	100	117	139	209	210
1983	100	115	136	200	204
1984	100	116	136	200	199

Fonte: Deta - Eletrobrás.

residencial e a referente a um consumidor industrial de 25 MW de demanda e fator de carga de 90%, embora tenha sofrido uma pequena redução, seu valor (4,33) ainda é o maior da tabela. Além do mais, as relações de preços entre os diferentes tipos de consumidores industriais, no Brasil, mantiveram-se praticamente iguais em 1973 e 1979.

Para 1984 já se observa o estreita-

mento da relação entre a tarifa residencial e a do grande consumidor industrial, situando o Brasil numa posição intermediária no quadro tarifário internacional.

A Tabela 5 evidencia que, em 1973, a tarifa residencial de energia elétrica no Brasil era superior à da grande maioria dos países comparados, fato que não ocorria para as tarifas industriais.

FIGURA 2

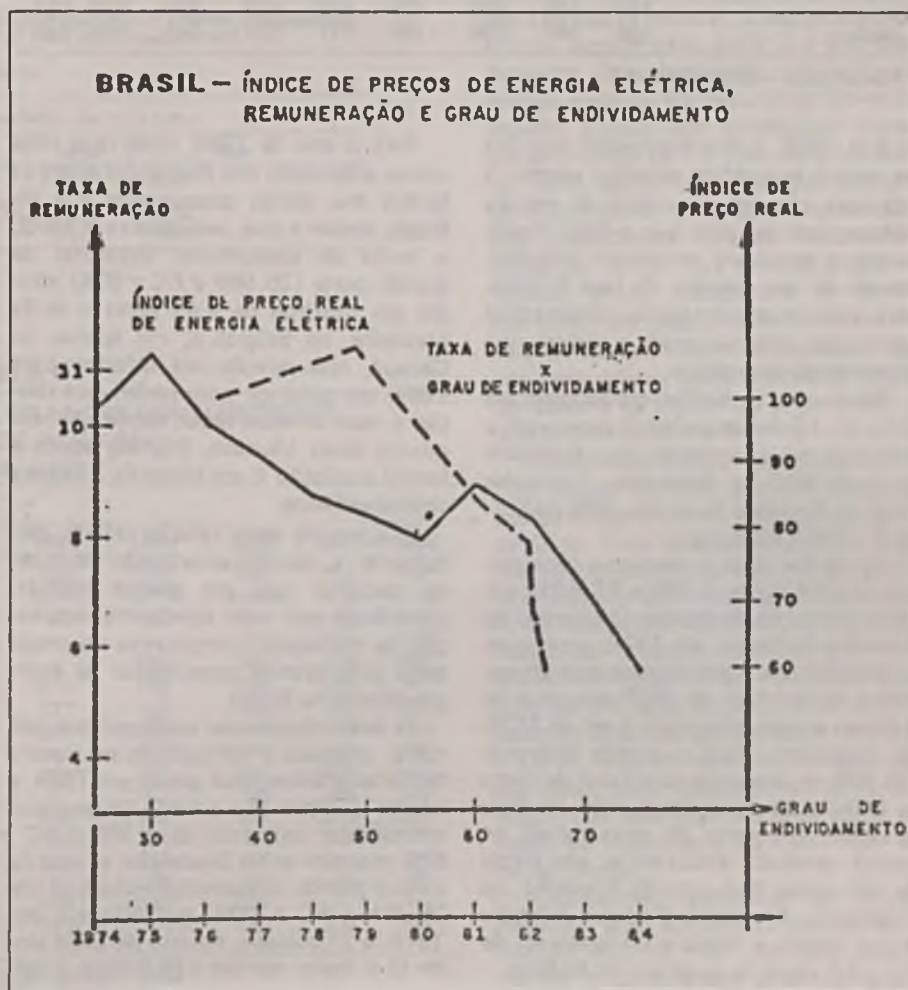


TABELA 4

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS
DE ENERGIA ELÉTRICA
INDÚSTRIA DE 25 MW e FC de 90% = 100

País	Tarifa/Ano		Industrial				Residencial		
			25 MW FC 90%		1 MW FC 60%		200 kWh/mês		
	1973	1979	1973	1979	1973	1979	1973	1979	1984
Brasil	100	100	100	154	157	136	475	433	199
Noruega	100	100	100	121	121	108	183	168	114
Canadá	100	100	100	167	168	157	383	308	287
Ghana	100	100	100	139	115	110	207	108	108
Estados Unidos	100	100	100	133	119	174	400	176	141
México	100	100	100	115	128	127	253	302	193
Argentina	100	100	100	189	189	177	267	229	210
Chile	100	100	100	122	109	115	320	245	243
Uruguai	100	100	100	107	104	104	179	185	179
Alemanha Federal	100	100	100	140	138	135	233	227	216
Bélgica	100	100	100	172	102	128	474	228	253
França	100	100	100	175	157	134	379	299	238
Irlanda	100	100	100	133	112	110	243	172	191
Itália	100	100	100	135	158	198	260	175	248
Reino Unido	100	100	100	117	118	119	200	196	217
Áustria	100	100	100	108	106	108	146	148	147
Espanha	100	100	100	108	123	131	318	262	184
Portugal	—	100	100	—	121	119	—	228	189
Suécia	100	100	100	137	134	136	231	213	178
Suíça	100	100	100	191	191	172	352	367	315
Austrália	100	100	100	135	132	132	289	392	177
Israel	100	100	100	121	110	103	321	137	121
Japão	100	100	100	128	117	122	344	174	189

Fonte: *Data* — ELETROBRÁS

Em 1979, a transformação ocorrida na matriz energética mundial alterou a estrutura mundial dos custos de energia elétrica fazendo com que o Brasil modificasse a estrutura de preços relativos, devido ser sua energia, de base hídrica, para valer-se de vantagens comparativas nas trocas internacionais e reduzir sua dependência energética.

Neste ano as tarifas residenciais em cerca de 13 desses países já superaram a brasileira em percentuais que alcançam cerca de 40% na Argentina, Alemanha Federal, França e Austrália, 76% na Suíça, e 137% na Bélgica.

As tarifas para o pequeno consumidor industrial (de 1 MW e FC 60%) em todos os países do quadro (à exceção do Canadá e Noruega), em 1979, superaram as brasileiras em percentuais que chegaram a atingir mais de 100% em cerca de 9 desses países, chegando a ser de 212% na Argentina. Para a grande indústria (25 MW de demanda com fator de carga de 90%) esses percentuais eram de mais de 100% em cerca de onze países, os preços relativos situavam-se em torno de três vezes mais a tarifa brasileira, na Argentina, Alemanha Federal, Irlanda, Reino Unido e Japão e no intervalo de 3,5 a 4,5 vezes na Áustria e na Bélgica.

Para o ano de 1984, observa-se uma nítida ampliação das diferenças entre as tarifas dos países pesquisados e a do Brasil. Assim é que, enquanto em 1979, a tarifa do consumidor industrial de grande porte (25 MW e FC = 90%) atingia um máximo de 4,49 vezes a tarifa brasileira, na Bélgica e, em apenas no Canadá, essa relação era inferior; para 1984, em cerca de onze países essa relação é mais de duas vezes, sendo que, em quatro deles (Áustria, Irlanda, Japão e Israel) a relação é em torno de 3 vezes a tarifa brasileira.

O aumento dessa relação reflete, certamente, a maxidesvalorização da moeda nacional que, em grande medida, contribuiu para uma substancial ampliação da vantagem comparativa do preço pago pelo grande consumidor de energia elétrica no Brasil.

A tarifa residencial no Brasil que, em 1979, ocupava a 10ª posição no quadro tarifário internacional passa, em 1984, a ocupar a 3ª posição; a tarifa do pequeno consumidor industrial de 1 MW e FC = 60% mantém-se na 3ª posição, e, a tarifa para o grande consumidor industrial (de 25 MW e FC = 90%) que ocupava, em 1979, a 2ª posição, no ano de 1984 ainda só é maior do que a da Suécia, ficando

do abaixo das referentes a todos os demais pesquisados, inclusive, sendo ultrapassada pelo Canadá.

Dessa forma se mantém em níveis bastante elevados a vantagem comparativa do preço pago pelo grande consumidor industrial de energia elétrica no Brasil.

Visando manter essa vantagem, durante o ciclo econômico mais recente mas, compatibilizando-o com os interesses do setor e da economia, o Ministério das Minas e Energia do Brasil através das portarias 1.654 e 1.655, de 13 de agosto de 1979, autoriza, pela primeira, que a ELETRONORTE venha a celebrar contratos de fornecimento de energia elétrica para a redução de alumínio, com tarifas reduzidas de 15% em relação às normais do sub-grupo A.1, assegurando ao investidor que durante 20 anos o dispêndio com energia elétrica, na redução de alumínio, não seria superior a 20% do preço do produto no mercado internacional.

A segunda portaria autoriza a celebração de contratos de fornecimento às indústrias que venham a se estabelecer junto aos futuros aproveitamentos hidrelétricos, com tarifas reduzidas de 15% em relação às normais, desde que os contratos sejam firmados com a antecedência necessária.

Em 31/03/82, a portaria nº 493, do Ministério das Minas e Energia também autorizou os concessionários de serviços públicos de energia elétrica a contratarem fornecimentos, com tarifas reduzidas em até 15% em relação às normais, para unidades consumidores industriais que venham a se estabelecer junto a futuras usinas termelétricas a carvão.

A Tabela 6 fornece evolução relativa do preço da energia, em termos mundiais, para a redução do alumínio.

5. Impacto dos Aumentos Tarifários nos Índices de Inflação

Em estudo recente a Fundação João Pinheiro, de Belo Horizonte, desenvolveu trabalho sobre o tema, ampliando pesquisa já elaborada para a Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG). Foram realizadas simulações visando estimar os impactos de elevações dos preços da energia elétrica no Índice de Custo de Vida, no Índice de Custo da Construção — ambos para a cidade do Rio de Janeiro, e no Índice de Preços no Atacado no conceito de Disponibilidade Interna — IPA — DI, e conseqüentemente no Índice Geral de Preços no conceito

TABELA 5

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL DE TARIFAS
DE ENERGIA ELÉTRICA
BRASIL = 100

País	Residencial			Industrial					
				1 MW FC 80%			25 MW FC 90%		
	1973	1979	1984	1973	1979	1984	1973	1979	1984
Brasil	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Noruega	29	47	99	60	93	137	76	121	173
Canadá	37	60	146	50	91	118	46	85	102
Ghana	34	38	202	71	111	302	79	173	373
Estados Unidos	64	64	210	65	118	381	76	157	297
México	66	105	101	92	123	98	124	151	105
Argentina	44	137	130	96	312	163	79	260	124
Chile	36	104	224	42	127	156	53	184	184
Uruguai	54	91	150	101	141	129	145	213	168
Alemanha Federal	83	144	221	154	241	203	169	275	204
Bélgica	110	237	276	123	290	205	110	449	218
França	86	140	197	123	203	163	108	203	165
Irlanda	56	120	306	95	215	259	110	301	319
Itália	59	79	189	94	197	222	108	197	152
Reino Unido	59	133	253	107	220	203	140	294	231
Áustria	73	129	218	167	253	236	237	377	296
Espanha	83	104	203	88	134	211	125	172	219
Portugal	—	85	237	—	124	217	—	161	249
Suécia	50	85	82	91	146	92	102	172	92
Suíça	88	176	259	148	252	207	119	208	164
Austrália	101	143	202	145	133	222	166	158	227
Israel	41	69	181	47	151	226	60	216	298
Japão	83	113	316	96	209	298	115	281	333

Fonte: Data — ELETROBRÁS

Observações:

1) A categoria residencial está representada por um consumidor de consumo médio de 200 kWh/mês.

2) Para a pequena indústria é considerado um consumidor de 1 MW de demanda e 60% de fator de carga, e para a grande indústria de 25 MW e fator de carga de 90%.

3) Preços relativos a junho de cada ano.

4) Brasil: PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA

Mills US\$ correntes/kWh — em 1º de junho			
Consumidor	1973	1979	1984
Residencial	54,59	58,43	36,55
Industrial			
— 25 MW FC 90%	11,48	13,49	18,34
— 1 MW FC 60%	17,70	21,24	24,91

TABELA 6

TARIFAS ESPECIAIS PARA GRANDES CONSUMIDORES
INDÚSTRIA DE ALUMÍNIO
BRASIL = 100

País	Tarifa/Ano	em 1º de junho						
		1973	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Brasil		100	100	100	100	100	100	100
Mills US\$/kWh		11,48	13,49	15,51	19,38	23,88	17,41	14,24
Canadá		63	97	92	81	73	99	130
Argentina		—	—	—	—	54	109	136
Chile		—	—	—	194	196	210	236
Alemanha Federal		169	275	270	195	168	201	—
França		107	202	227	156	147	169	191
Irlanda		110	300	381	268	268	339	410
Itália		—	—	—	—	75	100	99
Reino Unido		140	294	369	291	233	233	—
Espanha		—	—	—	—	90	106	125
Portugal		—	145	238	183	184	245	260
Suécia		130	167	166	127	87	98	117
Austrália		118	129	139	127	108	—	—
Ghana		24	34	31	26	21	29	35
Israel		60	220	385	242	256	—	—
Japão		59	241	311	255	190	332	409

Fonte: ELETROBRÁS — DGE/Departamento de Tarifas — Data

de Disponibilidade Interna — IGP — DI. O estudo procura detectar, assim, os possíveis efeitos totais (diretos e indiretos) de elevações das tarifas de energia elétrica nos preços dos produtos de um grande número de setores, no Índice Geral de Preços e nos gastos das famílias de diferentes níveis de renda. Para isso utilizou-se um modelo multisetorial, desagregado em 123 setores produtivos, que permite tratar os preços endogenamente, com base na matriz de Relações Intersetoriais do Brasil para 1975, elaborada pelo IBGE.

A Tabela 7, extraído do relatório final da pesquisa, mostra, para aumentos hipotéticos de 10%, 20%, 50% e 100% nas tarifas de energia elétrica, os efeitos nos índices de preços.

Em relação aos impactos nos preços dos produtos setoriais, o estudo permitiu identificar três tipos de setores: mais sensíveis, menos sensíveis e pouco sensíveis às elevações das tarifas de energia elétrica. No primeiro destacam-se os setores de indústria química, minerais não-metálicos, metalurgia, papel e papelão e extrativa mineral. Esses teriam seus preços aumentados entre 2 a 6%, caso houvesse uma duplicação nas tarifas de energia elétrica. No segundo grupo estão aqueles setores que apresentam impactos em torno de 1% para uma elevação de 100% nas tarifas de energia. Esse grupo compreende tanto setores considerados "tradicionais" quanto "dinâmicos", tornando difícil sua caracterização. O terceiro grupo compreende os setores que sofreriam impactos inferiores a 1%, caso as tarifas fossem duplicadas. Figuram nesse grupo, entre outros, os setores agrícolas e as indústrias processoras de seus produtos e os setores de serviços.

Quanto aos índices de preços, o referido estudo conclui que os maiores impactos recaem sobre o Índice de Custo de Vida. Para uma majoração de 100% nas tarifas de energia elétrica, aquele índice sofreria uma elevação em torno de 4,3%. Conforme Tabela 5, os Índices de Preços por Atacado e de Custo de Construção Civil são ainda menos afetados: para tal elevação nas tarifas de eletricidade os impactos seriam cerca de 1,35% e 1,05%, respectivamente. Em decorrência disso, uma elevação nas tarifas, da magnitude referida, resultaria numa elevação da ordem de 2,20% no Índice Geral de Preços.

Finalmente, conclui-se da aludida pesquisa que aumentos nas tarifas de energia elétrica não exercem grandes efeitos inflacionários, uma vez que os

TABELA 7

**IMPACTOS DE AUMENTOS DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA
NOS ÍNDICES DE PREÇOS**

Aumentos	10%	20%	50%	100%
Índices				
Preço por atacado/DI	0.1352	0.2703	0.6759	1.3518
Custo de Vida/RJ	0.4252	0.8523	2.1306	4.2607
Construção Civil/RJ	0.1055	0.2110	0.5275	1.0550
Geral de Preços (IGP)	0.2192	0.4390	1.0974	2.1947

Fonte: Cálculos da Fundação João Pinheiro/DP-I

Índices que compõem o Índice Geral de Preços são pouco sensíveis a essas elevações. O modelo supõe, no entanto, que cada setor só irá repassar aos seus preços finais as elevações decorrentes de aumentos de custos de energia elétrica e aquelas transmitidas pelos demais setores por causa desse aumento inicial. É evidente que nas atuais condições do País — onde as expectativas são um componente importante nas altas dos preços observados — elevações nas tarifas de energia elétrica poderiam gerar maiores impactos do que os identificados no estudo, visto que os agentes econômicos poderiam reagir a esses aumentos, elevando os preços dos produtos de seus respectivos setores acima das variações efetivamente ocorridas em sua estrutura de custos de produção.

No entanto, o controle de preços diretores da economia deve ser exercido, em um contexto mais amplo. Com o auxílio da História Econômica Comparada, observa-se que o Brasil, dentre outros fatores, teve seu processo de industrialização retardado também pela falta de energia. Com base territorial e populacional ampla, faltou carvão mineral na quantidade e qualidade requerida para acionar a transformação dos recursos naturais abundantes disponíveis. Assim o País não dispôs da energia que acionou a revolução industrial das economias plenamente desenvolvidas.

Ainda que se subordine setores estratégicos à política anti-inflacionária de curto prazo, alguns cuidados devem ser observados. Os reajustes de seus preços têm que contemplar um tempo que seja suficientemente longo para evitar a realimentação inflacionária (mais, de caráter psicológico segundo o estudo citado). Ao mesmo tempo, suficientemente curto para evitar a descapitalização das empresas com posterior enfraquecimento do setor e conseqüente elevação da dependência energética externa.

BIBLIOGRAFIA

- ELETROBRÁS — Curso de Tarifas — Módulo I (DERH/DVTD)
- ELETROBRÁS — Boletim de Tarifas — DETA/DGE
- ELETROPAULO — Boletim Tarifário de Fornecimento — BTF — 04/84
- mentos das Tarifas de Energia Elétrica — Relatório Final — Belo Horizonte — 1985
- R. ALMEIDA, DENIZART — Política Tarifária e Financeira do Setor de Energia Elétrica no Brasil — Estudo e Análise da Análise da Evolução Recente — Tese de Mestrado submetida a COPPE — UFRJ — 1983
- SERRA, M.T. e BORGES, O.F. — Crescimento do Produto Interno Bruto — 1948-2010 — DEME (NT-21, julho de 1983) — ELETROBRÁS
- ELETROBRÁS — Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica — DETA/DGE — 1985.

Financiamento internacional do Setor Elétrico

AYLTON VASCONCELLOS JÚNIOR

Chefe do Departamento de Recursos da ELETROBRÁS. Master of Arts in International Management pela American Graduate School of International Management. Trabalhou na área financeira de diversas empresas privadas; foi chefe das divisões de Gerência e Negociações de Recursos da ELETROBRÁS.

As relações de trocas entre as nações ditaram as necessidades de se aperfeiçoar o conjunto de instrumentos de intercâmbio de bens e serviços, que tem atingido formas elaboradas em nosso tempo quanto a sua dinâmica e operacionalidade.

No caso brasileiro, registra-se nos anos 70 uma forte expansão de sua atividade internacional, dando início a um novo ciclo de exposição às técnicas de mercado, elevando, como é notório, as trocas com o exterior.

Essa relação é seriamente abalada pelo choque do petróleo que provocou o desequilíbrio do escambo comercial, ocasionando a necessidade de cobertura de recursos financeiros para a normalização dos pagamentos externos.

De vez que a situação em apreço não acenava com qualquer espécie de regressão a curto prazo, tornou-se imperioso obter recursos financeiros, em grande escala, no exterior, para amortização no médio e longo prazos, dando-se, assim, o tempo imprescindível para que tivesse lugar a recuperação das relações de trocas e se nivelassem em equilíbrio a prazo futuro (ao menos como proposição teórica de planejamento).

Do exposto, observa-se como se dá o emprego de recursos financeiros para a manutenção das linhas de comércio e prestação de serviços, atuando para a preservação da liquidez internacional.

Em casos particulares, vamos encontrar o financiamento adequado de bens e serviços como condição básica para a promoção e sucesso mercadológico da mais variada sorte de empreendimentos no campo internacional, cujas modalidades estão ligadas aos prazos de conveniência de sua utilização, à natureza e em

termos de sua operacionalidade, aí se revelando o produto financeiro apropriado para cada transação negociável específica, contribuindo para a constatação de uma situação de vantagem comparativa.

Acreditamos que o âmbito desta explanação não se deve estender às minúcias dos chamados créditos documentários ("documentary credits") cuja utilização pelo Setor Elétrico encontra-se sob as restrições da Resolução 767, de 06/10/82, do Banco Central do Brasil. A política de importações atual ensaja a utilização dos instrumentos de crédito aplicáveis a bens e serviços primordialmente para a manutenção e limitado desenvolvimento do ativo técnico, porquanto há dificuldade de se atender aos prazos mínimos de financiamentos estabelecidos, por razões conjunturais.

Sem dúvida, por relevância, devemos focalizar nossas atenções nas etapas que resultaram no atual endividamento externo do Setor Elétrico, para que se possa avaliar da propriedade do emprego desses instrumentos nas situações em que foram utilizados.

Cabe assinalar que o nosso acesso aos mercados financeiros internacionais deveu-se a condições especialíssimas e inesperadas, ocasionadas pela abundância de recursos oriundos dos ganhos dos exportadores de petróleo.

Os banqueiros de Londres, Nova Iorque, Frankfurt e outros centros financeiros secundários tinham diante de si

um dilema: como aplicar a taxas de curto prazo (menos onerosas) os recursos vultosos dos membros da OPEP. Somente projetos extremamente rentáveis, que justificassem a cobrança de altos juros no longo prazo, poderiam servir o curto prazo. Países em desenvolvimento que alcançavam estágios industriais de maior maturidade, porém ainda carentes de investimentos intensivos de capital na indústria de base, eram o alvo reconhecido, daí o elevado endividamento de países latino-americanos como a Argentina, Brasil e México e, do outro lado do mundo, a Coréia do Sul, Taiwan e Singapura, entre os mais significativos.

A dimensão dos projetos colocava em evidência, entre outros, o Setor Elétrico, que poderia preencher os requisitos de rentabilidade e de absorção de significativas somas de financiamento, ao lado da pressurosa necessidade de se utilizar esses créditos para a aquisição de petróleo.

A mecânica do financiamento internacional

A instrumentalização dos financiamentos internacionais dá-se através de operações de características pré-determinadas, do conhecimento das partes cuja configuração, no jargão bancário, assume o nome de "produto financeiro", que identifica o negócio em potencial.

A maioria das operações internacionais do Setor Elétrico compreendeu pro-

TABELA 1

RECURSOS CONTRATADOS PELO SETOR ELÉTRICO NO PERÍODO 1979-1984

ANO	Financiamentos (US\$ Equivalentes)	Financiamentos + Emprest. em Moeda (US\$ Equivalentes)	Participação % Financiamentos/ Total
1979	23.285.402	3.170.211.805	36,9
1980	612.810.990	1.218.164.372	49,2
1981	580.954.935	1.903.006.185	19,9
1982	474.403.087	2.379.611.073	30,5
1983	1.317.272.347	2.678.428.347	50,3
1984	889.729.619	2.411.819.619	0,7
Total	3.898.456.380	13.761.241.401	28,3

ditos financeiros de médio e longo prazos, reservando as de curto prazo para a reposição e a manutenção de equipamentos (vide Resolução nº 767 citada).

No médio e longo prazos, temos as operações do mercado de euromoedas, mais predominantemente o eurodólar.

Os empréstimos financeiros com 7 (sete) a 9 (nove) anos de duração são os mais utilizados e situam-se no prazo médio que, em princípio, é inadequado ao perfil dos investimentos do Setor Elétrico, de retornos a prazos bem mais dilatados dos que os concedidos no eurodólar ao nosso país.

Cabe aos organismos de fomento internacional a concessão de prazos de empréstimos mais favoráveis, aparecendo, como principais credores, o Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento e organismos oficiais de países exportadores, tais como, o Kreditanstalt für Wiederaufbau — KFW, da República Federal da Alemanha, entre outras entidades. Os financiamentos do Banco Mundial para projetos brasileiros na área de energia elétrica, por exemplo, vencem em 15 (quinze) anos, incluindo 3 (três) anos de carência.

Algumas empresas de energia conseguiram a colocação de bônus no exterior, como é o caso da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. — ELETROBRÁS, Companhia Energética de São Paulo — CESP e LIGHT — Serviços de Eletricidade S.A., porém a presença de nomes brasileiros neste segmento de mercado é ligada a um esforço de longo prazo e de evolução lenta, para que paulatinamente se alcance uma posição de menos dependência dos bancos, em troca de uma clientela de investidores individuais, localizada nos maiores centros financeiros. Todavia, nossa ida ao Fundo Monetário Internacional — FMI trancou o acesso a essa modalidade de operação, temporariamente.

Bastante praticados até recentemente e com notoriedade plena no Setor Elétrico estão os chamados "pacotes" que envolvem, no mesmo envólucro, a venda de bens e serviços juntamente com créditos paralelos em divisas conversíveis, harmonizando linhas de crédito de longo prazo no tocante a equipamentos e serviços com o acoplamento de créditos, em moeda, no padrão do mercado de eurodólares.

Diga-se de passagem que a concepção dos créditos paralelos era destinada ao financiamento do custo local das obras; contudo a crise cambial, mesmo

nos anos que a antecederam, levou a canalização desses recursos para o pagamento do serviço da dívida, fato que, ligado aos cortes orçamentários advindos, retardou o desenvolvimento de certos empreendimentos.

As alternativas existentes

A conjuntura em que vivemos nos coloca diante da abrangência dos acordos firmados com o FMI e as instituições financeiras internacionais que, em conjunto, fixaram, de acordo com as

nossas autoridades, os parâmetros de renegociação e repasse de recursos disponíveis para a manutenção da liquidez do país.

Assim, o limite máximo de captação corresponde ao teto acordado no chamado esquema de "involuntary lending"⁽¹⁾ onde cada participante, em princípio, não está disposto a superar seus compromissos de aporte de recursos.

No momento em que nos situamos ao fim da Fase II do Plano de Renegociação da Dívida Externa Brasileira, a

TABELA 2

EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS EXTERNOS (Em US\$ milhões correntes)

ANO	BRASIL	Setor de Energia Elétrica			PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL
		CAPTAÇÃO DIRETA	RESOLUÇÃO 63	SOMA	
1974	6.891	457	13	470	6,8
1975	5.933	677	23	700	11,8
1976	7.772	648	49	697	9,0
1977	8.424	1.352	137	1.489	17,7
1978	13.810	1.977	89	2.066	15,0
1979	11.228	2.087	218	2.305	20,5
1980	10.596	2.509	536	3.045	28,7
1981	15.553	2.968	788	3.756	24,2
1982	12.515	3.114	501	3.615	28,9
1983	8.109	931	123	1.054 ⁽¹⁾	13,0

Fonte: *Balanço de Pagamentos — Banco Central do Brasil*
Setor de Energia Elétrica — Fontes e Usos de Recursos — ELETROBRÁS
— Departamento de Estudos Econômicos.

(1) O decréscimo na captação deveu-se à ocorrência da crise cambial. Para cobrir parte dos pagamentos aos credores internacionais, o que é normalmente feito através do ingresso de novos recursos em moeda estrangeira, o Setor Elétrico se utilizou dos dispositivos do Banco do Brasil (Avisos 30 e GB 588), no montante de Cr\$ 1 trilhão.

TABELA 3

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA Juros e demais encargos de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira⁽¹⁾ e Receita de Operação

ANO	Juros e demais Encargos (a) (em Cr\$ milhões de 1983) ⁽²⁾	Receita de Operação (b) (em Cr\$ milhões de 1983) ⁽²⁾	(a) : (b) %
1974	107.357	2.168.872	5,0
1975	121.966	2.526.497	4,9
1976	131.728	2.554.858	5,2
1977	153.306	2.770.327	5,6
1978	214.113	2.812.739	7,7
1979	368.632	2.964.837	12,5
1980	587.932	3.146.205	18,7
1981	756.735	3.703.366	20,5
1982	930.581	3.625.979	25,7
1983	1.185.171	3.486.019	34,0

Fonte: *Setor de Energia Elétrica — Fontes e Usos de Recursos*
ELETROBRÁS — Departamento de Estudos Econômicos
(1) Inclui operação sob a Resolução nº 63, do Banco Central do Brasil
(2) Utilizado — Deflator Implícito do PIB

escassez de recursos de repasse disponíveis para o mercado⁽²⁾ é agravada pelo compasso de espera experimentado pelo prolongamento das negociações da Fase III, cujos termos e condições se anunciam mais favoráveis quanto a prazo e custo efetivo dos empréstimos.

Em decorrência da restrição momentânea, os recursos disponíveis sob o regime da Lei nº 4.131 tornam-se disputados, havendo um fortalecimento na posição de negociação dos banqueiros repassadores, principalmente no trato com tomadores com menor organização de captação e intimidade com os negócios internacionais.

Encontra-se em fase de análise no Ministério da Fazenda, para posterior implementação, o PROREX – Programa de Repasse de Recursos em Moeda Estrangeira, no qual os recursos que permaneceram em depósito no Banco Central do Brasil ao fim da Fase I estariam disponíveis para serem contratados. Analogamente, pode-se antever igual tratamento aos depósitos não sacados na Fase II.

Há que se considerar ainda os recursos oriundos de instituições de fomento como o Banco Mundial e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (base de estruturação do esquema de manutenção futura da liquidez a curto e médio prazos) que deveriam ser conside-

rados como fonte natural e ampla para o suporte de projetos prioritários, não fosse a carência de recursos financeiros de contrapartida existente, provocando um volume expressivo de saldos não desembolsados e constituindo-se, à primeira vista, num impasse merecedor de solução, em harmonia com a política governamental a ser decidida sobre o assunto.

Assim, limitadas às restrições da hora presente, as empresas do Setor Elétrico têm destinado as iniciativas de captação ao pagamento do serviço da dívida, ressaltada, quando utilizável, a incorporação de equipamentos financiados por linhas de crédito de bancos de fomento e outras remanescentes de pacotes comerciais.

Na verdade, a expectativa pela melhoria dos termos de negociação da Fase III constitui-se na mais genuína esperança de prazos mais adequados à natureza das atividades do Setor Elétrico, quando se acena com empréstimos com vencimentos ao redor de 16 (dezeses) anos, a juros menos contundentes, constituindo-se na melhor alternativa de captação no horizonte próximo.

O volume de recursos transacionais

Durante o período de 1979-1984, a captação de recursos em moeda do Se-

tor Elétrico – empréstimos contratados sob a Lei nº 4.131 e operações firmadas sob a Resolução nº 63, do Banco Central do Brasil – foram superiores às necessidades de atender ao serviço da dívida correspondente, à exceção dos anos atípicos de 1982 e 1983 quando o Setor, a exemplo dos demais segmentos da nossa economia, foi afetado pela grave crise cambial que se abateu sobre o país (vide Gráfico 1). Nestes dois anos, utilizou-se basicamente mecanismos de liquidez através dos quais o Banco do Brasil S.A. operava a cobertura dos pagamentos, aos credores externos, dos empréstimos com garantia da República, sendo posteriormente ressarcido do principal devido, acrescido dos juros equivalentes aos vigentes no mercado internacional, enquanto que o serviço da dívida das demais operações era pago com recursos próprios das empresas.

Em 31 de dezembro de 1984, o Setor era responsável por 16,0% (dezeses por cento) do endividamento externo brasileiro, 75,8% (setenta e cinco por cento e oito décimos) de sua dívida líquida, no valor de US\$ 16,6 bilhões equivalentes, tendo sido contratada com base nas taxas flutuantes LIBOR – “London Interbank Offered Rate” e “prime rate” norte-americana.

Ainda durante o período considerado, volume substancial de financiamentos para a aquisição de bens e serviços foi contratado pelo Setor Elétrico, conforme demonstrado na Tabela 1.

No entanto, face à carência de recursos financeiros de contrapartida anteriormente assinalada, em 31 de dezembro de 1984 o saldo oriundo desses financiamentos (e não desembolsado) montava a US\$ 2,8 bilhões, com um custo médio anual de aproximadamente US\$ 21,0 milhões, face à comissão de compromisso normalmente cobrada sobre as parcelas não utilizadas dos créditos.

Implicações

O Setor Elétrico, dentro da política governamental de financiamento dos déficits sucessivos na conta de transações correntes do balanço de pagamentos brasileiro, atuou como grande tomador de recursos externos, tendo participação crescente na captação anual do país, enquanto que, em 1974, conforme Tabela 2, era responsável por 6,8% das contratações, em 1982 respondia por 28,9% dos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira efetivados.

TABELA 4

SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA Empréstimos e Financiamentos em Moeda Estrangeira⁽¹⁾ e Investimentos

ANO	Empréstimos e Financiamentos em Moeda Estrangeira		Investimentos	
	Em Cr\$ milhões de 1983 (2)	Varição % no ano	Em Cr\$ milhões de 1983 (2)	Varição % no ano
1974	387.095	—	1.573.735	—
1975	518.196	31,8	1.879.897	19,5
1976	455.089	(10,8)	2.018.775	7,4
1977	889.548	95,5	2.224.269	10,2
1978	1.094.334	23,0	2.506.510	12,7
1979	1.152.998	5,4	2.352.577	(6,1)
1980	1.333.424	15,6	2.258.732	(6,1)
1981	1.691.406	26,8	2.544.393	12,6
1982	1.597.543	(5,5)	2.688.625	5,7
1983	609.279 ⁽³⁾	0,7	2.137.623	(20,5)

Fonte: Setor de Energia Elétrica — Fontes e Usos de Recursos — ELETROBRÁS — Departamento de Estudos Econômicos

(1) Inclui Operações sob a Resolução nº 63, do Banco Central do Brasil

(2) Utilizado o Deflator Implícito do PIB

(3) O decréscimo no volume ingressado no período deveu-se à ocorrência da crise cambial. Para cobrir parte dos pagamentos dos credores internacionais, o que é normalmente feito através da captação de novos recursos no mercado externo, o Setor Elétrico recorreu aos dispositivos do Banco do Brasil S.A. (Avisos 30 e GB 588), no montante de Cr\$ 1 trilhão.

(4) Inclui-se para fins de relação percentual, o montante de Cr\$ 1 trilhão, objeto da Nota (3).

Não somente o volume mais, igualmente, a composição da carteira de empréstimos, pesadamente concentrada em taxa flutuante e, por conseguinte, extremamente vulnerável à flutuação dos juros no mercado financeiro internacional, aliados a diretrizes de restrições tarifárias, têm ocasionado sensível deteriorização na saúde financeira das empresas de energia elétrica. A Tabela 3 mostra o comprometimento ascendente da receita de operação do Setor com o pagamento de juros e demais encargos oriundos de captações externas que, de uma média de 5,2%, no período 1974-1977, passou a 34%, em 1983.

Depreende-se, ainda, pela série histórica comparativa apresentada na Tabela 4, que o volume de investimentos realizados pelo Setor Elétrico no período 1974-1983, não acompanha o crescimento da dívida em moeda estrangeira.

Finalmente, observa-se, através do Gráfico 2 que o serviço da dívida projetado do Setor para os próximos dez anos é bastante expressivo mesmo que, de maneira otimista, sejam estimados percentuais de rolagem decrescente — 70% em 1986, 60% em 1987 e 50% a partir de 1988.

NOTAS

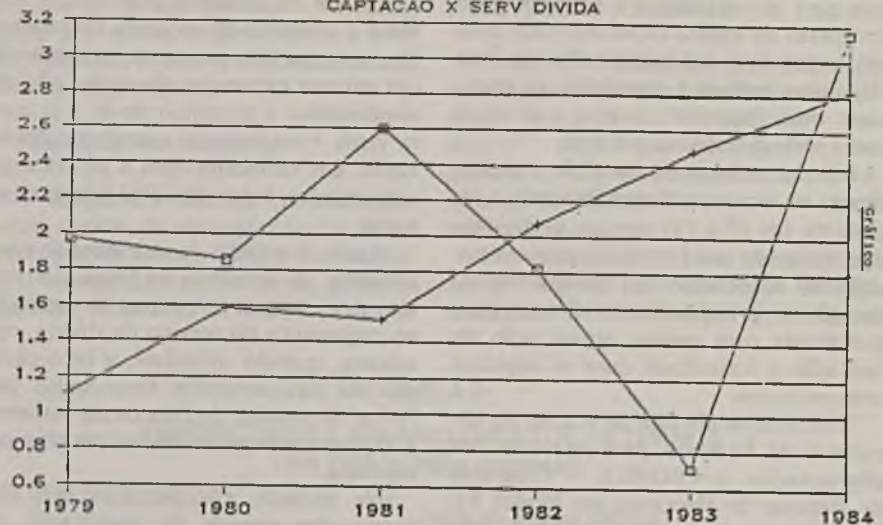
1. Projetos I e II da Fase I e A e B da Fase II, que correspondem, respectivamente, à contratação de recursos novos (US\$ 4,4 bilhões em 1983 e US\$ 6,5 bilhões em 1984) e ao reescalamento do principal vencido nos anos de 1983 e 1984, em montantes aproximados de US\$ 4 e US\$ 5 bilhões.
2. O montante de recursos de repasse disponíveis para o mercado é inferior ao volume existente no Banco Central do Brasil, tendo em vista que diversas instituições financeiras de pequeno porte adotam como diretrizes a manutenção dos seus empréstimos junto àquela autoridade monetária brasileira como forma de minimização de risco.

BIBLIOGRAFIA

1. BERNSTEIN, Peter L. The real origins of the banking crisis. *Institutional Investor International Edition* IMF/World Bank issue. New York, 1984.
2. CHEVALLIER, François. Les entreprises publiques en France. Paris, La Documentation Française, 1979. (Notas et études documentaires, 4507-4508).

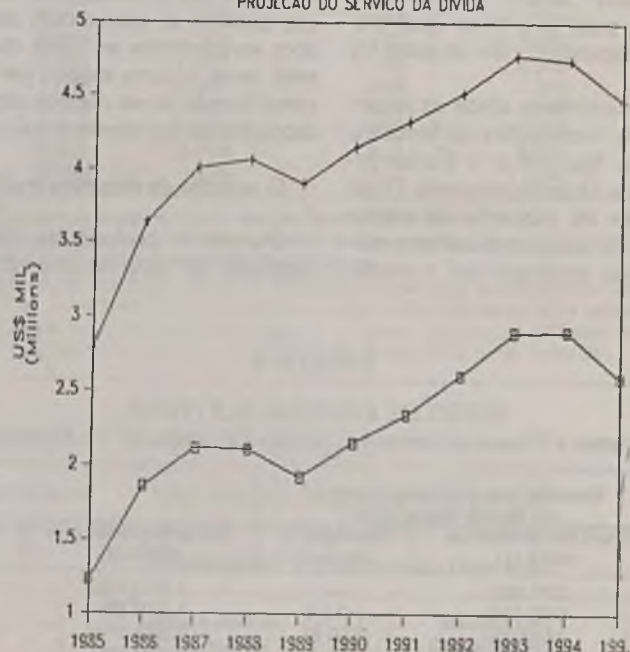
SETOR DE ENERGIA ELETRICA

CAPTACAO X SERV DIVIDA



SETOR ELETRICO

PROJECAO DO SERVICO DA DVIDA



3. FORUM ON POLICY IMPLEMENTATION FINANCING, Tokyo. March 7-18, 1983. Tokyo, The Japan Development Bank, 1983.
4. WATSON, Alasdair. Finance of International Trade. Cambridge Gt. Brit., Hob.
5. WOOD, Philip. Law and Practice of International Finance. London, Sweet & Maxwell, 1980.

Alternativas de recuperação econômico-financeira do Setor Elétrico

JAYME BUARQUE DE HOLANDA

Diretor econômico-financeiro da EMBRATEL Engenheiro eletrônico pela PUC; estatístico pela Escola Nacional de Ciências Estatísticas; pós-graduado em sistemas de controle pela Supaero, Paris, foi chefe da assessoria da presidência da ELETROBRÁS.

Ao contrário da maioria dos países do mundo, o Brasil não deverá enfrentar problemas sérios, do ponto de vista energético, para fornecer eletricidade ao longo das próximas duas décadas. Sob esse aspecto, o problema será decidir entre diversas formas de energia primária disponíveis no país, quais as mais convenientes e em que proporções deverão ser utilizadas.

Os problemas do setor elétrico, hoje e anos à frente, situam-se, sobretudo, no plano econômico-financeiro, como consequência do alto nível de endividamento em que ele se encontra atualmente. Este endividamento, dada a proporção que alcançou, torna-se um indicador-síntese das dificuldades que transcendem ao aspecto exclusivamente financeiro.

Assim, por exemplo, é mais fácil conseguir financiamentos externos para equipamentos (geradores, turbinas, etc.), do que para as obras civis associadas. Nestas condições, as crescentes necessidades de novos financiamentos podem levar à decisão de iniciar uma obra pela aquisição de equipamento dentro de "pacotes financeiros" que cobrem, porém, apenas uma pequena parte das necessidades totais. Além de induzir à compra de equipamentos mais caros (normalmente, nestes casos, não há concorrência — Nota 1), essa prática agrava o problema financeiro futuro, quando faltam recursos para as obras civis. Como consequência, as construções demoram além do necessário e parcelas enormes de investimento ficam paradas, em prejuízo do setor e da sociedade como um todo. Outra consequência é que as empresas passam, sistematicamente, a depender dos empreiteiros como fonte anômala de financiamento, criando uma

relação de dependência inexistente no passado e que é de todo indesejável, pois é evidente que estes, como proteção, tendem a elevar os preços, num processo que degrada ainda mais a situação financeira do setor.

Portanto, as dificuldades financeiras de curto prazo agravam o quadro a longo prazo, numa espiral de problemas que torna cada vez menos eficiente a utilização dos escassos recursos de capital disponíveis, de forma negativa ao setor.

O presente artigo apresenta, de forma global, as dimensões do problema, soluções possíveis e as principais dificuldades e resistências a serem encontradas, dando ênfase à tese do aumento de eficiência como solução.

Dimensões do problema

O estudo das finanças do setor, se considerarmos cada concessionária de

eletricidade isoladamente, pode ser extremamente complexo, uma vez que entre as empresas existe uma complicada relação financeira, seja devido às compras e vendas de energia entre elas, seja através do mecanismo de repartição da receita (Quota de Garantia e Conta de Combustível), seja, ainda, através da ELETROBRÁS que, como empresa "holding", aplica seus recursos exclusivamente em empresas do setor, utilizando recursos originados nas mesmas: dividendos, quota de reversão e serviço das dívidas. Em resumo, dificilmente podemos inferir a situação do setor a partir da situação de uma empresa tomada isoladamente.

Para contornar esta dificuldade e concentrar a análise do essencial podemos trabalhar como se existisse uma única empresa de eletricidade no Brasil, resultado da fusão de todas as concessionárias, ELETROBRÁS e ITAIPU (Nota 2). A "Empresa" assim definida, talvez fosse

TABELA 1

31/12/83		US\$ bi	
Ativo		Passivo	
Circulante	1,1	Circulante	2,6
Permanente	37,0	Exigível	21,7
Imob. em Serv.	17,8	no Brasil	1,7
(-) Depr. Acum.	(3,1)	no exterior	20,0
Imob. em Curso	18,6	Patr. Líq. + outros	13,8
Diferido	3,7		38,1
	38,1		

Nesta apresentação, chama a atenção o endividamento do setor e a dependência de empréstimos externos, que representavam quase 20% da dívida brasileira na mesma data. Não existe paradigma para saber qual o endividamento "bom" ou "desejável" para a "Empresa" que criamos. Usando qualquer índice de endividamento, porém, temos evidências de que é muito elevado, se comparado com o obtido em épocas passadas, quando o processo de forte endividamento do setor apenas começava e a questão financeira não se apresentava de forma tão aguda (Nota 4). Para entender o que ocorre, vejamos o problema financeiro enfrentado pelo setor no corrente ano:

TABELA 2

	1984 — US\$ bi
ENTRADAS	5,2
— Venda de serviço	4,6
— IUEE + associados	0,6
SAÍDAS	12,5
— Despesa de Operação	1,6
— Serviço da Dívida	5,8
— Invest.	3,5
— Necess. de Cap. de Giro	1,6
Novos recursos em 1984	7,3

um monstro administrativo, mas a análise da mesma nos dá uma visão da problemática setorial e nos permite tirar algumas conclusões gerais que o estudo isolado das concessionárias pode falsear.

A "Empresa" apresentava, no final de 1983, o seguinte balanço-síntese (em US\$ bilhões) (nota 3). Tabela 1).

A principal fonte de receita originou-se da venda dos serviços, complementada por parcelas do Imposto Único e do Empréstimo Compulsório retidas no setor. Dentre as despesas, destaca-se a relativa ao serviço da dívida, seguida da de investimentos. Dentre as saídas, prevê-se uma parcela de 1,6 US\$ bilhões para capital de giro que permitiria ao setor recompor seu esquema de dívidas a curto prazo. Como consequência, constata-se a necessidade de captar, durante o ano, novos recursos da ordem de US\$ 7 bilhões.

Os detalhes sobre o financiamento desse montante são conhecidos apenas parcialmente. Ao que tudo indica, porém, o recurso a novos empréstimos no ano será superior às amortizações. Portanto, o endividamento no final de 1984 deve aumentar em relação ao ano anterior.

Na verdade, caso a evolução do setor ocorra dentro do panorama médio observado nos últimos anos, e considerando hipóteses normalmente adotadas para decisões no setor (Nota 5), o endividamento continuará aumentando nos próximos anos, o que indica um agravamento dos já difíceis problemas do ano em curso.

Para quebrar o círculo vicioso, portanto, é preciso, de alguma forma, reduzir os recursos a novos empréstimos, seja aumentando as entradas, seja reduzindo as saídas. Considerando que as despesas operacionais formam uma parcela pequena e que esta já foi fortemente comprimida nos últimos anos (Nota 6), vê-se que as políticas possíveis reduzem-se a três grandes linhas (ou uma combinação delas):

- 1) aumento da receita de serviços e fiscal associada (aumento da tarifa);
- 2) capitalização do setor;
- 3) redução dos investimentos.

Os dois primeiros caminhos são os mais favorecidos pelo setor na medida em que podem ser aplicados facilmente, utilizando-se a estrutura existente. A seu favor, há o argumento de que as dificuldades decorrem da política de endividamento do país, praticada entre 1975 e 82, sobretudo. Nela, o setor teve papel destacado devido ao excelente bai-

xo endividamento das suas empresas, à existência de projetos cujas dimensões justificavam grandes empréstimos e à tradição e organização que facilitava a captação de recursos internacionais. O terceiro caminho é, certamente, o mais difícil de ser aceito pelo setor, há longo tempo acostumado com uma razoável folga financeira.

Como a saída do problema vai requerer uma parte de cada um destes caminhos, discorremos sobre cada um, enfatizando o último, dado o ineditismo da proposta e as consequências que acarreta.

Cenário Tarifa Alta

De todas, esta seria a providência mais solicitada por dirigentes do setor de eletricidade e também reivindicada pelos credores do setor elétrico (Banco Mundial, sobretudo), pois as tarifas, em média, foram reduzidas da ordem de 30% a partir de 75. Como os custos de construção aumentaram (os aproveitamentos hidrelétricos mais próximos aos centros de consumo, e mais econômicos foram desenvolvidos primeiros), pode-se afirmar, mesmo sem uma análise detalhada, que as tarifas estão defasadas pelo menos daquele percentual.

Apesar desta lógica, não vemos clima para um aumento instantâneo, sobretudo, quando se considera o processo inflacionário ainda em curso, o empobrecimento recente do país e, ainda, que em 85 inicia-se um novo governo.

A curto prazo, porém, é defensável aumentar um pouco a tarifa média pela modificação da estrutura interna de preços com aumento mais acentuado das tarifas industriais e com a retirada de alguns subsídios. Ambas as medidas encontram respaldo lógico e aproximariam o Brasil da média internacional (Nota 7). A retirada de subsídios pode ter importante efeito, pois grande parte destes financiam indiretamente a exportação e seria um contra-senso endividar-se em dólares para ganhar menos na exportação (Nota 8). Nesta linha, seria também defensável extinguir-se as reduções do Empréstimo Compulsório que beneficiam precisamente os consumidores que utilizam mais eletricidade em seus processos. Um duplo contrasenso: exigem do setor um esforço financeiro proporcionalmente maior do que o dos outros consumidores e, por terem tarifas baixas, não são incentivados a usar a eletricidade eficientemente.

As reações a estas alterações estruturais serão enormes. Mesmo a retirada de subsídios contratualmente transitórios como o das tarifas especiais para eletrotermia deverão gerar grande pressão dos consumidores afeitos à tarifa que lhes garante importantes reduções nos custos de produção.

Medidas que levem a uma "realidade" tarifária, porém, devem ter como efeito a redução do consumo. No setor residencial já se observa uma redução do consumo por domicílio (Nota 9) e no setor industrial há evidências de que o preço realista induza à conservação (uso eficiente pelos consumidores) e mesmo à substituição, pois o consumo por unidade de produto aumentou de forma exagerada a partir de 75, precisamente no período em que as tarifas baixaram, num movimento oposto ao observado em outros países.

Em conclusão, podemos dizer que, apesar da importância de se corrigir as distorções tarifárias apontadas, esta política tem um efeito saneador e orientador do mercado que a médio e longo prazos terão efeito positivo nas finanças do setor (ver adiante o Cenário Eficiência). A curto prazo, porém, aumentar as tarifas não resolverá o problema financeiro imediato, seja pelas dimensões das necessidades, seja pelo efeito de reduzir a demanda que o acompanhará.

Cenário Capitalização

O segundo cenário refere-se à entrada de recursos que permitam ao setor recuperar-se da forte descapitalização que sofreu na última década, período em que foram reduzidas as tarifas, manteve-se o ritmo forte de expansão, apesar do desaquecimento da economia, com recurso a empréstimos externos, um panorama consideravelmente agravado com as máximas desvalorizações e aumento exagerado das taxas de juros internacionais.

Dados o volume das necessidades (bilhões de dólares por diversos anos) e a situação de endividamento do setor, não haveria como mobilizar o mercado de capitais. Este cenário, portanto, refere-se, basicamente, à entrada de recursos de governo, que foram relativamente pequenos no passado recente.

Para atingir aquele objetivo, diversos mecanismos podem ser acionados. Dentre eles, talvez o mais imediato seja transformação, em capital, de parte do serviço da dívida em moeda estrangeira: na medida em que o setor não conse-

que fazer "caixa" para honrar os compromissos externos, eles são pagos pelo Banco Central e o setor fica devendo à União em cruzeiros. Eventualmente essas dívidas, que não têm como ser amortizadas, acabam transformadas em participação de capital. Foi o que ocorreu no começo de 84, quando o equivalente a cerca de US\$ 500 milhões de capital da ELETROBRÁS foram subscritos.

Em face do volume de necessidades do setor e dos mecanismos automáticos criados para honrar esses compromissos externos, este cenário deverá assumir importância crescente nos próximos anos, se não houver outras fontes de financiamento. Isto será, porém, desgastante para o setor, que terá que competir com outros (como o siderúrgico, em situação parecida e, sobretudo, com os investimentos sociais), o que o colocará em permanente vigilância quanto às aplicações.

Cenário Eficiência

O terceiro cenário examina a hipótese de redução dos investimentos abaixo dos níveis considerados desejáveis pelo setor. Por se tratar do principal ítem de despesas, se fortemente reduzido, ainda que transitoriamente, pode melhorar o panorama financeiro em poucos anos. Chamamos de "Cenário Eficiência", pois ele só será aceitável na medida em que for acompanhado de um aumento da eficiência do uso da eletricidade de tal forma que parte das novas necessidades sejam atendidas com a energia liberada neste processo.

O uso eficiente da energia tem despertado atenção crescente numa relação direta com o aumento dos custos de produção de energia. Esse processo foi desencadeado pela elevação dos preços do petróleo, razão pela qual o uso eficiente da energia é freqüentemente confundido com a redução do consumo de derivados de petróleo.

No caso específico da energia elétrica em países com geração basicamente térmica os objetivos se confundem, na medida que consumir mais eletricidade significa demandar mais petróleo para geração. Este não é, entretanto, o caso do Brasil, cuja energia elétrica é essencialmente de origem hídrica.

Assim, enquanto foi possível dispor de capital para expansão do sistema elétrico, o consumo de eletricidade esteve livre de restrições e, em muitos casos, foi mesmo incentivado, quando isto pudesse levar a uma redução no uso de petróleo.

Esta atitude do setor baseia-se na lógica de que, sendo a eletricidade no Brasil obtida de uma fonte renovável (hidráulica), é necessariamente barata, na medida em que não usa óleo. O equívoco é evidente, pois o sistema é altamente capital-intensivo e recursos de capital neste país são, hoje, tão escassos quanto o óleo. É assim que o serviço da dívida em moeda estrangeira, apenas do setor elétrico em 84, é equivalente à despesa com importação de óleo. Com a agravante de que este serviço da dívida tende a aumentar e a despesa com petróleo a se reduzir.

A postura do setor tem sido a de reivindicar mais recursos para investimento, apresentando um futuro com racionamento de eletricidade. O incentivo ao uso eficiente contrariaria esta postura, e isto talvez explique os poucos esforços efetuados nesta área, até o momento.

Dois questões precisam ser exploradas dentro deste cenário: quais as suas possibilidades e quais os riscos para a economia?

Com relação à primeira questão, os estudos disponíveis no país são muito iniciais, mas todos mostram que o nível de desperdício é muito elevado, que as medidas para reduzi-lo são simples e conhecidas e que os investimentos necessários para se reduzir uma unidade de consumo de energia são muito inferiores aos necessários para suprir esta mesma energia. A título de exemplo, considerando apenas a eletricidade usada para iluminação e levando em conta a tecnologia disponível hoje (uma hipótese conservadora, pois diversas novidades estão sendo introduzidas agora), seria possível reduzir a potência instalada no final do século em 6 GW, ou seja, uma redução da necessidade de investimento da ordem de US\$ 12 bilhões no período. Uma cifra expressiva quando consideramos o quadro das necessidades mostrado e sabemos que este consumo representa apenas 18% da utilização total.

As possibilidades de reduzir perdas no processo de transmissão e distribuição das empresas de eletricidade também podem ser importantes no Brasil, onde as perdas totais são estimadas em 14% e onde nenhum trabalho sistemático existe sobre em que níveis elas ocorrem e como poderiam ser reduzidas.

A segunda questão envolve aspectos políticos nunca devidamente considerados no planejamento do setor. Assim, a ser seguido o plano mais recente do

setor (Nota 10), os investimentos em eletricidade, que representaram na década de 60 da ordem de 10% dos investimentos do país, utilizariam cerca de 20% no final do século, deslocando assim outros investimentos (escolas, moradias, estradas, etc.). Existiria vontade para tanto? Creio que a resposta é negativa em um país que hoje é um dos mais eletrificados do mundo (Nota 11), mas que tem graves problemas e deficiências sérias nas áreas de saneamento, habitação e educação.

Outro ponto político não suficientemente definido é o compromisso entre qualidade do serviço e estoque de investimento. Em resumo, manter padrões altos de confiabilidade pode representar grandes investimentos em equipamentos redundantes, aumentando fortemente as necessidades de investimentos. Reduzir estes padrões em setor tão capital-intensivo pode reduzir também as necessidades de investimento, redistribuindo-o com os consumidores (mais autoprodução, reguladores, etc.).

Embora de aplicação relativamente simples e sem grandes barreiras tecnológicas, uma política de conservação compatível com o nível das necessidades exigirá um programa agressivo, pois depende de que sejam quebradas várias barreiras de tradição, institucionais e de inércia que acabam mantendo o modelo anterior.

A principal reação à implantação deste terceiro cenário é, evidentemente, interna ao próprio setor elétrico, cujas elites estão fortemente comprometidas com o processo de expansão. Externamente, também, setores importantes, alimentados por estes investimentos, têm razões para investir contra esta lógica.

Considerando o quadro apresentado, acreditamos que as restrições aos investimentos pelo setor serão cada vez mais fortes e sufocantes como tem sido observado nos últimos anos. Assumida esta realidade, é fundamental que haja o máximo de eficiência na alocação dos recursos para o setor.

NOTAS

1. A última concorrência para compra de equipamentos de grande porte ocorreu antes de 1978.
2. A inclusão de ITAIPU se justifica, a médio prazo, pois embora de propriedade conjunta Brasil-Paraguai, seu patrimônio líquido (US\$ 100 milhões) é pró-forma,

- quando comparado às dimensões da empresa (com um ativo total previsto da ordem de US\$ 15 bilhões). Como nos dez a vinte anos iniciais a maior parte da receita de Itaipu terá origem nas vendas ao Brasil, e como a maior parte da receita se destina à amortização de dívidas com a ELETROBRÁS, do ponto de vista exclusivamente financeiro, é válido considerar a binacional como estando completamente integrada ao setor elétrico brasileiro.
3. A agregação do setor foi feita considerando a ELETROBRÁS, suas controladas e as dez maiores concessionárias restantes, além de ITAIPU. Os balanços em Cr\$ foram convertidos para dólares à taxa oficial de 986 Cr\$/US\$ vigentes no final de 83. Sobre os critérios adotados, cabem duas observações: 1) A conta de Reserva Global de Reversão da ELETROBRÁS, embora tecnicamente um exigível, foi considerada como parte do Patrimônio Líquido do setor, porque na prática não será amortizada; 2) A conta passiva de Itaipu "Variações Cambiais" (que decorreu dela dever à ELETROBRÁS em cruzeiros e ter a contabilidade em dólares) foi eliminada, reduzindo a parcela de "Obras em Andamento" da mesma quantia, pois isto teria ocorrido se se tratasse de uma obra construída por empresa brasileira.
 4. Exigível/Permanente (%) 59 39
Exigível/Passivo Total (%) 57 33
Exig.+Pas.Circ./Patr.Liq. (%) 176 98
 5. As principais hipóteses consideram o "Cenário Alternativo" (menor expansão do mercado), o mais otimista do ponto de vista financeiro. Basicamente supõe-se: 1) que o mercado evoluirá de 145 TWh em 1984 para 270 TWh em 1993; 2) expansão das tarifas de 3% a.a. por cinco anos e constante daí em diante; 3) programa de investimento de 3,9 US\$ bilhões em 84, 5 US\$ bi em 86 e em torno de 4,5 US\$ bi até 88, conforme esperado; a partir de 90 admitimos uma evolução entre 5 e 6 bilhões de dólares anuais; novos empréstimos com taxa de juros média de 13% a.a.
 6. O item mais importante das despesas operacionais (70%) refere-se às despesas com pessoal, que foram duplamente reduzidas nos últimos anos. De um lado, pela política salarial, que reduziu os salários, e de outro, pelo aumento de produtividade que aumentou de 620 MWh/empregado ano para 750 entre 1979 e 1983.
 7. As tarifas brasileiras são, em 84, bem inferiores às da maioria dos países ("Comparação Internacional de Tarifas de Energia Elétrica 1973/1984", Depto. de Tarifas da ELETROBRÁS, uma situação inversa à observada no início da crise do petróleo, em 83, quando as tarifas brasileiras estavam dentre as mais altas do mundo.
 8. São exemplos: as tarifas especiais para exportação (EPEX) e tarifas para o alumínio, na Amazônia, que são da ordem de metade do custo.
 9. O consumo de eletricidade por domicílio por ano cresceu de 1243 KWh em 1970 para cerca de 1600 em 1980, diminuindo ligeiramente a partir desta data.
 10. A hipótese básica do estudo é que a economia (PIB) expanda 89% entre 1983 e 2000. Neste mesmo período, a expectativa é que o consumo cresça 244%.
 11. O consumo per capita brasileiro ainda é relativamente baixo quando comparado com outros países (1196 KWh/habitante em 82 contra 1831 de média mundial). A produção de eletricidade por unidade de produto (PNB) do Brasil, porém, é muito elevada. Em 84 é estimada em 0,84 KWh/US\$, superior ao da França e da Inglaterra, situação que parece indicar desperdícios, se considerarmos o estágio de desenvolvimento do País e o clima tropical predominante. Indica um desequilíbrio não necessariamente sadio ou desejável, pois é notória a deficiência do país em educação, saneamento, habitação, etc...

Equilíbrio econômico-financeiro do Setor Elétrico: proposta para equacionamento

LUIZ EYER DE ARAÚJO

Assistente da Diretoria Econômico-Financeira da ELETROBRÁS. Engenheiro pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro; com mestrado em Engenharia Industrial pela mesma escola e pós-graduação em Hidráulica e Economia de Energia pela Universidade de Grenoble.

1. Condicionantes gerais

A garantia do equilíbrio econômico-financeiro dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, é a contrapartida natural das obrigações decorrentes do regime de concessão e da organização do setor elétrico em unidades produtivas com características empresariais. É, portanto, objeto de preceito constitucional e de regulamentação através de legislação específica.

Os concessionários, através da venda de seus serviços, devem ser capazes de cobrir os custos operacionais, reconhecidos pelo poder concedente, pagar as despesas financeiras e gerar um excedente que permita remunerar o capital próprio e garantir o autofinanciamento necessário à expansão equilibrada.

O quadro institucional do setor elétrico torna esse contexto mais complexo, pela existência de adicionais tarifários (imposto único e empréstimo compulsório) e transferências intra-setoriais, cujo objetivo original é reforçar as condições de expansão auto-sustentada.

Abstraindo-se, momentaneamente, esta complexidade e racionando-se, a nível de uma empresa, é possível relacionar-se os principais fatores condicionantes da situação econômico-financeira: taxa de retorno dos investimentos em operação; período de maturação dos investimentos; taxa de juros e prazo dos financiamentos; composição do ativo e passivo; taxa de expansão dos ativos.

Com as adaptações necessárias, na definição destes fatores, pode-se aplicar raciocínio idêntico para uma análise a nível consolidado.

Nos últimos anos todos esses fatores evoluíram em sentido desfavorável ao equilíbrio, com exceção da taxa de expansão dos ativos, cujo crescimento foi, em parte, contido pelos limites impostos aos investimentos, embora tenha sofrido o efeito do aumento das despesas financeiras, em decorrência do atraso de várias obras.

A possibilidade de atuação, sobre esses fatores, é variável, assim como o tempo de resposta.

A crise econômica-financeira, que o setor atravessa, exige uma atuação imediata e efeitos a curto prazo. Destacamos, pois, a atuação sobre o programa de obras, através de uma política de prioridades, sobre o retorno dos investimentos, através de uma política de reposição tarifária e sobre a estrutura do passivo, através de uma política de capitalização.

2. Diretrizes básicas

A garantia de equilíbrio econômico-financeiro do setor passa pelo estabelecimento de diretrizes ajustadas entre produtores, consumidores e governo, objetivando satisfazer a determinada demanda projetada, com nível de garantia adequado e pelo mínimo custo.

O programa de investimentos assume valor estratégico considerável, como responsável pela parcela principal do "custo do serviço", com efeito postergado pelo prazo de maturação, exigindo o estabelecimento de um compromisso entre nível de investimento e risco de déficit.

Quanto menor o programa de investimentos, menor a necessidade futura de tarifa e, portanto, esforços devem ser feitos neste sentido, destacando-se a administração da demanda e políticas de conservação.

A explicitação dos custos é outra variável indispensável ao compromisso

que deve ser estabelecido quanto à sua tendência de longo prazo, e, portanto, seu rebatimento sobre as tarifas. Igualmente sua decomposição, definindo-se os custos do fornecimento, custos estranhos ao setor ou, mesmo, benefícios, como no caso de aproveitamentos hidráulicos de uso múltiplo.

Estes dados permitem estabelecer os compromissos quanto ao financiamento da expansão.

Estabelecido o princípio da "realidade tarifária", cabe ao consumidor participar, indiretamente, no financiamento da expansão, através do excedente que a receita tarifária deve gerar. No caso de fornecimento, que se afaste dos padrões normais, considerados nos cálculos da tarifa, deve haver uma participação direta equivalente ao custo do investimento adicional necessário. Este critério aplica-se, de modo genérico, no ressarcimento dos custos extraordinários por parte dos que os provocam. Tratamento semelhante deve ser dado aos subsídios.

Aos concessionários cabe participar com a parcela de autofinanciamento, que lhes é garantida através da política tarifária, complementando-a com recursos de terceiros e negociando, circunstancialmente, com seus controladores, aportes de capital.

Participação no planejamento e descentralização na gestão, completam o quadro de diretrizes.

3. Tarifas de energia elétrica

Qualquer alternativa de equacionamento econômico-financeiro tem, como condição indispensável, que o retorno dos investimentos seja superior ao custo do capital, exigindo, portanto, tarifas adequadas.

As tarifas de energia elétrica, como qualquer preço, desempenham importante papel como instrumento de alocação de recursos, devendo ter o custo econômico associado à produção, como referência para sua fixação. Surge, as-

sim, a necessidade da determinação dos custos de fornecimento para as diferentes categorias de consumo, função basicamente da tensão e da curva de carga. Apenas, para simplificar, no fornecimento em baixa tensão, costuma-se definir a tarifa em função de sua utilização, admitindo-se, implicitamente, uma curva de carga típica (residencial, iluminação pública, etc.). É esta hipótese, a justificativa econômica para a fixação de tarifas diferenciadas segundo a utilização.

O conhecimento destes custos possibilita negociar-se o atendimento de cargas especiais, assim como, avaliar o custo de programas com objetivos políticos ou sociais.

As dificuldades financeiras do setor elétrico decorrem, em grande parte, de sua utilização como instrumento de política econômica, industrial ou tecnológica, sendo injusto pensar-se em transferir todo o seu ônus aos consumidores.

Através da fixação de níveis tarifários adequados, o setor elétrico deve ser capaz de cobrir os custos associados a um programa de expansão de mínimo custo, devendo ser ressarcido dos custos adicionais que lhe foram impostos, custos estranhos ao setor.

4. Capitalização do setor elétrico

A observação dos quadros de fontes e financeiro, em regime de expansão, exige que o retorno dos investimentos permita remunerar o capital próprio e de terceiros, bem como gerar um excedente que, reinvestido, mantenha a relação-recursos próprios/recursos de terceiros em nível adequado.

A observação dos quadros de fontes e usos de recursos do setor, nos últimos anos, mostra que os juros vêm absorvendo parcela crescente da geração interna de caixa e, em conseqüência, a participação dos recursos de terceiros no financiamento da expansão, vem se ampliando. Esta situação decorre do endividamento externo do setor, cuja dívida, em moeda estrangeira, atingia 15 bilhões de dólares, no final do ano passado.

A capitalização do setor elétrico é uma medida complementar à política de reposição tarifária, atuando no sentido de reduzir o endividamento e acelerar o processo de saneamento. Constitui ele-

mento-chave, no equacionamento da dívida externa do setor, cujo custo financeiro absorve os resultados das empresas, impedindo a democratização do seu capital.

Na situação atual, é o instrumento adequado para sanear o passivo das empresas dos débitos em atraso, para resaciar o setor dos custos do programa nuclear e para restabelecer uma estrutura de capital adequado.

5. Propostas para discussão

É indiscutível a necessidade de recuperação dos níveis tarifários que encontra justificativas, tanto sob a ótica econômica, quanto financeira. Ainda que se possa discutir o nível desejável, há amplo espaço criado com a perda no valor real das tarifas, no período de 74/84, cerca de 40% na tarifa média e 20% na tarifa industrial média.

Em paralelo com o processo de recuperação tarifária, é importante que o sistema de transferências intra-setoriais seja revisto, permitindo a geração de estímulos mais adequados ao incremento da eficiência dos concessionários. Resalve-se que, nem sempre, a necessidade de receitas mais elevadas é prova de ineficiência. Basta pensar nos parques térmicos ou estrutura do mercado, por exemplo.

Como premissa, para pensar-se em transferências, deve estar a garantia da remuneração real, mínima, legal, para cada concessionário. Restabelecer esta condição, deve ser objetivo prioritário e, nesta direção, deve ser canalizada toda a receita adicional oriunda da reposição tarifária. O desrespeito a esta condição permitiu que a desestabilização econômico-financeira se propagasse de modo generalizado por todo o sistema.

A restauração do "custo do serviço", como instrumento eficaz na gestão das tarifas passa, igualmente, pela quitação das contas de "resultado a compensar", que devem ser vistas como mecanismos provisórios de ajustamento entre o "custo do serviço" projetado e realizado. Sua utilização, como fonte artificial de financiamento de déficits tarifários, criando bombas de efeito retardado, é extremamente inconveniente e deve ser eliminada.

Outro conceito a ser discutido, é a remuneração média, cujo limite inferior deve ser a remuneração legal mínima. Em sua análise, podem ser considerados dois tempos: a priori, quando o "custo do serviço" é projetado e, a posteriori, quando é "realizado". No primeiro tempo, o poder concedente analisa cada um dos componentes do "custo do serviço", quanto à natureza e valor, faz as correções devidas sob critérios adequados e, após discutí-las com cada concessionário, define um "custo do serviço", com remuneração uniforme. No segundo tempo, quando o "custo do serviço" torna-se "realizado", os ganhos ou perdas decorrentes de uma gestão mais ou menos eficiente do que previsto, são transferidos ao concessionário. Esta prática, que tem sido parcialmente adotada, deveria ser institucionalizada.

Quanto à equalização tarifária, cabe vê-la sob o ângulo das tarifas de suprimento e de fornecimento, equalização regional ou nacional. Há uma equiparação natural de custos capaz de justificá-la economicamente? Quais são as vantagens e desvantagens?

Outro componente do "custo do serviço", freqüentemente questionado, é a "Reserva Global de Reversão", que se transformou em um fundo para financiamento da expansão dos sistemas, sem vinculação direta com a área de concessão em que foi gerada. Esta desvinculação tornou-se necessária, quando a expansão da capacidade geradora deixou de ser responsabilidade dos concessionários locais, responsáveis pela distribuição nos principais centros de consumo. Cessados os investimentos em geração, era natural a transferência de recursos para os novos projetos em execução. O planejamento da geração mostra esta mobilidade com a incorporação de novas bacias que ultrapassam até os limites regionais. Neste quadro, justifica-se a constituição de um "Fundo de Expansão" à disposição dos concessionários, para financiamentos de seus projetos prioritários. Esta transferência tem, entretanto, como pressuposto, condições econômico-financeiras adequadas, para a expansão dos sistemas na área de concessão onde este recurso é gerado.

Os recursos do IUEE são fonte tradicional para autofinanciamento do setor

e, como tal, devem ser reconhecidos. Se esta vinculação choca-se com sua caracterização como imposto, cabe criar uma alternativa que respeite seu papel intrínseco.

6. Conclusões

Paralelamente à implantação de um programa de reposição tarifária e de capitalização do setor, visando restabelecer as condições necessárias ao crescimento auto-sustentado, sugere-se a discussão do modelo econômico-financeiro, iniciando-se com a proposta de algumas alterações.

Dentre os fatores que contribuíram para a atual crise econômico-financeira, destacam-se a utilização do setor como instrumento de política econômica, tecnológica ou industrial, sem as compensações adequadas, a queda na taxa de retorno dos investimentos e a centralização das decisões e dos recursos, inviabilizando uma gestão descentralizada e dificultando a caracterização de responsabilidades.

Procura-se, em conseqüência, restabelecer a "realidade tarifária", fazendo as tarifas refletirem os custos de fornecimento obtidos com base em programa de expansão de mínimo custo. Qualquer custo adicional deverá ser coberto, a priori, por quem o provocará.

Os concessionários terão garantida a taxa estabelecida para retorno dos investimentos, respeitados os compromissos ajustados com os consumidores e o governo quanto à tendência de longo prazo das tarifas.

Transferências de recursos, estarão condicionadas ao equilíbrio econômico-financeiro do concessionário onde foram arrecadados, evitando-se a generalização das dificuldades e permitindo a localização e o diagnóstico dos problemas eventuais, em sua origem.

Uma importante salvaguarda do modelo deve ser sua capacidade de restringir, localizar e antecipar causas de dificuldades, evitando sua generalização ou postergando seus efeitos.

Os sistemas de decisão devem ser públicos e claros, os objetivos acordados entre produtores, consumidores e governo e o desempenho, permanentemente, avaliado.

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 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 consequente 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	ÍNDICE 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	4,259
1984	1,429	2,202	4,373

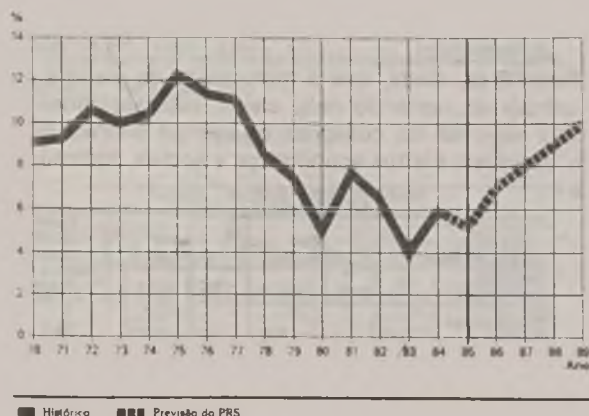
A nível das empresas de energia elétrica, o parâmetro remuneração dos investimentos, como citado, tornou-se crítico. O Gráfico 1 demonstra a sua incessante tendência ao declínio no período histórico e a projetada recuperação no horizonte do PRS.

A consequência 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

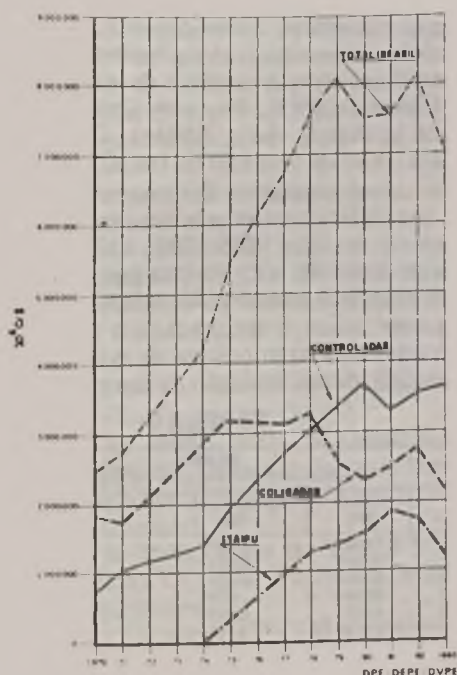


viço da dívida tinha prioridade absoluta, inclusive pela intenção de se continuar usando o Setor para a captação de recursos externos.

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 (empresários, 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 exeqüível, 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 1ª 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

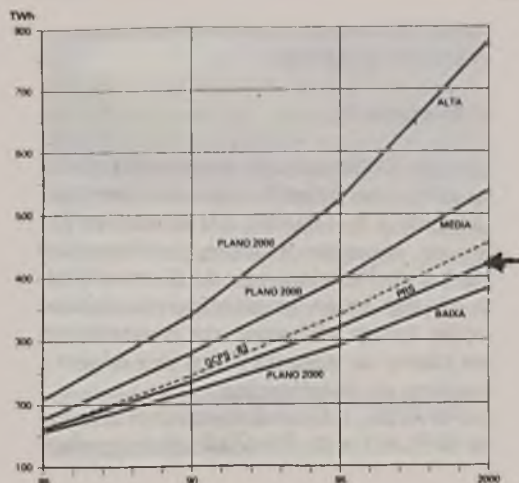
O mercado de energia elétrica aqui cogitado é decorrente de estudo macroeconômico que considera um desempenho moderado para a economia brasileira nos próximos anos, com taxas de crescimento do PIB se elevando, entre 1985 e 1990, à razão de 5% ao ano, e de 1990 a 1995 na base de 6% ao ano.

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

BRASIL CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO			
ANO	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 estabele "riscos de déficit" na faixa de 3 a 5%.

TABELA 6

BRASIL - SISTEMA INTERLIGADO RISCO DE DÉFICIT EM %								
ANO	REGIÃO SUL		REGIÃO SÚDESTE		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 - Tauapé.

- 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: 2º Circ. LT's 500 kV Tucuruí-Marabá-Imperatriz-Pres. Dutra, Pres. Dutra-São Luís II, 2º 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.
- 2º 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-Marimbondo.

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						
1US\$ = 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
ESCELSA	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)**

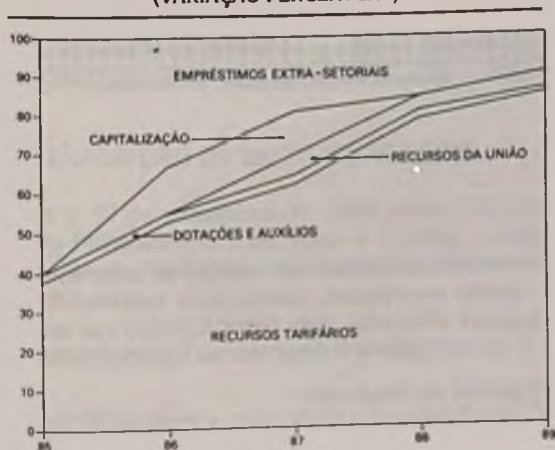
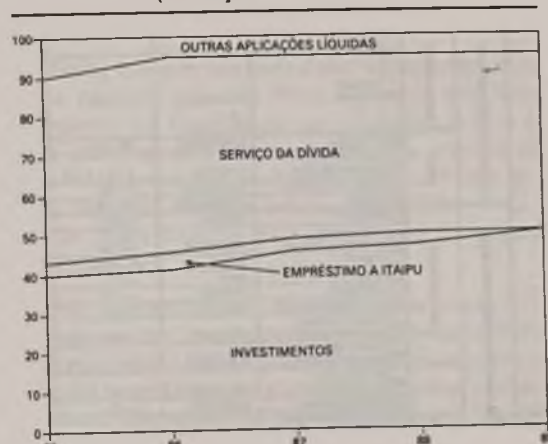


GRÁFICO 5

**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 destruiu 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																				
		● TLUCURUI (1.ª Etapa)	TOCANTINS	12 x 330	3 960	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12						
	CHEEP	○ 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	5 x 50	250			τ														
		○ VIRAMUNDO (1.ª Etapa - C. Porteira)	TROMBETAS	5 x 150	750				τ													
		○ SAMUEL	JAMARI	8 x 43,4	217							R	1	2	3	4	5					
		○ ÁVILA	ÁVILA	4 x 7	28			τ														
REGIÃO NOROESTE - PRINCIPAIS SISTEMAS ISOLADOS	HIDRELÉTRICAS	○ JIPARANA I	JIPARANA	4 x 142	568																	
		○ PAREDAO 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			4											
		○ 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 - TLUCURUI)	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															
		○ BOA VISTA II (Diesel)	RORAIMA	1 x 1,2 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 I (Ampl.)	PARANÁ	3 x 95	285	τ																
		○ TAQUARUÇU	PARANAPANEMA	5 x 100	500										R	1	2	3	4	5		
		○ ROSANA	PARANAPANEMA	4 x 80	320			R	1													
		○ 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
		○ IBERANDA	ARAGUARI	3 x 130	390											R	1	2	3			
	○ CANA BRAVA	TOCANTINS	4 x 120	480						τ												
	○ CORUMBÁ I	CORUMBÁ	4 x 87,5	350						τ												
	○ GARAPAVA	GRANDE	4 x 50	200							τ											
	○ CAPIM BRANCO	ARAGUARI	3 x 208	624							τ											
	UTE NUCLEAR																					
	○ NUCLEAR B	ANGRA - RJ	1 x 1 245	1 245																		
	○ NUCLEAR BII	ANGRA - RJ	1 x 1 245	1 245																		
	SUL	UHE																				
		○ ITAIPU (B0-II)	PARANÁ	6 x 700	6 300	3	4															
		○ ITAIPU (B0-III)	PARANÁ	6 x 700	6 300																	
○ SEGREDO		ITUJAÇU	4 x 315	1 260			τ															
○ DONA FRANCISCA		JACUÍ	2 x 82	124				τ														
○ ILHA GRANDE		PARANÁ	20 x 100	2 000																		
○ MACHADINHO		URUGUAI	4 x 300	1 200							τ											
○ ITÁ		URUGUAI	8 x 250	1 500								τ										
○ GARIBAI		URUGUAI	12 x 190	1 800								τ										
UTE CARMIÃO																						
○ FRS B. MÊDICI	RS	2 x 140	320																			
○ CANDIOTA II	RS	1 x 338	338																			
○ JORGEL LACERDA IV	SC	1 x 350	350																			
○ JACUÍ (RS-II)	RS	1 x 380	380																			

● - 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

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

— 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:

	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

Energia elétrica e indústria de equipamentos

ARNAUD LAFONTE

Assessor da Diretoria de Coordenação da ELETROBRÁS. Engenheiro eletricitista pela Escola Nacional de Engenharia, é representante do Ministério das Minas e Energia no Conselho de Desenvolvimento Industrial e coordenador técnico do Subcomitê Industrial da Comissão de Integração Elétrica Regional.

1. As Encomendas de Equipamentos do Setor Elétrico: Geração, Transmissão e Distribuição

O setor de energia vem apresentando uma sensível recuperação no nível de encomendas à indústria nacional, após a acentuada queda verificada nos anos de 1982 e 1983. Tal recuperação foi evidenciada no exercício de 1984.

Conquanto ainda não retomados os índices verificados em 1980-1981, a tendência de crescimento deverá ser mantida nos próximos anos.

No que tange a equipamentos e materiais, embora no segmento de geração não tenha havido colocação significativa de pedidos, verificou-se uma evidente recuperação nos segmentos de transmissão e distribuição.

O quadro nº 1, a seguir, indica o crescimento de nível de encomendas em relação a 1983, principalmente para materiais de instalação de transmissão e distribuição de energia elétrica (transformadores de distribuição, relés de proteção, ferragens e isoladores).

A tendência de recuperação verificada em 1984 é confirmada pelo desempenho do setor de material elétrico e de comunicações no 1º trimestre de 1985, quando a produção física do setor apresentou um aumento de 15,9% em relação ao mesmo período de 1984, correspondendo a um aumento real de 9,0% no valor da produção (Quadro 1A).

O decréscimo da demanda de equipamentos de geração, relativamente aos de transmissão e distribuição reflete uma conjuntura natural e peculiar ao setor elétrico brasileiro, de geração predominantemente hidroelétrica.

Encontrando-se já definidas e em andamento, na fase conclusiva, a quase to-

talidade das obras do "Programa de Referência" do Plano 2000 (obras para início de operação até 1992), decrescem os investimentos em geração e passam a ter maior significado os investimentos na transmissão e distribuição da energia gerada.

Assim, é de se esperar nos próximos anos desta década, um aumento acentuado do nível de compras para equipa-

mentos e materiais destinados a transmissão e distribuição de energia elétrica.

2. Equipamento Nacional e Importado

Embora, nas compras de bens de capital para o setor elétrico, a capacidade do parque produtivo nacional não possa ser totalmente absorvida, tem se verificado, nos últimos anos, uma tendência

QUADRO 1

VARIAÇÕES NAS VENDAS, PRODUÇÃO E ENCOMENDAS DO SETOR ELETRO-ELETRÔNICO BRASIL 1984

Discriminação	Varição (%) em Relação a 1983*
VENDAS	
Acumuladores Elétricos para Veículos	(6)
Antenas	10
Aparelhos Eletrodomésticos Portáteis	3
Aparelhos Elétricos Domésticos	(3)
Aparelhos Ozonizadores	(20)
Componentes Eletrônicos	2
Condicionadores de Ar	20
Disjuntores	(35)
Equipamentos Elétricos Rotativos para Veículos	17
Ferramentas Elétricas Manuais	(13)
Fogões	(19)
Informática	21
Máquinas de Soldar e Cortar a Plasma e Oxicorte	15
Material Elétrico de Instalação	10
Motores Elétricos	7
Pilhas Elétricas Secas	(15)
Refrigeradores	(3)
PRODUÇÃO	
Equip. de Geração, Transmissão e Distribuição de Eletricidade	(2)
Transformadores de Distribuição	8
Transformadores de Força	0
Medidores de Eletricidade	13
Telecomunicações	(11)
ENCOMENDAS	
Conversores Estáticos para Acionamento de Motores	15
Equipamentos de Força para Telecomunicações	(44)
Equip. de Geração, Transmissão e Distribuição de Eletricidade	(2)
Chaves Seccionadoras e Equip. de Proteção para Distr. de Eletricidade	0
Transformadores de Distribuição	8
Transformadores de Força	0
Relés de Proteção	25
Ferragens, Conectores e Isoladores para Energia Elétrica	25
Fornos Elétricos Industriais	3
Instr. Painéis e Acessórios de Medição e Controle	10
Medidores de Eletricidade	(27)
Painéis e Componentes Elétricos	10
Radiocomunicação e Radiodifusão	0
Retificadores Industriais	5

Fonte: CDI - Relatório Anual - 1984

QUADRO 1A

1 - VARIAÇÃO DOS INDICADORES DE PRODUÇÃO INDUSTRIAL NO PERÍODO DE JAN./MAR. 85 COMPARADOS AOS DO MESMO PERÍODO DO ANO ANTERIOR

Gêneros Industriais	Produção Física %	Valor Nominal da Produção % (1)	Valor Real da Produção (*) (1) %	Cons. Ind. de En. Elét. (1) %
Minerais não Metálicos	6,8	209,8	- 21,1	- 3,3
Metalúrgica	15,1	253,8	18,2	4,2
Mecânica	14,7	203,8	15,1	25,6
Material Elétrico e de Comunicações	15,9	265,3	9,0	11,1
Material de Transporte	18,7	309,2	31,6	13,7
Papel e Papelão	7,7	294,9	3,1	3,9
Borracha	13,7	295,9	23,7	24,9
Química	3,2	223,2	- 7,0	14,6
Farmacêutica	5,9	220,0	- 7,8	33,0
Perfumaria, Sabões e Velas	8,3	209,1	4,3	2,9
Materiais Plásticos	11,4	240,2	- 0,6	8,4
Têxtil	14,2	230,5	- 9,0	21,2
Vestuário, Calçados e Art. de Tecidos	0,8	239,3	- 2,0	- 0,5
Alimentícia	0,3	223,6	- 6,8	29,8
Bebidas	0,5	208,9	- 9,6	7,1
Fumo	10,7	283,8	35,9	11,5
Total Indústria de Transformação	9,6	249,5	1,5	11,1
Indústria Extrativa Mineral	6,7	422,4	54,0	2,1
Total da Indústria	9,5	252,3	2,2	10,6

(*) Valores deflacionados segundo os IPA's de cada gênero industrial da Revista Conjuntura Econômica - FGV

(1) Refere-se ao período de janeiro a fevereiro de 1985

Fonte: Confederação Nacional da Indústria - Março 1985

evolutiva dos índices de participação da indústria nacional.

O fator determinante na repartição das encomendas tem sido, na realidade, a origem dos recursos.

Assim, os projetos com suporte em recursos do BID (Banco Interamericano), BIRD (Banco Mundial) e de outros fundos, tais como KFW e Fundo Saudita, obrigam necessariamente a licitações

através de concorrências internacionais, para as quais, sendo pequena a margem de proteção no que tange à comparação de preços, resulta em menores índices de participação da indústria nacional.

Entretanto, a ELETROBRÁS, atenta ao problema da participação da indústria brasileira nas concorrências internacionais com recursos externos, tem buscado sempre um ponto de equilíbrio, de modo a conduzir o índice de compra para as vizinhanças, do índice de nacionalização praticado.

Com o objetivo de obter subsídios para uma ação nesse sentido, a empresa desenvolveu, recentemente, um minucioso estudo para permitir uma avaliação precisa dos níveis de participação da indústria nacional nas concorrências internacionais, sob as condições exigidas pelas agências financiadoras estrangeiras.

O resultado desse trabalho está substanciado pelo documento intitulado "Participação da Indústria Nacional em Concorrências Internacionais".

Baseou-se o trabalho no levantamento dos resultados de concorrências internacionais realizadas no período de 1978 a 1984 para aquisição de bens destinados a projetos nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, através de recursos financiados pelo BIRD, BID e Fundo Saudita e que en-

QUADRO 2

CONCORRÊNCIAS INTERNACIONAIS
VALORES EM US\$ x 10³

Empresa	Recursos	1978-1982		1983		1984		TOTAL	
		Valor	% País	Valor	% País	Valor	% País	Valor	% País
CEMIG	BID	7.992	75,6	5.908	100	-	-	13.900	86,0
	BIRD	64.781	37,3	-	-	-	-	64.781	37,3
CHESF	BID	118.195	28,1	748	0	7.569	56,0	126.512	29,6
	F. Saudita -	1.669	100	2.233	17,7	1.492	2,9	5.394	39,0
ELETROSUL	BIRD	59.881	62,2	2.783	0	-	-	62.654	59,4
Sub-Total	Transmissão	252.518	40,5	11.672	54,0	9.061	47,2	273.251	41,3
CEEE	BIRD	57.408	49,0	-	-	-	-	57.408	49,0
CELESC	BIRD	42.161	54,8	-	-	172	100,0	42.333	55,0
ESCELSA	BIRD	16.171	72,7	4.928	95,3	886	84,9	21.995	76,3
COEPL	BIRD	67.285	58,5	7.196	81,6	28.976	94,2	103.457	70,1
	BIRD	43.222	68,7	2.964	96,7	5.659	43,1	51.845	67,5
CEMIG	BID	19.286	98,6	9.280	56,6	10.827	100	39.393	98,5
CELPA	BIRD	-	-	2.881	100	585	73,5	3.465	95,5
COELCE	BIRD	-	-	4.841	73,5	36	100,0	4.877	73,7
COSERN	BIRD	-	-	1.483	98,3	1.187	70,9	2.670	86,1
CELPE	BIRD	-	-	10.064	48,6	1.934	100,0	11.998	56,9
ENERSUL	BIRD	-	-	1.607	100	2.830	88,9	4.437	92,9
CERON	BIRD	-	-	-	-	1.450	0	1.450	0
Sub-Total	Distribuição	245.533	61,4	45.244	81,3	54.542	86,6	345.319	68,1
Total		498.051	50,8	56.916	75,7	63.603	81,0	618.570	56,3

Fonte: ELETROBRÁS: DERI(DVIN) - Abril 1985

volveram um montante de cerca de 619 milhões de dólares.

As concorrências consideradas no estudo representaram uma amostragem significativa, não só pelo montante envolvido, como também pela diversidade dos materiais adquiridos e das fontes de recursos.

Entre as principais conclusões do estudo, quanto aos índices de participação da indústria nacional nessas concorrências, destacam-se:

(1) A participação global da indústria nacional, em 1984, foi de 81,0%, ou seja, uma parcela de 51 milhões no montante de 63 milhões de dólares;

(2) Para os sistemas de transmissão, a participação média da indústria nacional no período, foi de 41,3%, sendo de 47,2% no ano de 1984;

(3) Nos projetos de distribuição de energia elétrica, o percentual médio, em 1984, situou-se em torno de 86,6%;

(4) Destacam-se os altos índices de participação da indústria nacional, obtidas pela CEMIG, de 96,3% no ano de 1981, 85,3% no ano de 1982 e 97,7% no ano de 1983, apresentando no período estudado (1981-1983), um índice médio de 81,8%;

(5) Apresentou índice superior a 80% a participação da indústria nacional nas concorrências para os seguintes equipamentos: bancos de capacitadores; baterias e carregadores, cabos pára-raios e fios contrapeso; chaves seccionadoras; capacitores de potência; cubículos, estruturas metálicas e de concreto; ferragens e acessórios; medidores de watt-hora e demanda; reatores e relés fotoelétricos para iluminação pública e transformadores de distribuição.

Os resultados do levantamento realizado pela ELETROBRÁS estão indicados no Quadro nº 2, a seguir, onde as concor-

rências e seus valores estão grupados por empresas.

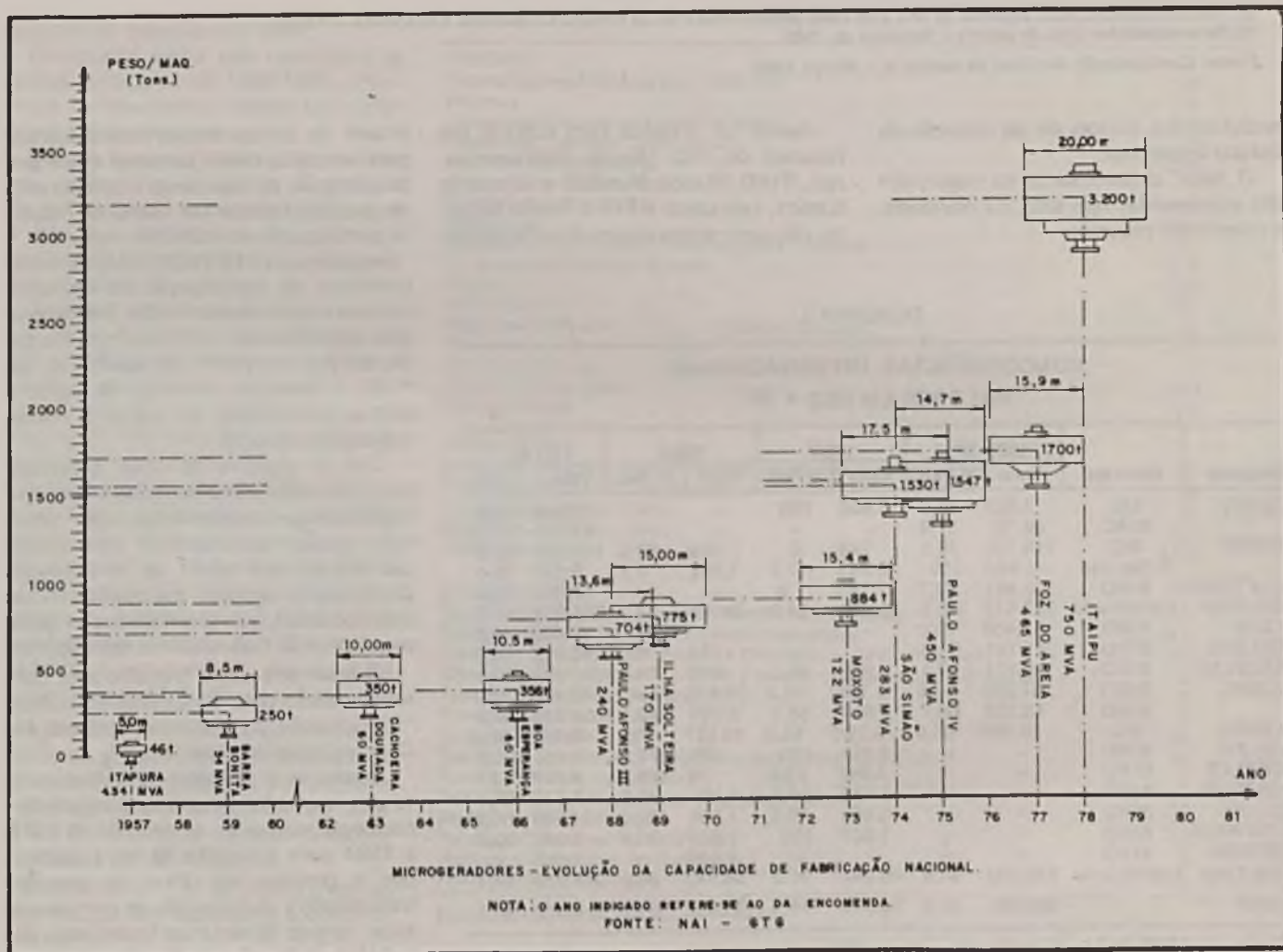
Nos projetos em que há fornecimentos de materiais sob a modalidade de negociação direta à base de créditos de origem externa ao comprador (Buyers credit'), os "Acordos de Participação" celebrados com a indústria fixam uma reserva de fornecimento nacional, atualmente a índices superiores a 80%.

O Quadro nº 3, a seguir, apresenta uma relação com os índices mínimos exigidos pela FINAME, para alguns dos principais equipamentos utilizados pelas empresas de energia elétrica.

Destacam-se, a seguir, os equipamentos cujos fornecimentos atingiram os maiores índices de participação da Indústria Nacional no ano de 1984:

Bancos de capacitores	100%
Comandos para bancos de capacitores	100%
Chaves a óleo	100%
Disjuntores até 65 kV	100%

FIGURA 1



QUADRO 3

**ÍNDICE DE NACIONALIZAÇÃO FINAME
PARA EQUIPAMENTOS DESTINADOS AO SETOR ELÉTRICO**

Discriminação	FINAME %	Produto Brasileiro		
		1978 %	1981 %	1985 %
Transformadores 3φ, 138 kV, com computador	95	45	50	80
Transformadores 1φ, 500 kV, sem computador	95	32	34	65
Reatores SHUNT 1φ, 500 kV	90	29	32	64
Turbinas FRANCIS	85	70	82	83
Turbinas KAPLAN	85	55	82	83
Equipamentos Hidromecânicos	100	98	98	98
Pontes Rolantes e Pórticos	95	91	93	94
Hidrogeradores	95	70	80	90
Geradores Acionados por Turbinas a Vapor, até 400 MVA	85	55	70	80
Compensadores Síncronos, até 350 MVA	80	70	70	80
Compensadores Estáticos	80	70	70	80
Chaves Seccionadoras, até 750 kV	100	86	100	100
Transformadores de Corrente, até 230 kV	99	91	91	95
Transformadores de Corrente, 345 e 500 kV	85	(*)	75	85
Transformadores de Potencial, até 138 kV	99	82	90	95
Disjuntores até 138 kV (PVO)	90	75	87	92
Disjuntores de 230 até 750 kV	50	40	40	80
Pára-raios até 230 kV	90	78	82	100

(*) Em 1978, ainda não havia fabricação nacional.

Quadros de distribuição	100%
Baterias	100%
Carregadores de baterias	100%
Transceptores	100%
Capacitores de Acoplamento	47,5%
Bobinas de bloqueio	25,3%
Medidores de energia	100%
Pára-raios de distribuição	100%
Transformadores de força até 138 kV	100%
Transformadores de medição até 34,5 kV	100%
Transformadores de medição 34,5 kv e acima	74,0%

3. A Estrutura do Setor de Fabricação de Equipamento

O desenvolvimento dos grandes programas de setores básicos da economia nacional, tais como o de petróleo, energia elétrica, siderurgia e transporte, entre outros, deu origem a um forte mercado interno de bens de capital.

Esse fato, aliado à necessidade de substituição de importações e à política de atração de investimentos em setores básicos da indústria, resultou na criação de um diversificado parque industrial no país, que passou a produzir, localmente, bens de alto conteúdo tecnológico e que, anteriormente importados, oneravam substancialmente a balança comercial brasileira.

Tal efeito impulsionador foi particularmente verificado na indústria de bens para o Setor Elétrico, mercê da implantação do grande programa nacional de eletrificação, constituído pela construção de grandes centrais geradoras em rit-

mo intensivo (média de 2000 MW/ano), e das instalações requeridas para transmissão e distribuição da energia gerada (linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição).

A importância do mercado daí decorrente pode ser avaliada pela parcela do investimento global do setor, destinada a bens de capital: cerca de 30% do investimento total anual, que nos últimos anos tem sido da ordem de 3000 milhões de dólares.

Em termos absolutos, esse investimento representa um valor anual de ordem de 900 milhões de dólares, no qual a indústria nacional tem participado numa proporção de 70 a 80%.

Quanto à sua estruturação, a indústria nacional encontra-se estruturada segundo diferentes estágios, conforme o gênero do bem produzido. Num total de 670 principais fornecedores qualificados, destaca-se um elenco superior a 300 empresas participando da fabricação em uma ou diversas linhas — através de suas subsidiárias ou departamentos —, dos equipamentos, conjuntos, sistemas, componentes e materiais demandados pelo setor elétrico.

Deve-se, entretanto, registrar que existe ainda uma significativa dependência externa quanto a alguns importantes componentes, matérias-primas e insumos.

Desenvolvem-se, porém, esforços de nacionalização para a maioria dos itens

ainda dependentes de tecnologia externa.

Das matérias-primas e insumos, pode-se citar como já de atendimento integral pela indústria nacional: alumínio, chapas de aço ao silício e porcelana elétricas.

A médio prazo, estarão nacionalizados o cobre, o zinco e o níquel, tiristores de potência, etc.

Por outro lado, entretanto, certos materiais, tais como vernizes; esmaltes, resinas, etc., cuja escala de consumo é pequena, são produzidos internacionalmente por pequeno número de fabricantes que atendem à demanda mundial e, para os quais, o mercado interno ainda não oferece escala econômica que viabilize investimentos industriais para a sua nacionalização.

Como indicativo da atual capacitação da indústria nacional de bens de capital para o Setor Elétrico é mostrada, na Figura 1, a evolução das potências dos hidrogeradores fabricados pela indústria nacional, com destaque para as dimensões principais e peso dos equipamentos.

Como exemplo da alta capacidade que hoje apresenta a indústria nacional, vale citar a fabricação dos equipamentos para a usina hidroelétrica de Itaipu, para o que foram mobilizados os principais fabricantes nacionais. Nos fornecimentos para essa usina obtiveram-se elevados índices de nacionalização, por exemplo, de 85% para as turbinas hidráulicas e geradores, equipamentos que se enquadram entre os maiores já produzidos no mundo.

Para os demais equipamentos, tais como: transformadores de força, disjuntores, reatores, etc., os índices de produção nacional são também bastante significativos, como se indica no Quadro 3.

4. Fabricação Nacional e Concepção Nacional

A posição da indústria brasileira é satisfatória quanto à produção de bens de capital para o setor. Entretanto, para certos produtos de maior sofisticação industrial ainda existe certa dependência de tecnologia externa.

A sofisticação exigida e o fato de ser recente a estruturação desse setor particular da indústria, justificam a dependência de tecnologia estrangeira, originária dos países industrializados.

Em contrapartida, vem sendo empregado um grande esforço no sentido de conseguir uma completa absorção de conhecimento e desenvolver tecnologia própria nesse setor.

Para a análise do estágio em que se encontra a indústria nacional para o se-

tor elétrico, pode-se admitir, que o desenvolvimento de uma indústria de bens sob encomenda, por exemplo, se processa conforme as seis fases seguintes:

- Fase 1 — Fabricação
Tecnologia da Produção
- Fase 2 — Controle da Qualidade
- Fase 3 — Detalhamento do Projeto
- Fase 4 — Anteprojeto
Tecnologia do Projeto
- Fase 5 — Desenvolvimento do Projeto
- Fase 6 — Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)

Enquanto a Fase 1 abrange todo o processamento das matérias-primas que entram na produção, bem como a preparação dos desenhos, com todas as informações necessárias aos procedimentos de fabricação, a Fase 2 compreende a fiscalização da qualidade dos insumos adquiridos a terceiros, os ensaios de aceitação dos produtos e, bem assim, os controles que devem ser exercidos durante a fabricação, de modo a garantir que as especificações do projeto sejam obedecidas.

O detalhamento do projeto — Fase 3 — já está implantado na maioria das indústrias de bens de capital e consiste em, a partir do anteprojeto, detalhar os desenhos, elaborar cálculos, listas de materiais, etc, de modo a permitir às áreas de produção o rigoroso planejamento das sucessivas operações de fabricação e, bem assim, o preparo dos desenhos e instruções necessárias ao processo de produção.

O anteprojeto ou projeto básico — Fase 4 — compreende a análise das especificações do cliente e o dimensionamento dos principais componentes.

O desenvolvimento do projeto — Fase 5 — estabelece uma ligação entre o detalhamento do projeto e o anteprojeto.

Nessa fase, ocorre a coleta dos seguintes elementos:

a) informações sobre dificuldades encontradas pela fabricação em seguir os desenhos de projeto;

b) sugestões no sentido de facilitar a fabricação;

c) informações sobre dificuldades surgidas durante a montagem e problemas na operação comercial do produto.

Tanto a Fase 4 quanto a Fase 5 vêm sendo implantadas eficientemente pelas fábricas nacionais, segundo graus diferenciados de dinamização.

A fase mais delicada e sensível de todo o processo compreende a tecnologia da pesquisa e do desenvolvimento (P&D) — Fase 6, que abrange, basicamente:

a) a investigação de causas de problemas surgidos com o produto durante sua fabricação, comissionamento ou operação comercial;

b) o estudo de novas concepções para o produto e a previsão das alterações necessárias para atender a novas exigências do mercado;

c) o projeto, a construção, e, eventualmente, os ensaios de protótipos ou de modelos em escala real ou reduzida.

5. Desenvolvimento Tecnológico: a contribuição da ELETROBRAS

Para assegurar a continuidade e a consolidação do processo de nacionalização da produção de bens de capital e, paralelamente, a absorção de tecnologia, tornou-se necessária a criação de uma infra-estrutura que permitisse à indústria nacional passar da fase de absorção à de adaptação, e desta, à de criação e desenvolvimento de tecnologia própria, e, desse modo, situar o País nos mesmos níveis das nações industrializadas.

No caso específico do setor elétrico, o estágio de evolução a que se chegava, já no início da década de 70, exigia imperiosas medidas que impulsionassem a indústria nacional em direção àqueles objetivos.

De fato, chegava-se a um estágio em que a expansão dos serviços de energia elétrica no País demandaria uma tecnologia mais avançada, que, em certos casos, se encontrava ainda em estágio experimental nos países industrializados.

O aproveitamento de fontes hidroenergéticas cada vez mais distantes das regiões de consumo, a complexidade de operação e controle das redes de transporte, cada vez mais interligadas; a necessidade de transmitir e distribuir grandes blocos de energia em zonas de elevada concentração urbana ou industrial — para citar alguns exemplos —, certamente exigiriam tanto do setor elétrico de serviços, quanto do industrial, um esforço considerável para a fase de transição tecnológica que se iniciava. Antevia-se a necessidade, a curto e médios prazos, de desenvolvimento de modelos mais sofisticados e eficazes de planejamento e operação de sistemas, do uso mais intensivo de microeletrônica — área tecnológica em que a inovação é uma constante — nos sistemas de comando e controle dos sistemas de transmissão em extra e ultra-alta tensão (EAT e UAT), ou em corrente contínua (CCAT), e, finalmente, a necessidade de realizar todas essas transformações em bases econômicas otimizadas.

Tal conjunto de fatores tecnológicos altamente sensíveis para o desenvolvimento do setor determinou que a Eletrobrás, em 1974, materializasse seu

apoio ao desenvolvimento tecnológico do setor, criando o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica — CEPEL.

O CEPEL é mantido pela ELETROBRÁS e suas atuais controladas regionais: FURNAS, ELETROSUL, ELETRONORTE, CHESF e LIGHT.

Esse centro constitui hoje a maior e mais moderna instituição de pesquisa do domínio da energia elétrica existente na América Latina. Suas atividades abrangem praticamente todas as áreas de interesse das empresas de energia elétrica e da indústria de materiais e equipamentos para as instalações do setor de energia elétrica.

O incentivo da ELETROBRÁS ao desenvolvimento tecnológico nacional se traduz também através de convênios firmados com outros importantes centros de P&D e universidades, objetivando itens específicos de interesse do setor elétrico, citando-se, à guisa de ilustração, sua participação em convênios com o CENPES (Centro de Pesquisa da Petrobrás), para desenvolvimento de óleo isolante nacional; com o CTH (Laboratório de Hidráulica do IPT de São Paulo), e com a EFEI (Escola de Engenharia Elétrica de Itajubá), para desenvolvimento de protótipos de regulador de velocidade de turbina hidráulica.

Outro aspecto importante do apoio da ELETROBRÁS ao desenvolvimento tecnológico da indústria nacional é caracterizado pela NAI (Núcleo de Articulação com a Indústria).

Através do NAI, a ELETROBRÁS e suas principais controladas e coligadas estaduais vem realizando um extenso trabalho visando a nacionalização de bens para o setor elétrico. Sua atuação se faz através de Grupos de Trabalho específicos, segundo a natureza do bem ou conjunto de bens cuja nacionalização a curto prazo, seja de interesse do setor.

Através de um trabalho conjugado com o CDI (Conselho de Desenvolvimento Industrial) é dado curso à mobilização industrial com vistas à efetiva produção no país, dos itens cuja nacionalização foi recomendada.

Os NAI, cuja criação foi através do Decreto Federal nº 76.400, de 9/10/1975, atuam também em outros setores da economia, petróleo, siderurgia, etc. e são coordenados através de uma comissão constituída pelo CDI, CACEX, BNDESPAR e FINEP.

Deve ser ressaltada também a atuação da ELETROBRÁS no incentivo às atividades de normalização, padronização e controle de qualidade, atividades essas

essenciais para garantir qualidade ao produto fabricado no Brasil e com isso atingir também o objetivo das exportações.

O apoio da empresa a essas atividades está hoje consubstanciado pelos "Programa de Intercâmbio de Informações e Participações do Setor de Energia Elétrica na Normalização" – Pronorm, "Programa de Intercâmbio de Informações e Experiências do Setor de Energia Elétrica no Controle da Qualidade" – Proquip e "Programa de Intercâmbio de Informações e Experiências do Setor de Energia Elétrica no Controle de Qualidade" – PROCONT.

Esses programas trarão, como consequência, a melhoria da qualidade dos produtos industriais brasileiros, uma considerável redução dos custos de instalação, manutenção e operação dos sistemas elétricos das concessionárias, melhor desempenho dos materiais e equipamentos instalados com a decorrente elevação dos níveis de confiabilidade e segurança dos sistemas elétricos e, finalmente, irão contribuir para uma maior competitividade dos produtos brasileiros no mercado internacional.

A indústria da construção

**ALMIR FERNANDES
SALOMON TURNOWSKI**

Almir Fernandes é assistente da Diretoria de Coordenação da ELETROBRÁS. Arquiteto pela Faculdade Nacional de Arquitetura da Universidade do Brasil, com mestrado em Planejamento Urbano e Regional pela COPPE da Universidade Federal do Rio de Janeiro, foi secretário-executivo da Comissão Nacional da Indústria de Construção Civil, do Ministério da Indústria e Comércio.

Salomon Turnowski, formada pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro, é geógrafo do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, da Secretaria de Planejamento do Estado da Guanabara, da Fundação Instituto Econômico-Social do Estado do Rio de Janeiro; professor da Pontifícia Universidade Católica do Rio e chefe do Serviço de Estatística da Comissão Nacional da Indústria da Construção Civil do MIC.

Na opção adotada pelo Brasil, para tornar-se auto-suficiente na produção de fontes nobres de energia, permitindo manter um ritmo sustentado e acelerado de desenvolvimento industrial, privilegiou-se a construção de grandes barragens hidrelétricas.

Esta opção era a que melhor se adequava à realidade geográfica brasileira. Com efeito, predominando no Brasil as áreas de planalto, bastante regadas pelas chuvas tropicais e com desníveis nos cursos fluviais, a construção de barragens revelou-se a forma mais imediata para obtenção de grandes recursos energéticos. Outras alternativas esbarraram nas carências naturais do país. O desconhecimento da ocorrência de grandes jazidas de petróleo e de carvão mineral, tornavam desvantajosas possíveis opções pela termoelectricidade. Por seu turno, importantes jazidas de turfa e xisto betuminoso, se bem que disponíveis, pouco significam face ao atraso tecnológico nos processos de sua transformação em energia.

Portanto, para que houvesse pleno aproveitamento da fonte nobre de energia disponível, a hidrelectricidade, mister se fez construir, em primeiro lugar, barragens de grande estrutura, em segundo lugar, montar equipamentos de geração

de energia e, em terceiro lugar, transmiti-la para os centros de consumo, ainda que localizados a grandes distâncias. Esses tipos de obras foram sendo atendidos progressivamente pela engenharia nacional, estruturada em empresas privadas, atualizada com os níveis mais avançados de desenvolvimento tecnológico.

Nesse artigo, pretende-se retratar as condições em que essas empresas se estabeleceram, desenvolveram sua capacidade construtiva e atenderam às demandas havidas no setor.

Estágios de Desenvolvimento das Construtoras Brasileiras

Todo o meio século, compreendido entre a construção da primeira hidrelétrica, próximo a Juiz de Fora-MG, e a instalação das Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG, em 1951, caracterizou-se pela prevalência de empresas construtoras estrangeiras, na elaboração de projetos, construção de barragens e instalação dos sistemas de geração e transmissão de energia. Em verdade, a engenharia nacional atravessou esse longo período buscando alcançar maior maturidade, que, aos poucos, foi se estabelecendo, através da difusão no país, de escola de engenharia e de empresas especializadas, onde adquiriram qualificação técnica de alto nível, um grupo, até certo ponto limitado, de especialistas. Contribuíam, também, para essa situação de dependência, a sistemática estabelecida no início do período, de concessão municipal para exploração de sistemas de energia elétrica, época em que as maiores cidades do país concederam autorização a empresas estrangeiras (LIGHT canadense e AMFORP – americana), para produzir e distribuir energia elétrica.

No "boom" de construções hidrelétricas, que teve início nos anos 50, participaram, largamente, empresas construtoras privadas nacionais. Já então, as concessões a empresas estrangeiras, limitavam-se à distribuição de energia nos limites dos antigos municípios concedentes. A participação da empresa nacional implicava em esforços extraordinários para as mesmas, pois, na segunda

metade dos anos 50, as obras que lhes foram acometidas, além de grandes e numerosas, deviam ser feitas em regime de urgência. A empresa de engenharia privada nacional logrou atender, satisfatoriamente, a essa demanda de construções, ganhando, destarte, condições para atender amplamente aos futuros grandes "picos" de obras que surgiram, ciclicamente, desde então.

O grande ciclo de obras seguintes, iniciado no final dos anos 60 e que se prolongou por toda a década de 1970, pode ser definido como sendo um terceiro período de desenvolvimento da Indústria da Construção. Enquanto, no segundo período, a engenharia nacional tornou-se capaz de atender à demanda por obras hidrelétricas, fornecendo serviços de consultoria e de construção pesada, nesse terceiro período, empresas nacionais tornam-se capazes, igualmente, de atender à montagem dos sistemas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia. Amadureceram, nos anos 70, as empresas privadas de montagem industrial no país.

É necessário considerar, todavia, que as construtoras, praticamente, nunca foram, exclusivamente, empreiteiras de obras de energia elétrica. A construtora nacional tinha, nas obras de barragens, um dos seus campos de atuação, por

vezes o mais importante, raramente exclusivo. Isto propiciava algumas vantagens adicionais, como a transferência de técnicas construtivas de um setor para outro.

Exemplo mais expressivo foram os trabalhos de terraplanagem. Com efeito, o desenvolvimento das técnicas de obras de terraplanagem, no Brasil, acelerou-se com o surto de construções rodoviárias, iniciadas em 1946, com a rodovia Presidente Dutra (Rio-São Paulo). A ação do DNER, na ocasião, propiciou equipar as nascentes empresas privadas nacionais, empreiteiras de obras públicas, mecanizando-se os trabalhos e instituindo a "máquina rodoviária" como equipamento símbolo da construção pesada. Quando, na década seguinte, as obras hidrelétricas passaram a exigir grandes volumes de movimentação de terra, as construtoras rodoviárias já estavam qualificadas tecnicamente para exercerem essas tarefas, instalando-se, então, segmentos especializados na construção hidrelétrica.

Esta, aliás, vem sendo uma característica comum da empresa privada nacional. Surgindo com atuação num determinado setor, passa, ao longo de seu processo de desenvolvimento, a atuar em segmentos diversificados, buscando situar-se em áreas mais dinâmicas, defen-

dendo-se contra variações cíclicas setoriais.

Diversificando suas atividades no próprio segmento construtor, foi possível à engenharia nacional atender às necessidades, cada vez maiores, de construção pesada no Brasil. Ela se enquadra no mesmo modelo de substituição de importações, que caracterizou o desenvolvimento da indústria de transformação no Brasil, porém, com uma importante variante: às empresas construtoras, praticamente, não compreendem empresas estatais ou multinacionais. Posteriormente, as construtoras passaram, inclusive, a atuar em outros setores de atividade (Tabela 1):

A substituição da engenharia estrangeira pela nacional, se fez mediante progressiva incorporação de tecnologia, que, no caso da Indústria da Construção, realiza-se ao longo da própria obra. Neste sentido, a empresa nacional já havia adquirido experiência, embora menos complexa, com as obras de açudagem realizadas no Nordeste, desde o início do século. Essa experiência se ampliou, posteriormente, com o esforço da Cemig e das companhias hidrelétricas do Governo de São Paulo, que nos primeiros anos da década de 50, implementaram a construção de usinas de médio porte. O grande esforço do final dessa década, com a construção das usinas de FURNAS e Três Marias, pôde ser feito com as empresas nacionais, associadas a construtoras estrangeiras ou multinacionais, sediadas no Brasil.

Como se observa, a capacitação técnica das empresas construtoras nacionais realizou-se, simultaneamente, com sua experiência construtora. No período seguinte, marcado pelo programa de "luta pela Engenharia Nacional", comandado pelo Clube de Engenharia do Rio de Janeiro, através de sua Comissão Permanente de Defesa da Engenharia Brasileira, alcançou-se uma virtual destinação das obras públicas no Brasil a empresas brasileiras. Essa atuação promoveu maior participação das empresas projetistas nacionais, que, rapidamente, adquiriram o conhecimento necessário à construção de grandes barragens.

O surto de expansão industrial brasileiro, no período da 2ª Guerra Mundial fora, de certo modo, contido pela insuficiência da produção de energia no País. O surto de expansão, havido com o "desenvolvimento interno", fora acompanhado pela construção paralela das grandes usinas nos formadores e afluentes do Rio Paraná e no alto rio

TABELA 1

ATIVIDADES PRINCIPAIS DAS EMPRESAS BRASILEIRAS DE CONSTRUÇÃO

EMPRESAS	ATIVIDADES PRINCIPAIS
Camargo Corrêa	Construção pesada; agropecuária; têxtil; finanças, engenharia; transportes; cimento; concreto; mineração.
Andrade Gutierrez	Agropecuária; construção; exploração e pesquisa; mineração.
C.R. Almeida	Hotelaria; cerâmica; agropecuária; importação; exportação; minério; química; construção civil; transporte aéreo; madeira.
Mendes Jr.	Construção pesada; comércio exterior; siderurgia; mecânica; reflorestamento; montagens.
Cetenco	Engenharia; agropecuária; pedreira.
Norberto Odebrecht	Engenharia pesada; imobiliária, fundações, petroquímica; mineração; plataformas metálicas para perfurações de petróleo; agrícola seringa-lista.
Ferreira Guedes	Construção civil; mineração, fundações.
SERVIX	Engenharia civil; mecânica e elétrica; agropecuária.
Queiroz Galvão	Construção civil; agropecuária, mineração, perfuração de poços de petróleo e gás.
Alcindo Vieira	Mineração; metalurgia; imobiliária; engenharia.
ECISA	Construção civil; agropecuária, imobiliária, engenharia; equipamentos eletrônicos.
Guarantã	Construção civil; hotelaria; agropecuária; ind. e comércio de artefatos metálicos; química.

Fonte: *Balanco Anual - Gazeta Mercantil (Set. 1980)*

São Francisco. O novo surto que se definia, no final dos anos 60, já estava a exigir uma programação continuada de obras de novas usinas em ritmo geométrico de crescimento.

Se no período anterior ao "desenvolvimentismo" a demanda de usinas podia estar dispersa pelo território nacional, com realizações de nível estadual, a escala alcançada pelo desenvolvimento industrial, no final dos anos 50, já exigia iniciativas de alcance macro-regional. Essas iniciativas implicavam em obras maiores, transmissão de energia a distâncias superiores a 500 km, barragens gigantes e, necessariamente, participação federal. Usinas, como as de Paulo Afonso e de FURNAS, implicavam em nova configuração institucional da administração energética brasileira, e passavam a envolver empresas construtoras brasileiras com obras que modificavam, drasticamente, o meio ambiental regional.

O desafio de construções, nesse período, foi enorme. Entre 1950 e 1955, a capacidade instalada cresceu 67%. Outros 52% correspondem às taxas alcançadas entre 1955 e 1960 e, finalmente, mais 55% foram acrescidos no quinquênio seguinte. Em 15 anos a capacidade energética instalada, quadruplicou, como, também, mais que quadruplicaram os investimentos no setor, como percentual da Formação Bruta de Capital Fixo - FBKF (Tabelas 2, 3 e 4).

Os programas de construção de barragens no Brasil tem sido, via de regra, cumpridos conforme previsto, em especial nos períodos de rápido crescimento. Nesse caso, o desafio posto diante das empresas construtoras, tem sido a de entregar obras em prazos relativamente restritos, exigindo grande capacidade de mobilização por parte dessas empresas. Isto acabou conduzindo a uma concentração de trabalho em poder de menor número de empresas, que revelaram aptidão para adequar-se a essas circunstâncias.

Em verdade, o período posterior a 1967, exigiu das construtoras brasileiras mobilização extremamente rápida de pessoal, equipamentos e material. As metas propostas no I e II PND, se bem que ambiciosas, foram alcançadas plenamente e, em especial, através da construção de grandes usinas hidrelétricas.

Cabe observar que as taxas de crescimento relativo, se bem que crescentes (43% no I PND e 59% no II PND), implicam em mobilização de recursos energéticos muito maiores em valores abso-

lutos: 6.000 MW até 1974 e 12.500 MW até 1979, o que significa a necessidade de construção de barragens cada vez maiores. Veja-se que o processo prosseguiu celeremente nos anos seguintes. Em 1982, a capacidade instalada aproximava-se de 39.000 MW, ou seja, 9.000 MW a mais que três anos antes (Tabela 5).

As obras executadas no País, grosso modo, iam sendo efetuadas à jusante dos grandes rios do planalto brasileiro. Na década de 50, construíram-se usinas

nos afluentes do rio Paraná (Tietê, Rio Pardo, Rio Grande); na década de 70, alcançava-se os formadores do Paraná e o próprio rio Paraná. Nos anos 50, no vale do São Francisco, barragens de grande porte ergueram-se em Minas Gerais; nos anos 70, alcançou-se a Bahia, onde aquele rio é mais volumoso. Safa-se, deste modo, de usinas de 400 a 500 MW, como FURNAS e Três Marias, para usinas de 1.000 a 2.000 MW, como São Simão e Itumbiara no vale do Paraná e Sobra-

TABELA 2

ENERGIA ELÉTRICA: Capacidade Instalada - 1950-65			
Anos	Capacidade Instalada (em MW)		Total
	Termoelétrica	Hidroelétrica	
1950	347	1.536	1.883
1951	355	1.585	1.940
1952	326	1.659	1.985
1953	385	1.704	2.089
1954	632	2.173	2.805
1955	667	2.481	3.148
1956	675	2.875	3.550
1957	764	3.003	3.767
1958	769	3.224	3.993
1959	799	3.316	4.115
1960	1.158	3.642	4.800
1961	1.396	3.809	5.205
1962	1.603	4.126	5.729
1963	1.876	4.479	6.355
1964	1.946	4.894	6.840
1965	2.020	5.391	7.411

Fonte: MME - DNAEE/DE

TABELA 3

ENERGIA ELÉTRICA: CAPACIDADE INSTALADA	
Anos	Índice de Crescimento
1950	100
1955	167
1960	254
1965	393

Fonte: Tabela II

TABELA 4

INVESTIMENTO EM ENERGIA ELÉTRICA COMO PERCENTUAL DA FORMAÇÃO BRUTA DE CAPITAL FIXO	
Anos	Investimento Energia Elétrica FBKF
1951-55	0.4
1956-60	0.9
1961-65	1.8
1966-70	7.5
1971-75	7.8
1975-79	9.8

TABELA 5

CRESCIMENTO DA CAPACIDADE INSTALADA

Especificações	em MW		
	1970	1974	1978
Potência Instalada	11.400		
Prevista no PND		17.000	28.000
Potência alcançada		17.600	30.100

Nota: I PND-1970/74, II PND-1074/79.

dinho, no Nordeste, e alcançava-se usinas de 3.200 MW, como a obra de Ilha Solteira, a cargo da CESP, no próprio rio Paraná.

Pretendia-se obter maior escala de produção, o que implicava, além das grandes obras de barragens, em dificuldades maiores, no processo de transmissão de energia, devido à distância e à potência a transportar. Desde 1974, instalaram-se linhas de transmissão com tensões de 500 MW.

A partir de 1970, prevendo-se a aceleração do processo da industrialização e, desde 1974, privilegiando-se a hidreletricidade sobre outras formas nobres de produção de energia, iniciam-se obras de barragens para usinas superiores a 5.000 MW. É o caso de Itaipu, na fronteira Brasil-Paraguai, concluindo o ciclo de grandes obras de regularização e aproveitamento do rio Paraná, e Tucuruí no Tocantins, iniciando o ciclo de

aproveitamento dos rios de margem direita do Amazonas. Inicia-se, agora, a transmissão de energia na tensão de 750 KV, em experiência, praticamente pioneira.

Ora, essa fase de enormes obras hidrelétricas, iniciadas em 1979, não pôde limitar-se ao apoio dado pelo segmento construtor. Cabia estabelecer no Brasil, igualmente, sistemas de montagem industrial próprios. Na década de 1970, as empresas de engenharia industrial brasileira lograram capacitar-se para instalar sistemas extremamente complexos de geração e transmissão de energia.

A Montagem Industrial compreende, atualmente, cerca de 80 empresas brasileiras e resultou de um programa de longo prazo, elaborado pelas grandes empresas estatais, destinado a capacitar empresas nacionais a instalarem grandes complexos industriais. A participação do segmento elétrico, nesse campo, foi saliente. Veja-se que, em 1983, das 20

maiores empresas de montagem industrial, 13 trabalhavam na instalação de sistemas de geração de energia e 15, na de transmissão. Considerando as 48 maiores empresas, 32 operavam na implantação de linhas de transmissão, enquanto, na geração, alcançava-se 16. A geração absorvia apenas as maiores empresas; na transmissão ocupavam-se igualmente empresas médias de montagem industrial.

Os índices de nacionalização das empresas de montagem tenderam a se ampliar nos anos 70, na medida em que se estabeleceram índices mínimos de participação de empresas nacionais nas concorrências para realização das grandes obras públicas. Ao concluir a década, várias empresas estrangeiras venderam sua participação acionária para brasileiros, emergindo, também, este setor, como área de predomínio do empresariado privado nacional.

O Quadro Atual das Empresas Construtoras

O enorme esforço de expansão que realizaram as consultoras de engenharia, as empresas de construção pesada e de montagem industrial, na década de 1970, foi causada por programas extensos de obras, corajosos e dispendiosos: nada menos de 20.000 MW foram instalados em 10 anos, triplicando-se a produção. obras prosseguiu, tendo em vista a conclusão das grandes obras iniciadas nos anos 70. É o caso mais saliente de Itaipu e Tucuruí, mas a realidade econômica brasileira já é outra: não há mais recursos para se iniciarem novas obras.

O ritmo das construções tornou-se bem menor. À incapacidade de iniciar novas obras, alia-se, hoje, a dificuldade pelo pagamento de obras ou etapas de obras já entregues. A empresa construtora brasileira entra na fase crítica do ciclo econômico.

As empresas de Construção Pesada e de Montagem Industrial apresentam, hoje, as características abaixo indicadas, apresentadas pelo Diagnóstico Nacional da Indústria da Construção (Tabela 7).

A Consultoria de engenharia, por sua vez, compreende empresas concentradas, especialmente, no Rio de Janeiro e em São Paulo, elaborando projetos nas mais diferentes áreas de construção, mas procurando especializar quadros para atuarem em campos específicos de obras, mantendo-se atualizados nos avanços das técnicas de obras de geração e transmissão de energia. São empresas

TABELA 6

LINHAS DE TRANSMISSÃO
BRASIL
1970 - 82 (Km)

Anos	Tensão (KV)				
	230	345	440	500	750
1970	11 316	2 681	1 096	—	—
1971	11 429	3 330	1 096	—	—
1972	11 493	3 456	1 096	—	—
1973	12 005	4 081	2 329	—	—
1974	12 725	4 431	2 708	360	—
1975	13 409	4 962	2 982	360	—
1976	14 714	5 301	3 225	1 693	—
1977	16 234	6 204	3 225	3 089	—
1978	17 221	6 444	3 909	3 660	—
1979	18 748	6 748	3 909	5 267	—
1980	19 868	6 777	4 624	6 785	—
1981	21 318	6 777	4 624	9 348	—
1982	21 948	6 884	4 624	10 236	568

Fonte: Centrais Elétricas Brasileiras S/A - ELETROBRÁS.

TABELA 7

CARACTERÍSTICAS GERAIS DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO, SEGUNDO SUBSETORES

Aspectos.	Subsetores	Construção Pesada	Montagem Industrial
Atividades Principais		<p>Construção de infra-estrutura viária, urbana e industrial (terraplanagem, drenagens, pavimentação e obras ligadas a construção de rodovias, infra-estrutura ferroviária, aeroportos, vias urbanas, etc.); construção de obras estruturais e de arte (pontes, elevados, contenção de encostas, túneis, etc.); construção de obras de saneamento (captação, adução, reservação, tratamento e distribuição de água; redes coletoras de esgotos emissários; canalizações diversas); construção de barragens hidrelétricas, dutos, túneis, super-estrutura ferroviárias e obras de tecnologia especial (usinas atômicas, fundações especiais, perfurações de poços de petróleo, gás).</p>	<p>Montagem de estruturas mecânicas, elétricas, eletromecânicas, hidromecânicas para instalação de indústrias; montagem de sistemas de geração, transmissão e de distribuição de energia elétrica, montagem de sistemas de telecomunicações; montagens de estruturas metálicas; montagem de sistemas de exploração de recursos naturais; obras subaquáticas. As empresas podem também executar a construção de edifícios industriais e a elaboração de estudos e projetos. A execução dos trabalhos de montagem industrial pode ocorrer paralelamente aos trabalhos de construção civil ou após eles.</p>
Organização Interna		<p>Subsetor menos heterogêneo em termos de organização interna; maior grau de concentração e presença significativa de empresas de porte gigantesco. Foram arroladas pelo "Dirigente Construtor", em 1983, 163 empresas com patrimônio líquido superior a Cr\$ 100 milhões correntes. Segundo o Censo de 1975, um total de 716 empresas realizaram obras de infra-estrutura naquele ano, o que mostra que as empresas de pequeno e médio porte são menos importantes (do que no anterior) nesse subsetor. As 10 maiores (por patrimônio) colocam-se numa faixa entre Cr\$. . 110.956,8 a Cr\$ 18.603,7 milhões ("Dirigente Construtor" de 1983), o que mostra que o tamanho médio das empresas de grande porte é bem maior nesse subsetor. O grau de concentração (pelas quatro maiores) medido em termos do patrimônio com amostra é de 42%, o que deverá ser um valor próximo do total pois a amostra é bastante representativa.</p>	<p>Subsetor mais homogêneo em termos de organização interna; presença de empresas de grande e médio porte; número reduzido de empresas. Foram arroladas pelo "Dirigente Construtor", em 1983, 44 empresas com patrimônio líquido superior a Cr\$ 100 milhões correntes. O Censo de 1975 não discrimina esse subsetor; sabe-se contudo, que o número de empresas não chega a uma centena (segundo o Cadastro do SERPRO para 1979). As 10 maiores (por patrimônio) colocam-se numa faixa entre Cr\$ 18.631,2 e Cr\$ 2.269,1 milhões ("Dirigente Construtor" de 1983), o que mostra que o tamanho médio das grandes empresas é um pouco superior às do subsetor de edificações. O grau de concentração (pelas quatro maiores) medido em termos do patrimônio líquido com relação à amostra é de Cz\$ 44% o que pode ser considerado como bastante próximo do total.</p>
Especialização Interna		<p>A especialização dentro desse subsetor parece não seguir um critério definido. Poder-se-ia dizer que as grandes empresas podem atuar em qualquer tipo de atividade; apenas as obras de maior complexidade tecnológica estão reservadas a um tipo especial de empresas. Assim, por exemplo, das 163 empresas presentes na amostra apenas 48 incluem a construção de barragens e usinas como uma de suas especialidades (exatamente as maiores). Do mesmo modo apenas 15 têm como especialidade a construção de túneis e 10 a construção de gasodutos e oleodutos. Por outro lado, apenas 33 não incluíram a construção de estradas como uma de suas especialidades.</p>	<p>A especialização ou a segmentação interna neste subsetor parece ainda não seguir uma tendência muito definida. Como no caso anterior, as maiores empresas estão aptas a realizar qualquer tipo de atividade. As empresas de menor porte dedicam-se a obras de menor complexidade tecnológica.</p>
Atuação em outros Subsetores		<p>A atuação nos outros subsetores parece ser mais importante nesse segmento: das 163 empresas da amostra, 45 atuam também em edificações (grandes obras), 11 em montagem industrial e cinco em serviços auxiliares. A atuação das empresas de construção pesada em atividades comerciais ligadas especificamente a sua atividade de construção (incorporação) está reservada apenas àquelas empresas que se dedicam também às edificações. Algumas empresas desse subsetor (apenas as maiores) vêm iniciando também um processo de diversificação setorial.</p>	<p>A atuação nos outros subsetores também pode ser observada entre as empresas de montagem industrial. Das 44 empresas presentes na amostra (que é quase idêntica ao universo), sete atuam também em construção pesada, quatro em edificações e oito em serviços auxiliares e consultorias.</p>

Fonte: Diagnóstico Nacional da Indústria da Construção Civil/CNICC/FJP/1984

TABELA 8

**IMPORTAÇÕES FÍSICAS DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO SEGUNDO SUBSETORES DA ATIVIDADE ECONÔMICA
BRASIL – 1975-82**

Subsetor	Construção Civil		Pavimentação, Terraplenagem e Construção de Estradas		Construção de Obras de Arte (Viadutos, Pontes, etc.)		Total	
	Peso (mil toneladas)	Quantidade (mil itens)	Peso (mil toneladas)	Quantidade (mil itens)	Peso (mil toneladas)	Quantidade (mil itens)	Peso (mil toneladas)	Quantidade (mil itens)
1975	67,3	6,7	13,8	9,2	4,0	1,4	85,1	17,3
1976	36,0	4,1	7,8	6,4	2,0	0,5	45,8	11,0
1977	16,5	4,2	7,0	5,9	0,2	0,2	23,7	10,3
1978	11,4	5,9	14,3	8,1	0,5	0,5	28,2	14,5
1979	14,7	5,5	18,1	6,9	0,2	0,1	33,0	12,5
1980	7,3	3,9	6,0	4,4	0,3	0,3	13,6	8,6
1981	5,3	3,5	22,7	4,6	0,1	0,1	28,1	8,2
1982	17,2	2,0	12,0	5,0	0,5	0,3	29,7	7,3

Fontes: *Dados básicos. Comércio Exterior do Brasil: Importação. Brasília, Secretaria da Receita Federal. Elaboração: Fundação João Pinheiro (FJP), Diretoria de Projetos I (DP I).*

TABELA 9

**CUSTOS DE PRODUÇÃO E RELAÇÕES TÉCNICAS ENTRE FATORES DE PRODUÇÃO PARA
OBRAS ESPECÍFICAS DOS SUBSETORES DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO
BRASIL – 1984 (Cr\$ 1000)**

Obras	Custos de Produção (1)				Relações Técnicas (em percentuais)			
	Total (A)	Mão-de-Obra (B)	Materiais (C)	Equipamentos (D)	(B) (A)	(C) (A)	(D) (A)	
Edifício de Apartamentos	1.573.932,6	618.378,3	925.906,3	29.648,0	39,3	58,8	1,9	
Residência	17.629,1	6.224,6	11.195,4	209,1	35,3	63,5	1,2	
Conjunto Habitacional	1.201.261,7	470.063,7	728.716,0	2.482,0	39,1	60,7	0,2	
Edificação Industrial	4.003.275,4	568.197,6	2.759.344,3	675.733,5	14,2	68,9	16,9	
Esgoto Sanitário	93.182,5	66.664,8	13.087,5	13.430,2	71,5	14,1	14,4	
Rodovia	111.094,4	45.032,8	45.926,1	20.140,5	40,5	41,3	18,2	
Barragem Hidrelétrica	208.237.616,1	57.879.774,1	66.824.091,5	83.533.750,3	27,8	32,1	40,1	

Elaboração: Fundação João Pinheiro (FJP, Diretoria de Projetos I (DP-I))
(1) Em valores de janeiro de 1984.

de menor porte, em termos de nível de faturamento, frente às grandes empreiteiras, mas de bom porte consideradas outras empresas internacionais de consultoria. Extremamente dependentes de iniciativas de obras governamentais, buscam diversificar sua área de atuação, para acomodar-se às variações da demanda oligopsônica dos governos. Também elas enfrentam a atual crise, como as demais empresas. Diminuição da demanda de projetos, paralização de serviços de acompanhamento e de detalhamento de obras, etc. e, inclusive, em situação mais difícil, porque sua ação precede à realização de obras e, nesse sentido, carece de nova definição dos programas do governo.

Uma das alternativas encontradas pela engenharia nacional, para fazer face à demanda de obras públicas, nesta década de 1980, foi a de diversi-

ficar suas linhas de atuação e partir, com mais intensidade, para realizar serviços no exterior. A exportação de serviços de engenharia somente se tornou possível, graças à experiência que a empresa brasileira adquiriu na implantação de infra-estrutura no Brasil. No caso particular da energia elétrica, esta se adaptou às necessidades de obras progressivamente maiores, até atingir o ponto de atualização integral com avanço tecnológico internacional do setor.

As propostas que se lhes colocam nas obras internacionais são semelhantes, em porte, àquelas desenvolvidas nos anos 50, na área de barragem no Brasil. É o caso da construção da Hidrelétrica de Guri, na Venezuela, de Charcani, no Peru, de Palmar, no Uruguai e outras na América do Sul. Hoje, surgem novas oportunidades na África. Observe-se que as obras, na América do Sul e Áfri-

ca, apresentam circunstâncias semelhantes às realizadas no Brasil (dominante-mente áreas tropicais), mas há algumas diferenças importantes, que exigem capacidade de adaptação semelhante àquela que se teve, ao construir obras progressivamente maiores, no Brasil. No caso sul-americano, cabe adequar-se aos problemas ligados à sismologia quebrante, praticamente, inexistente no Brasil e, no caso da África, a ambientes excessivamente áridos, embora com perspectivas de se alcançar escalas de obras maiores que as realizadas no Brasil, já que o potencial hidrelétrico da África (particularmente da África Central e Oriental), é maior que no Brasil.

A capacidade construtiva adquirida pela empresa nacional, fez-se acompanhar por uma produção interna de materiais e equipamentos de construção. Neste caso, o processo de substituição

TABELA 10

**ATIVIDADES DA INDÚSTRIA DA CONSTRUÇÃO
SEGUNDO TIPOS DE OBRAS – 1980**

Tipos de Obras	Pessoal Ocupado (A)	Salários Pagos Cr\$ 10 ⁶ (B)	Valor Adicionado Cr\$ 10 ⁶ (C)	% B/C
Total	1.115.988	159.129	463.596	33,7
Prédios e Edifícios	548.119	61.903	199.512	31,0
Obras Viáveis	116.988	19.561	75.356	26,0
Grandes Estruturas	85.479	18.536	46.232	40,1
Montagens Industriais	101.220	17.965	38.478	46,7
Outros tipos de Obras	72.705	10.459	33.032	31,7
Etapas Específicas	157.550	22.855	59.978	38,0
Demolição	440	38	104	36,8
Serviços de Complementação	27.820	3.434	7.752	44,3
Obras e Serviços não especializados	5.667	1.378	3.150	43,7

Fontes: Inquéritos Especiais – Indústria da Construção – IBGE

de importações foi, em tudo, semelhante àquele, com que se estabeleceu no parque fabril nacional. Desde o princípio, os produtos brutos e pesados eram fornecidos pelos produtores locais, posteriormente, produtos que exigiam maiores transformações, tornam-se disponíveis no mercado nacional. Aço e cimento transformaram-se nos materiais críticos em períodos de "picos" de obras. A construtora cabia estabelecer a melhor estratégia para manter regular o fluxo desses produtos, mas sua demanda atingia por vezes níveis tão amplos, que toda uma programação de produção e transporte devia ser estabelecido, juntamente com a empresa produtora de energia e com o Governo. Recentemente, o programa de substituição de importações completou-se com a produção de equipamentos pesados no Brasil. Nos anos 70, justamente quando se iniciavam as construções das maiores barragens no Brasil, reduziu-se, progressivamente, a importação dos equipamentos (Tabela 8). Observe-se que, em obras hidrelétricas, os custos dos equipamentos superam os demais itens (Tabela 9).

Na atual conjuntura, quando decresce a demanda por obras de infra-estrutura, no Brasil, e a indústria de materiais de construção apresenta elevada ociosidade, abre-se oportunidade para a exportação de materiais de construção. Obras de empresas brasileiras, no exterior, podem se acoplar à exportação de equipamentos, aço e outros materiais. No entanto, a capacidade instalada somente será, plenamente, utilizada quando associada a um nível apreciável de demanda interna de obras pú-

blicas, entre os quais avultam as obras destinadas a aumentar a capacidade de produção energética.

— E essa recuperação do mercado interno, é imprescindível, face aos sérios problemas de emprego, que atinge as populações de baixa renda, no Brasil.

Em 1980, imediatamente antes do atual ciclo depressivo, 3.112.600 pessoas ocupavam-se na atividade construtora, ou seja, 10% da População Economicamente Ativa. Desse total, porém, quase 2.000.000 de pessoas tinham empregos pouco ou não formalizados. Neste ano as indústrias de construção indicavam contar com 1.115.988 pessoas, apenas.

O processo é, porém, explicável. A prática de contratação de sub-empregados e a grande flutuação da mão-de-obra no setor, deixaram grande número de operários fora dos registros censitários e, no entanto, apesar dos níveis de salários, relativamente baixos, pagos pelo setor — veja-se que em 1980/83, 3% das pessoas, no setor, percebiam até três salários mínimos —, as despesas com pagamentos de salários representavam 1/3 do valor adicionado pela Indústria da Construção. E, dentre os seus segmentos, destacavam-se a construção de grandes estruturas (onde se insere a construção de barragens) e a montagem industrial, como dois dos setores que mais dispendiam com o pagamento dos salários de sua mão-de-obra (Tabela 10).

Neste sentido, a paralização de obras de infra-estrutura energética e a intenção de se oferecer alguma forma de subsídios às famílias (como abonos-transporte, alimento e outros), constituir-se-

ia numa opção, por formas menos produtivas, de "reprodução da força-de-trabalho".

Esse incremento no atendimento às necessidades básicas da população, deve ser através de investimentos de menor porte, por projeto. Isto é, mais dispersão no espaço territorial brasileiro das realizações, ou seja, maior número de obras de menor vulto, exigindo-se melhor rentabilidade do capital aplicado. A capacidade de resposta e de adaptação de construção civil a novas diretrizes de governo, exige que se firme, objetivamente, no tempo e no espaço, as metas de realização, por mais modestas que sejam. A transparência dos orçamentos públicos e a persistência das decisões políticas, permitirão que este importante setor-produtivo se programe e se reforce como a única atividade industrial, em que predomina a empresa privada nacional.

A exportação de serviços pelas empresas do Setor Elétrico

SÉRGIO S.G. MOTTA

Consultor para assuntos de comércio internacional, planejamento e organização. Engenheiro civil pela Escola Nacional de Engenharia, fez cursos de aperfeiçoamento na França e Japão. Engenheiro de Furnas, ocupou sucessivamente os cargos de chefe de Divisão, chefe de Departamento e superintendente. Foi diretor industrial da NUCLEBRÁS, diretor-técnico, diretor de Planejamento, Engenharia e Construção de FURNAS.

Introdução

No presente trabalho a expressão "setor elétrico" deve ser entendida sob sua concepção mais ampla, que engloba as concessionárias de serviços públicos de eletricidade e também as empresas que para elas trabalham, fornecendo serviços e equipamentos.

Tal como sucedeu com outros setores importantes do Brasil, o setor elétrico teve como marco inicial de sua dinamização e modernização a política de substituição de importações encetada pelo Governo Federal na década de 50.

No caso particular, a "substituição de importações" não se verificou no âmbito do produto final, uma vez que uma das características da eletricidade reside no fato de que, ao contrário da maioria dos produtos industriais, deve ser consumida à medida que é produzida (ou vice-versa), o que impede seu armazenamento. Desta forma, à excessão de algumas trocas nas regiões fronteiriças, que só agora começam a ganhar importância, a energia elétrica consumida no Brasil sempre foi produzida no próprio país. A substituição fez-se, portanto, no âmbito dos insumos tecnológicos necessários à produção e transporte da energia elétrica: engenharia de projeto e de construção; projeto, fabricação e montagem de equipamentos.

Como resultado, o setor elétrico brasileiro teve oportunidade de firmar-se no campo da "substituição de importações" de forma mais ampla e rápida que vários outros setores. Mesmo assim cabe diferenciar a evolução do setor "equipamentos" e do setor "serviços".

O processo de substituição das importações está praticamente completo quanto à tecnologia de fabricação, propriamente dita, de equipamentos e de seus principais insumos materiais; mas o desenvolvimento tem sido mais lento do que o desejável no que se refere à engenharia de produto e, mais ainda, à pesquisa tecnológica. As diversas razões para o fato são conhecidas e não cabe comentá-las aqui, fica apenas a constatação de que a maior parte dos equipamentos eletromecânicos (e em especial os elétricos) fabricados no Brasil, ainda tem seu projeto conceitual, quando não de detalhe, preparado em outros países. Resulta daí que, ao ser tentado o passo seguinte, no sentido da exportação, o ramo industrial do setor elétrico tem encontrado, além dos obstáculos de natureza puramente industrial e financeira, um outro, fundamental, resultante da sua dependência dos detentores do "know-how". Tal obstáculo pode manifestar-se tanto na desconfiança do possível cliente (por que comprar um produto de projeto sueco feito no Brasil se posso comprá-lo na Suécia?) como na falta de liberdade do licenciado brasileiro em atacar certos mercados ou fazer determinados acordos sem a concordância do licenciador.

Pode-se dizer que, no ramo dos "serviços", o setor elétrico, como um todo, encontra-se num estágio bem mais avançado no processo de independência da tecnologia proveniente de outros países. Os investimentos necessários foram bem menores neste campo do que no da fabricação, o que permitiu uma flexibilidade de ação fundamental para a aceleração dos acontecimentos.

Hoje encontra-se no Brasil quase toda a capacidade técnica necessária para o projeto, construção, gerenciamento e operação de empreendimentos de qualquer porte em geração hidrelétrica, e transmissão de energia elétrica em quaisquer níveis de tensão. (A capacidade é menor no campo termelétrico e mais ainda no nuclelétrico).

Importante também é o fato de, ao lado de certos campos onde a absorção de tecnologia ou substituição de importações ainda se encontra em vias de con-

solidação, haver muitas outras onde a tecnologia brasileira já atingiu um grau de sofisticação de molde a fazê-la conhecida e respeitada nos foros internacionais. Como é natural, é nestes campos que se têm desenvolvido os esforços em busca de novos mercados, como conseqüência imediata da conjunção de uma série de fatores favoráveis e de uma premente necessidade de sobrevivência.

Fatores favoráveis e óbices a enfrentar

Ao se lançarem na busca de mercados externos para seus serviços, as empresas brasileiras do setor elétrico encontram algumas condições que lhes são favoráveis e umas quantas que se apresentam como sérios obstáculos.

Em termos de custo, as empresas brasileiras contam hoje com mão-de-obra razoavelmente barata em níveis internacionais, o que, aliado a uma produtividade também razoável, resulta em preços competitivos. No campo da engenharia de projeto, que emprega maior contingente de profissionais graduados, isto nem sempre foi verdade; de fato, os custos da engenharia brasileira, por volta de 75 - 76, eram comparáveis aos de países como Alemanha e Estados Unidos. No futuro, a médio prazo, a situação pode voltar a ser menos favorável pela superposição de dois fatores: o aumento dos custos reais, graças à descompressão dos salários, e à maior competitividade de empresas de outros países, com a utilização intensiva da computação para reduzir o número de pessoas-hora de engenharia. (Incidentalmente, o uso intensivo da computação e de robôs por parte de fabricantes estrangeiros apresenta também um perigo não desprezível para a indústria brasileira de bens de capital, onde a mão-de-obra barata brevemente poderá deixar de compensar a falta de modernização que já se faz sentir em alguns setores).

A par dos custos mais baixos joga em favor das empresas brasileiras o fato de estarem elas associadas a empreendimentos recentes de grande porte e/ou de tecnologia sofisticada, na vanguarda do

que se faz no mundo hoje em dia: basta atentar, por exemplo, para a Usina de Itaipu, e seu sistema de transmissão em 750 kV corrente-alternada e \pm 600 kV corrente-contínua.

Empreendimentos comparáveis existem poucos no mundo, em execução ou em planejamento e, detalhe importante, uma boa parte desses últimos será implantada em países em desenvolvimento. Nesse aspecto a situação brasileira é ímpar, pois suas empresas participaram e participam ativamente de todas as etapas, desde a concepção até a operação; na maioria dos exemplos do chamado "terceiro mundo" o país onde se localizam os empreendimentos entrou apenas com o solo, a água, e a mão-de-obra não qualificada.

Com relação aos países em desenvolvimento, há um outro fator favorável às empresas brasileiras, que resulta, paradoxalmente, do fato de o país ter sido, em passado não muito remoto, um importador de tecnologia nas especialidades que agora domina e que pretende exportar. É grande, sob este aspecto, a contribuição que se pode dar a países que estão enfrentando, agora, problemas em sua maioria já equacionados no Brasil. Com efeito, os engenheiros brasileiros do setor têm bastante intimidade com os materiais, as normas, os procedimentos, enfim com a "filosofia" técnica dos maiores países industriais, conhecendo suas equivalências e incompatibilidades. Aqui, também, trata-se de exemplo raro no mundo e que pode ser de grande valia na orientação de clientes habitualmente solicitados pelas mais variadas ofertas de equipamentos e serviços, provenientes de diversos países industrializados, nem sempre com o cuidado de providenciar a necessária "tropicalização". Esta expressão pode ter diferentes interpretações, mas, na sua concepção mais ampla, reflete o trabalho cuidadoso de adaptação e seleção das técnicas utilizadas em função das condições dos países em que serão aplicadas: clima, costumes, grau de ins-tituição, mão-de-obra, materiais, distâncias, etc. No Brasil, em que tais condições são em geral semelhantes às dos países em desenvolvimento, tal trabalho já foi feito.

Finalmente, ainda com relação aos possíveis clientes de países em desenvolvimento (que são os mais prováveis) há um aspecto que cabe considerar com cuidado, mas que pode funcionar muito favoravelmente a identificação. A maioria dos países em desenvolvimento

têm, com relação aos países industrializados, uma relação mista de dependência X repulsa que chega ao grau máximo de exacerbação no caso de ex-colônias e ex metrópoles.

O Brasil, sendo ele próprio um país em desenvolvimento e, ainda que longin-guamente, uma ex-colônia, conta, a priori, com uma certa simpatia resultante da identificação que advém de semelhanças históricas sociais e raciais. Mas é perigoso superestimar este componente sobretudo ao se imaginar que ela pode funcionar sozinha. Antes é preciso vencer o lado negativo da identificação que faz, por exemplo, com que alguém relute em admitir que um seu "colega" pode fazer algo que ele próprio não pode, preferindo, em consequência, solicitá-lo ao "professor". Para capitalizar a "identificação" é preciso que as empresas brasileiras demonstrem não somente ter a qualificação necessária mas também que, por força da 'identificação' com o cliente poderão oferecer-lhe algo que os competidores de outros países não podem, ou não querem dar. A já mencionada 'tropicalização' entra no terreno daquilo que os outros não podem dar". Mas o que pode ser realmente a pedra de toque é o oferecimento de algo que os outros "não querem dar" a tecnologia, o "know-how", juntamente com os serviços prestados. Neste campo as empresas brasileiras podem contar com um trunfo inestimável, na medida em que superarem uma visão menos ampla das perspectivas e se dispuserem a transferir sua tecnologia e, mais ainda, comunicar sua experiência de como absorver (ou sugar) tecnologia.

Até aqui foram vistos os nada desprezíveis fatores favoráveis à expansão dos serviços prestados no exterior pelas empresas do setor elétrico brasileiro, entendido, como dito mais acima, na acepção mais ampla da expressão as empresas de energia elétrica e seus fornecedores. Alguns destes fatores aplicam-se a diversos ramos de atividade, outros são específicos do setor em questão. Cabe agora considerar os fatores desfavoráveis, também bastante importantes e que têm a características de serem todos de origem genérica, ou seja: são comuns a todos os campos em que as empresas brasileiras se propõem a atuar no exterior.

De uma forma muito simplista pode-se resumir os obstáculos em três expressões: falta de tradição, falta de financiamento, falta de organização.

A falta de tradição, talvez o óbice mais importante, tem dois aspectos complementares: de um lado, as empresas brasileiras não estão estabelecidas nos diversos mercados de forma a que seus nomes venham à lembrança de forma natural quando se pensa em determinado serviço; de outro lado, o próprio país não cultivou suficientemente até agora a imagem de um prestador confiável de serviços de qualidade. O nome do Brasil continua associado, de forma simpática é verdade, ao carnaval, café, futebol mulatas, etc., nada de muito estimulante para que um cliente sério e objetivo pense a priori nas firmas brasileiras como prestadoras de serviços. A situação vem evoluindo favoravelmente, mas os progressos dependem, primeiro, de um sério esforço de promoção mas, sobretudo, da seriedade com que forem encaradas, depois, na fase de materialização, as iniciativas bem sucedidas na fase de "marketing". Sob este aspecto o sucesso (e o fracasso) de cada um transcende muito os seus próprios limites, o que faz com que, no terreno externo, a solidariedade e o respeito mútuo, devam impôr-se em nível mais alto seja entre aqueles que competem no ramo seja entre os que atuam em ramos apenas vagamente relacionados.

A existência de fontes de financiamento suficientes em condições competitivas, aliada aos fatores favoráveis acima relacionados poderia aumentar em muito a participação das empresas brasileiras nos mercados externos. Ocorre, como é amplamente conhecido, que as dificuldades financeiras do país têm efeito direto nas linhas de crédito oferecidas à exportação, das quais muitas figuram no papel em termos que seriam ideais se realmente funcionassem. Por outro lado a participação em concorrências financiadas por entidades internacionais (BIRD, BID, BAD, etc.) implica na disposição de enfrentar um número desproporcional de competidores, fazendo com que o risco de investir na preparação de uma proposta seja frequentemente considerado excessivo.

Cabe ainda notar que, nos casos de financiamento por agências internacionais, alguns dos fatores acima apontados como favoráveis podem influenciar os eventuais clientes mas não necessariamente os supervisores daquelas agências cuja objetividade e interesses têm como condicionantes a sua formação, experiência e nacionalidade.

Nexte contexto deve ser mencionado que apenas recentemente começou a

existir uma presença brasileira mais marcante nos quadros de especialistas das diversas instituições internacionais de financiamento de grandes empreendimentos.

Um outro aspecto a ser considerado é a tendência cada vez maior das instituições financeiras internacionais de adotar o sistema do "joint financing", em que compõem o esquema financeiro de determinados empreendimentos com as agências financeiras de certos países industrializados. Isto faz com que as empresas sediadas nestes países já partam com condições altamente favoráveis de competição, seja pelo conhecimento prévio de dados do empreendimento, seja mesmo pela possibilidade de atuar sobre tais dados de forma a favorecer interesses nacionais. Não é por acaso que as organizações dos países industrializados se propõem sempre a financiar os estudos básicos dos empreendimentos. Quando não o fazem através de suas agências financeiras, os países industrializados freqüentemente selecionam empresas, privadas ou públicas, para oferecer graciosamente, ou a preço simbólico, a execução de estudos de viabilidade, planos de ação, diagnósticos setoriais, e outros do mesmo tipo. Obviamente, a razão que os leva a tanto é de ordem puramente pragmática, posto que, embutidos nos serviços prestados a título de cooperação seguem vários conceitos, padrões, idéias básicas, etc., que refletem forçosamente as tradições e as possibilidades do país de origem, servindo, assim, de excelente ponto de apoio para a etapa seguinte, muito mais importante em termos financeiros, que inclui os serviços de projeto executivo, construção civil, montagem, e fornecimento de materiais e equipamentos.

O custo dos mencionados serviços preliminares é extremamente pequeno se comparado com as possibilidades que abrem em termos globais: a prazo médio e longo o cotejo custo-benefício é francamente favorável. Não é por outra razão que tantos países industrializados se dedicam à "cooperação técnica" com países em desenvolvimento. É forçoso concluir que, no caso do Brasil, o que impede uma ação mais efetiva nesse campo promissor não é tanto a falta de fundos, mas a falta de organização. Com efeito, sem que exista um foro superior e mais amplo onde seja fixadas as grandes linhas de ação, não é possível imaginar que uma empresa, privada ou pública, se ofereça em condições altamente subsidiadas para a execução de um

serviço com a perspectiva de beneficiar outra empresa brasileira, eventualmente de outro ramo, eventualmente uma competidora sua, ou, muito remotamente, a ela própria.

O exemplo japonês, em que o todo poderoso Kendaren, órgão máximo da iniciativa privada, acerta as linhas de ação com o também poderoso MITI (Ministry of International Trade and Industry), é válido como referência inicial, mas a distância que nos separa de tal entrosamento é tão grande que a enormidade da tarefa pode desanimar, logo de início. Porém, mesmo sem copiar o modelo nipônico, há muito o que se fazer no Brasil para sair da situação confusa em que se encontra o setor externo. O tema é amplo e merece uma discussão que escape aos limites deste trabalho. Cabe apenas constatar que, dos três grandes obstáculos identificados à expansão das empresas brasileiras no mercado externo, este é o único cuja solução a curto prazo está inteiramente nas mãos dos brasileiros.

O papel das empresas públicas

O que foi dito acima aplica-se, como já mencionado, às empresas do setor elétrico como um todo, sejam elas concessionárias de eletricidade, sejam suas fornecedoras de bens e serviços. A seguir é examinado mais em detalhe o papel que caberia, em particular, às concessionárias ou, mais especificamente, às empresas públicas de eletricidade, uma vez que o papel das empresas privadas é extremamente reduzido no âmbito dos serviços de eletricidade no Brasil.

Ao se pensar em atuação externa, é certo que o papel principal deverá ser representado pelas empresas privadas, fornecedoras de bens e serviços, entre outras razões pelo fato de que sua possível atuação no exterior é da mesma natureza que sua atuação no Brasil. Já as concessionárias teriam de enfrentar algumas mudanças para atuarem em áreas distintas de seu objeto principal, e deixariam de ser clientes para agir como prestadoras de serviços.

Cabe, portanto, inicialmente, examinar a conveniência da atuação das empresas de energia elétrica no exterior e as formas e os limites em que tal deveria ser feito.

Algumas restrições quanto à conveniência da atuação externa das empresas públicas de energia elétrica partem de dois campos distintos: de dentro das próprias concessionárias e de parte de al-

guns de seus fornecedores, em particular do ramo de engenharia de projetos. Várias empresas de engenharia manifestam, velada ou abertamente, o receio de perderem parte importante do mercado exterior potencial que seria tomado pelas empresas públicas, de maior porte, maior penetração e com maior flexibilidade sob o aspecto financeiro. As objeções de dentro das empresas elétricas apontam para o fato de que a "vocalização" das mesmas é de prestar bons serviços de energia elétrica, e tão somente; não deveriam, portanto, aventurar-se a desviar a atenção para outros campos não tradicionais, sobretudo com o risco de se verem acusadas de competir com as empresas privadas.

Diante desse panorama, a primeira reação será a de ceder ao raciocínio que, simplificado, pode ser assim resumido. "por que seguir este caminho, se até agora ele não foi seguido e, caso seja tentado, pode conduzir a problemas?" Cabe responder que muitas realizações, de que o setor elétrico brasileiro hoje muito se orgulha, não teriam vindo à luz se, no passado, seus idealizadores e promotores tivessem reagido como acima descrito.

Cabe ainda constatar que as empresas de energia elétrica possuem vasta experiência em diversos campos de ação exclusivamente sua, onde seus fornecedores de bens e serviços atuam apenas de forma marginal e esporádica, ou seja: há uma complementaridade a ser explorada em benefício de todos e do país. Não é outra a razão pela qual o caminho foi seguido em diversos países industrializados, resultando, ao final do processo, na criação da SOFRELEC (França), SWEDPOWER (Suécia), HYDRO QUEBEC - International (Canadá) e outros. Se se acrescentar a isso a unânime opinião do Governo e do setor privado de que o Brasil necessita ampliar suas exportações, não haverá como as empresas de energia elétrica se furtarem, por comodismo, a dar sua colaboração.

Admitido que as empresas públicas de energia elétrica devem, em princípio, participar ativamente da conquista de mercados externos, o passo seguinte deve ser o de armar-se de extrema cautela e procurar responder a algumas questões fundamentais: em que campos devem atuar? com quem colaborar? de que forma?

Primeiramente é preciso reconhecer que as ressalvas de algumas empresas de engenharia não são totalmente infundadas. os exemplos do que ocorreu em ou-

tros setores, que não o elétrico, justificam seu cuidado. De fato, há diversas áreas de atuação em que, se o desejássemos, algumas empresas de energia elétrica poderiam competir com as empresas de engenharia. De outra parte, porém, há outras áreas de exclusiva competência das concessionárias, onde sua atuação pode ser fundamental, e onde dificilmente as empresas de engenharia poderiam contribuir significativamente: treinamento de pessoal, procedimentos de operação e manutenção, política de sobressalentes, administração de pessoal, plano de contas, administração de material segurança e higiene do trabalho. Existe ainda uma zona cinzenta, em que é difícil pré-estabelecer o ponto onde começaria a existir a "competição indevida", como por exemplo: planejamento e estudos genéricos de sistemas e de empreendimentos, macroprogramação e fiscalização de empreendimentos, especificações básicas de equipamentos.

A solução parece estar na adoção de alguns princípios claros e a discussão franca quanto à sua aplicação, admitindo-se, é claro, que de parte a parte haverá seriedade e honestidade de propósitos.

FURNAS, que foi a pioneira do setor público de energia elétrica na atuação externa, incluiu o seguinte tópico nas suas Diretrizes para o assunto, aprovadas pela Diretoria, em julho de 1983. "Na delimitação das suas áreas de atuação Furnas sempre observará o princípio de não exercer atividades que são habitualmente da competência de empresas privadas brasileiras".

O problema maior que pode surgir é o do foro para a "discussão franca" acima sugerida, e aqui reencontra-se o obstáculo mencionado no início do trabalho sob a designação um tanto bárbara de "falta de organização".

A falta de um foro para o diálogo também fica manifesta quando se apresentam problemas objetivos e aparentemente simples, por exemplo: simultaneamente duas ou três empresas privadas, fornecedoras de serviços ou equipamentos, desejam contar com o apoio de uma concessionária para as propostas que vão apresentar para determinada concorrência no exterior. Deve a concessionária oferecer seus serviços indiscriminadamente a todas as empresas solicitantes, sem examinar as potencialidades de cada uma? Será razoável que a concessionária, participando com todas, coloque-se em uma posição privilegiada de conhecer todas as

propostas brasileiras? E, neste caso, seu apoio não estaria perdendo o desejável impacto, ao se diluir entre várias? Cabe escolher apenas uma? Com que critério? Seria a primeira a se apresentar, ou a que fosse selecionada por meio de um processo de "pré-qualificação" feito pela própria concessionária? O fato é que as empresas de engenharia ainda discordam quanto às respostas, às perguntas acima, e não conseguiram formular em suas associações a sistemática para chegar ao consenso e apresentá-lo às empresas públicas. Por outro lado, não parece justo que a responsabilidade pela decisão seja deixada para a concessionária que se propõe a colaborar: ela terá, em princípio, a competência técnica para a fase de execução, mas eventualmente lhe faltaria vivência de "marketing" para fazer o julgamento, como também correria o risco de ver contestada sua decisão.

Do lado do setor público seria também desejável que o assunto "exportação de serviços" fosse um pouco mais estruturado, a partir de uma definição das autoridades quanto ao seu real interesse para o país.

Não parece desejável a criação imediata de uma empresa com a vocação exclusiva para atuar no mercado internacional de serviços para o setor elétrico, baseada no modelo das já mencionadas SOFRELEC, SWEDPOWER, HYDRO QUEBEC International, e outras. É possível, e mesmo provável, que o Brasil chegue lá ao fim de um processo de interação, mas para dar início a este processo o que se precisa fazer é relativamente simples. Inicialmente cabe selecionar quais as concessionárias com vocação para a prestação de serviços, e em que área, ou áreas, atuará cada uma. Seria sem dúvida excessivamente oneroso se todas as empresas públicas de eletricidade do Brasil partissem para o novo ramo de atividades que, como se verá, exige algum esforço interno de adaptação, poderia ser mesmo contraproducente na medida em que, em dado momento, as concessionárias se vissem competindo entre si em um campo em que só devem entrar para ajudar, e não para dividir.

Nesse ponto é fundamental o papel a ser representado pela ELETROBRÁS, como empresa de nível mais alto do setor, e que tem conhecimento das características e possibilidades de cada concessionária, e autoridade para exercer a necessária coordenação.

Uma vez relacionadas as empresas (o que não necessita ser feito à base de uma única para cada tipo de atividade), caberia tomar, no âmbito de cada uma, algumas medidas essenciais:

— criar um pequeno grupo (três ou quatro pessoas) com dedicação exclusiva à prestação de serviços e que serviria de elo entre os diversos órgãos da empresa, a coordenação da ELETROBRÁS e/ou MME, os eventuais clientes, e as empresas privadas interessadas no processo.

— criar um comitê de alto nível, com representantes de cada diretoria ou setor importante, que se reuniria periodicamente para examinar as medidas administrativas necessárias no plano interno.

— adotar alguns procedimentos internos, a serem expandidos ao longo do tempo, para cobrir os diversos aspectos administrativos, legais, financeiros e executivos.

Este é, de forma muito resumida, o roteiro que foi seguido em FURNAS desde 1983, com conhecimento da ELETROBRÁS, partindo-se da constatação de que FURNAS seria fatalmente uma das concessionárias com vocação para a ação externa, devido a sua ampla gama de tecnologia e tipos de atividades, a sua grande experiência em contratos internacionais, e sua localização no Rio de Janeiro.

Foi graças à existência de medidas tomadas anteriormente que, ao ser indicada pelo MME e ELETROBRÁS para dar assistência solicitada pelo Governo de Angola, em março de 1984, foi possível a FURNAS agir com grande rapidez e eficiência, para plena satisfação do cliente angolano e da empresa brasileira interessada na viabilização da Usina Hidrelétrica de Capanda. Em novembro de 1984 foram assinados os documentos negociados com o apoio de FURNAS, dando início a esse empreendimento em que a participação brasileira será superior a meio milhão de dólares. Na mesma data também foram assinados contratos, com intervenção da ELETROBRÁS, pelos quais FURNAS cederá pessoal ao GAMEK, entidade criada para ser a proprietária da Usina de Capanda, e lhe prestará serviços da mesma natureza do trabalho que executa no Brasil.

O exemplo acima traz à luz um aspecto importante a ser considerado quando for definido o papel a ser desempenhado pelas empresas públicas na estratégia da atuação externa, em especial em se tratando de países de economia centralizada. O fato de haver

empresas públicas de ambos os lados permite, a priori, que se estabeleça com mais facilidade um clima de entrosamento e confiança. No caso particular de Capanda, vale citar como exemplo que, em fevereiro de 1985, esteve em Moscou, para discutir assuntos relacionados com Capanda, uma delegação "angolana" composta exclusivamente de pessoal de FURNAS.

A ação de FURNAS em Angola é, até o momento, o maior e mais importante exemplo de ação de empresa pública de energia elétrica no apoio à iniciativa privada no exterior. Serve, sobretudo, para mostrar que está aberto o caminho de colaboração que poderá trazer ainda muitos frutos para o Brasil.