

ipea

Instituto de Planejamento Econômico e Social

IPLAN

Instituto de Planejamento

Nota para Discussão

nº 1

ENERGIA: PROBLEMAS E PERSPECTIVAS

José Cechin*

Edmir Simões Moita

Otávio Franco

Publicação agosto de 1988

Nota para Discussão

nº 1

ENERGIA: PROBLEMAS E PERSPECTIVAS

José Cechin*
Edmir Simões Moita
Otávio Franco

Brasília, agosto de 1988

* Este trabalho contou com a valiosa contribuição de todos os técnicos da Coordenação de Minas e Energia-CME.

O IPEA - Instituto de Planejamento Econômico e Social, é uma fundação vinculada à SEPLAN, composta pelo Instituto de Planejamento (IPLAN), Instituto de Pesquisas (INPES), Centro de Treinamento para o Desenvolvimento Econômico (CENDEC) e Instituto de Programação e Orçamento (INOR).

Ministro-Chefe da SEPLAN: João Batista de Abreu
Presidente do IPEA: Ricardo Luís Santiago
Superintendente do IPLAN: Flávio Rabelo Versiani
Superintendentes-Adjuntos do IPLAN: Joaquim Pinto de Andrade e
Solon Magalhães Vianna

Coordenadoria de Agricultura e Abastecimento: Guilherme Costa Delgado
Coordenadoria de Educação e Cultura: Divonzir Arthur Gusso
Coordenadoria de Emprego e Salários: Ricardo Roberto de Araújo Lima
Coordenadoria de Desenvolvimento Regional: Áureo Miranda
Coordenadoria de Desenvolvimento Urbano e Meio Ambiente: Edgar Bastos
Coordenadoria de Indústria e Tecnologia: Francisco Almeida Biato
Coordenadoria de Minas e Energia: José Cechin
Coordenadoria de Planejamento Macroeconômico: João do Carmo Oliveira
Coordenadoria de Saúde e Previdência Social: Maria Emília Rocha Mello de Azevedo
Coordenadoria de Setor Externo: Renato Coelho Baumann das Neves
Coordenadoria de Transportes e Comunicações: Sérgio de Azevedo Marques

Comitê Editorial do IPLAN:

- Flávio Rabelo Versiani - Presidente
- Ana Amélia Camarano
- Eduardo Felipe Ohana
- Joaquim Pinto de Andrade
- Lélis Rodrigues
- Manuel José Forero Gonzales
- Renato Coelho Baumann das Neves

Tiragem: 150... exemplares

Este trabalho é de responsabilidade do(s) autor(es). As opiniões nele contidas não representam necessariamente o ponto de vista do IPLAN, ou da SEPLAN.

SUMÁRIO

1. As Alternativas de Suprimento de Energia para a Década de 1990	3
1.1 Petróleo e Gás Natural	4
1.2 Energia Elétrica	5
1.3 Álcool	6
1.4 Carvão	6
2. Financiamento do Programa de Inversões	8
2.1 Petróleo e Gás Natural	8
2.2 Energia Elétrica	8
2.3 Álcool	10
2.4 Carvão	10
3. Preços e Tarifas	11
3.1 Petróleo e Álcool	12
3.2 Energia	14
4. Conclusão	16

Referências Bibliográficas

Publicações do IPLAN

RESUMO

O trabalho aborda três questões cruciais da área de energia, a saber, as alternativas econômicas de suprimento a médio e longo prazos; o financiamento do programa de inversões, particularmente no setor elétrico; e a política de preços e tarifas. Examina com maiores detalhes a política energética vigente nos anos 80, enfatizando as distorções provocadas pela gestão inadequada dos níveis e das estruturas relativas dos preços dos energéticos.

ENERGIA: PROBLEMAS E PERSPECTIVAS

1. AS ALTERNATIVAS DE SUPRIMENTO DE ENERGIA PARA A DÉCADA DE 1990

A formulação da atual política energética brasileira ocorreu por ocasião do segundo choque do petróleo. Fundamentou-se então nos altos preços desse combustível (acima de US\$ 30.00/barril), com perspectivas de crescimento real contínuo de 3% ao ano. Suas diretrizes básicas foram a economia de energia e a substituição do petróleo importado por fontes nacionais.

O êxito da primeira diretriz afere-se pela baixa elasticidade-PIB dos requisitos de energia primária, na fase energo-intensiva do desenvolvimento industrial. Este êxito deve-se às campanhas e programas de conservação de energia e à mudança estrutural na matriz energética para formas termodinamicamente mais eficientes.

A segunda diretriz, por sua vez, buscou reduzir o peso do petróleo nos requisitos primários e expandir a produção doméstica.

Contribuíram para reduzir o peso do petróleo nos requisitos primários, além do esforço de conservação no consumo de derivados, as seguintes medidas: a) ampliação da abrangência do PROÁLCOOL pela introdução de motores de ciclo Otto a álcool hidratado; b) estímulos à substituição de óleo combustível por carvão energético; c) investimentos na readaptação da estrutura de refino; e d) ampliação da oferta de eletricidade, inclusive para substituição de derivados.

A expansão da produção doméstica de petróleo foi alcançada mediante vultosos investimentos em prospecção e desenvolvimento da produção.

As principais mudanças na matriz energética resumem-se a: a) queda do peso do petróleo no consumo primário, de 41,6% em 1979 para 32,8% em 1986; b) aumento das reservas de petróleo, de 198,4 milhões m^3 para 405,5 milhões m^3 , e da produção doméstica, de 9,6 milhões m^3 para 33,0 milhões m^3 , entre 1979 e 1987; e c) aumento significativo da participação da hidroeletricidade e da cana-de-açúcar na oferta interna primária, de 25,0% e 8,4% em 1979 para 29,9% e 11,6% em 1986, respectivamente. Os programas do carvão energético e da termoeletricidade não tiveram desenvolvimento expressivo. A participação da lenha manteve tendência declinante, apesar dos esforços para a utilização deste energético em substituição a derivados de petróleo e na indústria siderúrgica.

A manutenção da política energética, fundamentada nas expectativas de crescimento sustentado dos altos preços do petróleo vigentes no final da década de 70, vem provocando alterações que desequilibram a matriz energética. Urge adequá-la às expectativas atuais de pressões baixistas nos preços internacionais do petróleo para o médio prazo. Fundamentam estas expectativas os seguintes fatores:

. o arrefecimento da demanda nos países desenvolvidos, em função do menor crescimento econômico, das técnicas poupadoras de energia, e das mudanças estruturais nessas economias. Parte dessas transformações representam tendências naturais, não reversíveis, apenas antecipadas e aceleradas pela escalada dos preços;

. a lenta retomada do crescimento nos países subdesenvolvidos, em razão de problemas de balanço de pagamentos e endividamento;

. a evolução mundial favorável das reservas de petróleo e gás natural¹;

. a perda de posição relativa da OPEP nos mercados de petróleo e como detentora de reservas;

. a redução das possibilidades de uma interrupção no fornecimento de petróleo no caso de um conflito no Oriente Médio, em função dos vários investimentos em alternativas de escoamento da produção nessa região; e

. o desenvolvimento de alternativas energéticas, que redundaram em menor participação do petróleo na oferta primária, ou que podem tornar-se rapidamente disponíveis em caso de uma nova escalada dos preços.

Esse conjunto de fatores gera expectativas de pressões baixistas nos preços para o médio prazo, que contrastam com as vigentes no início da década de 80, e sugerem a conveniência de novas diretrizes.

Vislumbra-se um novo direcionamento na matriz energética, baseado nas diretrizes abaixo:

- a) continuidade do esforço de prospecção de petróleo e gás natural e de expansão da produção, respeitada a competitividade internacional;
- b) opção hídrica para a expansão da oferta de eletricidade;
- c) desaceleração do ritmo de expansão do PROÁLCOOL; e
- d) evolução lenta do programa do carvão energético.

1.1 PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O Brasil registrou, ao final de 1987, reservas de petróleo e gás natural da ordem de $405,5 \times 10^6 \text{ m}^3$ e $105,3 \times 10^9$ respectivamente. As primeiras equivalem a cerca de 12 anos da produção ou a 6,3 anos do consumo de 1987 e as segundas permitem sustentar por 12 anos a meta de consumo do PLANGÁS para 1991. O consumo atual de gás natural é inexpressivo.

¹As reservas mundiais de petróleo têm oscilado entre 25 e 35 anos do consumo corrente nas últimas décadas. Em 31.12.1986 eram de 32 anos do consumo daquele ano; as de gás natural eram de 59 anos. Os grandes esforços de prospecção empreendidos fora do âmbito da OPEP resultaram num acréscimo de reservas superiores a produção acumulada do período.

Presentemente, os níveis de reservas não permitem ao País auto-suficiência em petróleo. Para tanto deveriam alcançar, no mínimo, um volume equivalente a dez anos do consumo, ou seja, deveriam ser 60% maiores.

As reservas têm evoluído, no passado recente, a um ritmo superior ao consumo, em função dos pesados investimentos em prospecção. Para que as reservas continuem a crescer em direção à auto-suficiência, é indispensável não apenas manter mas principalmente acelerar este programa de inversões.

O esforço exploratório tem permitido identificar bacias com potencial petrolífero promissor. As pesquisas geofísicas em Marajó indicam a possível existência de consideráveis recursos petrolíferos, os quais necessitam identificação e mensuração. Na Bacia de Campos, foram identificados recursos de petróleo de grande porte. As atuais reservas, na plataforma continental, em lâminas de água superiores a 500m. Entretanto, a extração econômica neste nível de profundidade exige uma tecnologia nova, ainda não testada.

A PETROBRÁS tem defendido a posição de que não existe barreira tecnológica à extração em águas profundas e que o custo do petróleo seria altamente competitivo. Caso confirmada essa posição, esses recursos passarão a ser incorporados às reservas, tornando mais provável o alcance da meta de auto-suficiência ainda na década de 90. Caso a extração desse petróleo não venha a apresentar um custo competitivo, os esforços da PETROBRÁS deverão ser dirigidos ao desenvolvimento convencional da produção, uma vez que os custos internos estão aquém dos preços do petróleo importado.

1.2 ENERGIA ELÉTRICA

O suprimento de eletricidade tem sido feito com base no aproveitamento do potencial hídrico. A geração térmica a derivados de petróleo perdeu competitividade e a geração nuclear e a carvão revelaram-se muito dispendiosas e não competitivas. Em consequência, o programa nuclear teve suas metas drasticamente reduzidas e o programa de geração a carvão vem sendo postergado.

O Plano 2010 da ELETROBRÁS opta inequivocamente pela geração hídrica na década de 1990, devido à competitividade desta forma de geração em relação às demais alternativas.

Cabe lembrar a baixa taxa de utilização, de 19,2% ao final de 1987, do grande potencial hídrico do País, de 212 GW. Em termos de potencial competitivo com as térmicas nucleares e a carvão, cujo custo é inferior a US\$ 50,0/MWh, a taxa de utilização é de 22,2%. O potencial remanescente competitivo permite que a expansão da oferta continue sendo de base hídrica pelo menos até 2010. A partir de então, com o encarecimento do potencial remanescente, aquelas alternativas térmicas de geração poderão tornar-se economicamente viáveis.

A expansão da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste na década de 90 será baseada, principalmente, em usinas hidrelétricas de porte médio. Na virada do século, o potencial hídrico competitivo dessas regiões já estará praticamente esgotado, quando, então, será necessária a transferência da energia gerada na Região Norte, onde se localiza parte expressiva do potencial remanescente.

Na Região Nordeste, essa expansão será baseada na energia da UHE Xingó, em algumas usinas de porte médio e transferências da Região Norte da energia gerada na Tucuruí. No final do século, novos aproveitamentos da Região Norte terão que suprir o Nordeste de energia elétrica.

O potencial da Região Norte caracteriza-se por aproveitamentos de grande porte, localizados a mais de 2.500 km de distância dos grandes centros consumidores (Sudeste e Nordeste). O seu aproveitamento exigirá pesados investimentos nas usinas, bem como em redes de transporte de grandes blocos de energia a grandes distâncias. Segundo orçamento preliminar da ELETROBRÁS, o custo deste aproveitamento é baixo e, ainda que o transporte mais do que dobre o custo final, esta energia poderia ser colocada no Sudeste e Nordeste a preços competitivos com as alternativas nuclear ou a carvão. O equacionamento de problemas ambientais ligados a inundações de áreas expressivas poderá, no entanto, alterar significativamente este orçamento. Para que essa energia esteja disponível na virada do século, esses grandes projetos deverão ser iniciados ainda na primeira metade da próxima década.

A questão termoelétrica, nuclear ou a carvão, como alternativas de suprimento, merece ser retomada em meados da década de 90, e analisada dentro de um programa de capacitação tecnológica e industrial, para quando os custos crescentes do potencial remanescente tornarem competitivas essas opções.

A questão ambiental relativa a estas formas de geração também é muito grave. O controle das emissões, segundo padrões europeus ou americanos, encarece muito os seus custos.

1.3 ALCOOL

O programa do álcool justificava-se pelos altos preços do petróleo à época, com perspectivas de aumentos contínuos a médio e longo prazos. Os preços declinaram e as expectativas correntes são de preços baixos para o médio prazo. Nessas circunstâncias, a competitividade econômica do álcool fica prejudicada. Por isso, recomenda-se limitar as metas de produção do programa ao aproveitamento otimizado da capacidade existente, sem expansões adicionais de capacidade.

Preserva-se, dessa forma, a capacidade existente, para a qual busca-se uma taxa de uso que minimize custos unitários de produção. Eventualmente poder-se-á voltar a admitir a expansão da produção, se as circunstâncias assim o indicarem. A oferta pode ser expandida com relativa rapidez. A montagem industrial demora de 3 a 4 anos, período suficiente para a expansão da produção de cana. Limitações absolutas de áreas não existem no presente, dada a disponibilidade de terras aptas ainda incultas.

1.4 CARVÃO

Os recursos e as reservas de carvão vapor no Brasil são relativamente abundantes, correspondendo a 32 e 10 bilhões de toneladas respectivamente ou mais de 10 mil anos do consumo corrente. No entanto, concentram-se na Região Sul e têm elevadíssimos teores de cinza; altos teores de enxofre e parcela expressiva com extração subterrânea.

Em vista dessas características, o custo da caloria tende a ser muito elevado, particularmente para as frações que necessitam de transporte a distâncias médias e altas. Nas circunstâncias atuais não se vislumbra grande aproveitamento desse potencial de recursos para o médio prazo.

2. FINANCIAMENTO DO PROGRAMA DE INVERSÕES

Os investimentos do setor energético são vultosos. Nos últimos dez anos oscilaram entre 15 a 20% do investimento bruto total do País. Entretanto, as formas de financiamento diferenciaram-se entre os vários setores de energia: houve predominância de autofinanciamento no setor petróleo, enquanto, no setor elétrico, onde os investimentos são mais vultosos, a taxa de autofinanciamento declinou, de cerca de 2/3 há uma década atrás para 1/3 atualmente. Nos setores álcool e carvão ainda imperam os investimentos privados, que, no passado, chegaram a contar com linhas subsidiadas de crédito.

2.1 PETRÓLEO E GÁS NATURAL

As inversões do setor petróleo foram financiadas por recursos próprios da PETROBRÁS, com baixo nível de endividamento. A dívida de curto e longo prazo ao final de 1987 somava cerca de US\$ 2,0 bilhões. Este baixo nível de endividamento não reflete, no entanto, a inexistência de dificuldades de financiamento, mas a estratégia empresarial adotada. Para enfrentar os problemas de remuneração, causados por sucessivas reduções nos preços reais dos derivados e pela queda nas vendas de gasolina, a PETROBRÁS optou por restringir o programa de investimentos ao invés de aceitar um maior volume de recursos de terceiros.

Em 1982, os recursos investidos atingiram o pico, com US\$ 3,9 bilhões, em função basicamente do intenso esforço exploratório e do desenvolvimento do sistema de produção antecipada da Bacia de Campos. No entanto, com a reversão das expectativas de preços, desacelerou-se o programa de prospecção, e com a maturação do sistema antecipado de Campos, os investimentos em produção também declinaram. Por essas razões, os investimentos em 1985 foram de US\$ 2,2 bilhões, em 1987 de US\$ 2,5 bilhões e prevê-se para o corrente ano o total de US\$ 2,2 bilhões.

As conseqüências expressam-se no arrefecimento da expansão das reservas e da produção, e no próprio declínio da produção, de cerca de 2% em 1987 em relação a 1986.

No investimento médio anual programado para o triênio 1989/91, de US\$ 2,3 bilhões, os recursos externos concorrem com cerca de 35%. A previsão de endividamento de curto e longo prazos até o final de 1988 atinge US\$ 1,0 bilhão e US\$ 2,0 bilhões, respectivamente.

O financiamento do Plano Nacional de Gás, em fase inicial de implementação, conta com recursos ordinários da PETROBRÁS e das companhias distribuidoras. Pretende-se o dimensionamento do programa e um sistema de tarifação que possibilitem uma elevada taxa de autofinanciamento, complementada com recursos financeiros ordinários do sistema nacional de crédito.

2.2 ENERGIA ELÉTRICA

O setor elétrico atravessa hoje uma grave crise financeira, que se expressa numa dívida acumulada de US\$ 29 bilhões (US\$ 25 bilhões em moeda externa e US\$ 4 bilhões em moeda nacional). Paralelamente, apre-

senta um pesado programa de investimentos, que demandará cerca de US\$ 6,5 bilhões anuais no próximo triênio, e que tem que ser cumprido, pelo menos em grande parte, sob pena de comprometer a disponibilidade de energia elétrica indispensável ao crescimento econômico. Como sanear as empresas e financiar a expansão nos próximos anos é, pois, a grande questão com que o setor elétrico se defronta.

Com um serviço da dívida que absorve a maior parte de seus recursos, o setor tem recorrido, para financiar seus investimentos, principalmente a empréstimos internacionais e aportes de capital dos governos federal e estaduais. Entretanto, a pressão sobre o déficit público, o aumento do endividamento e a dificuldade em captar recursos externos tornam insustentável a dependência quase exclusiva a estas duas fontes.

A recorrência a fontes privadas nacionais, através de participação acionária ou empréstimo, é uma alternativa a ser explorada. No entanto, na situação atual, o seu alcance é muito limitado, dada a debilidade do mercado de capitais privado nacional e o porte dos recursos demandados pelo setor elétrico. Contudo, medidas governamentais de estímulo à colocação de ações de empresas estatais no mercado podem mudar esta situação, abrindo espaço para um aumento de participação nesta forma de financiamento. A necessidade de aumentar significativamente a taxa de poupança do País, como pré-condição para o crescimento econômico nos próximos anos, é um fator importante a ser considerado.

Uma outra alternativa é a colocação de ações das empresas estatais no mercado internacional, dentro do projeto de conversão da dívida externa em investimentos, ou de outro esquema de captação de recursos.

Qualquer que seja a solução para o saneamento e financiamento do setor, ela deve ter como base a capacidade de geração de recursos próprios. As tarifas devem cobrir os custos de produção. No ano de 1987, as tarifas tiveram reajustes substanciais. É fundamental que estes novos níveis não sejam corroídos pela inflação e, além disso, que continuem aumentando gradativamente até o setor atingir a remuneração legal de 10%, conforme estabelecido em lei.²

A par da recuperação tarifária, é necessária uma rigorosa prioridade nos investimentos, de forma que as contenções não prejudiquem o desenvolvimento do País. O Plano de Recuperação do Setor de Energia Elétrica-PRS, de médio prazo e com atualizações anuais, foi um importante passo na direção do comprometimento de todas as empresas com um programa de investimentos compatível com a escassez de recursos existentes. Mesmo com uma reestruturação institucional do setor, onde as empresas ganhem maior autonomia, é importante que o PRS seja mantido.

²A Lei nº 5.655 de 20.05.1971 altera a remuneração dos investimentos do setor elétrico, de 10%, para no mínimo 10% e no máximo 12%; deficiências ou excessos de remuneração passaram a ser acumulados numa Conta de Resultados a Compensar (CRC), cujo saldo também é remunerado nos mesmos termos.

Algumas ações do lado da demanda podem reduzir significativamente as necessidades de investimentos do setor. Além de tarifas que sinalizem claramente aos consumidores as perspectivas de escassez de energia elétrica, deve ser desestimulada a expansão das atividades econômicas intensivas em eletricidade e incentivados os programas de conservação, como o desenvolvido pelo PROCEL.

2.3 ALCOOL

O PROÁLCOOL desde 1984 vem sendo financiado, na sua parte industrial, com recursos próprios do empresariado e com linhas de crédito do BNDES. A parte agrícola vem, desde a mesma época, contando com recursos e condições semelhantes ao crédito agrícola em geral. Todavia, devido ao critério de fixação de preços unificados para cana-de-açúcar, produtores menos eficientes recebem, no diferencial de preços, recursos do Tesouro provenientes de contribuições sobre o consumo de açúcar demerara no mercado interno. Além disso, o estabelecimento de preços ao consumidor de álcool em nível insuficiente para remunerar o produtor, mais as despesas de estocagem, seguro, e comercialização, vêm onerando a PETROBRÁS e exigindo transferências e linhas de crédito para promover o saneamento financeiro das usinas.

2.4 CARVÃO

No início da presente década, o programa do carvão contou com linhas especiais de financiamento através do Programa de Mobilização Energética. A comercialização, no entanto, continua sendo subsidiada por recursos do Tesouro.

Nas circunstâncias atuais não se prevêem expansões significativas da produção de carvão, em razão da baixa competitividade deste energético.

3. PREÇOS E TARIFAS

Os preços públicos devem ser programados de modo que atendam aos vários objetivos da política econômica, os quais, por sua vez, são freqüentemente conflitantes entre si. Estes objetivos compreendem: eficiência econômica, equidade e distribuição de renda; contribuição para a estabilidade de preços e para a geração de receitas públicas; remuneração aos investimentos e geração de recursos para autofinanciamento de parcela razoável do crescimento; industrialização, desconcentração econômica e regionalização; viabilização inicial de novos energéticos potencialmente competitivos; competitividade nos mercados internacionais, admitindo-se, quando necessário, incentivos transitórios para setores produtivos particulares (preferencialmente através de "subsídios cruzados" internos ao setor concedente; o alto preço relativo de um produto de produção conjunta compensa o baixo preço relativo de outro, como no caso de gasolina e GLP ou Diesel).

Uma única variável de controle - preços públicos - não pode, obviamente, satisfazer simultaneamente esta multiplicidade de objetivos. Há que hierarquizá-los por prioridade e estabelecer os preços públicos de acordo com essa hierarquização.

A escala de prioridades deve ser dinâmica, isto é, avaliada e ajustada continuamente. A manutenção prolongada de uma mesma hierarquia pode conduzir, no longo prazo, a resultados globais que impeçam a consecução até mesmo do objetivo principal. Assim, por exemplo, a prolongada compressão dos preços públicos, com vistas a minorar o processo inflacionário, acabou gerando um endividamento galopante nas empresas estatais, bem como um déficit público enorme, cujos efeitos, atualmente, reincidem sobre o processo inflacionário, acentuando-o em vez de atenuá-lo.

Os baixos preços públicos têm, ademais, um grande impacto sobre a capacidade de autofinanciamento da expansão da oferta, a qual é indispensável para a sustentação do crescimento econômico. Conter a expansão da oferta poderá comprometer não somente o crescimento econômico almejado, mas também a própria capacidade destas empresas de cumprir com o serviço de suas dívidas. Isto pode ocorrer na medida em que a receita tornar-se insuficiente para cobrir o serviço da dívida e financiar a expansão do setor. Nestas condições, a dívida tenderá a crescer mais aceleradamente do que a oferta, deteriorando todos os indicadores usuais de endividamento. Numa situação em que a oferta física se expande mais lentamente do que o serviço da dívida, a geração das receitas necessárias deverá ser suprida por aumentos de preços, que vão realimentar o processo inflacionário e deteriorar a competitividade dos produtos nacionais no exterior. Este processo, no longo prazo, termina por produzir resultados opostos aos pretendidos.

O nível e a estrutura relativa dos preços dos energéticos devem ser definidos em consonância com os objetivos da política econômica e energética. A compressão prolongada dos níveis e a inadequação da estrutura relativa têm produzido conseqüências desastrosas: desestímulos à conservação e, portanto, indução ao crescimento exacerbado da demanda; endividamento das empresas supridoras; e desequilíbrio entre as estruturas de oferta e demanda.

3.1 PETRÓLEO E ÁLCOOL

A política de preços dos derivados direcionou-se no sentido de cobrir custos, mediante estabelecimento de um preço médio de realização adequado e de estímulos diferenciados para o uso de derivados. Assim, o preço relativo da gasolina manteve-se em patamar elevado, enquanto o dos demais derivados, especialmente o do GLP e da nafta, permaneceram reduzidos. Tal estratégia visava: a) inibir expansões aceleradas do consumo automotivo (onerando consumidores finais de classes de renda média e alta); b) gerar recursos, através dos altos preços da gasolina, para a recuperação de custos do setor petrolífero, para o financiamento da expansão das reservas e da capacidade produtiva e para os cofres públicos, via elevada taxa; e c) desonerar relativamente os consumidores de baixa renda (GLP), os industriais (nafta e óleo combustível) e o transporte de carga (Diesel). Tal política foi orientada para minimizar o impacto interno do ajustamento aos choques do petróleo, contemplando ademais objetivos sócio-econômicos gerais (redistributivismo, incentivos à indústria, controle de preços).

Até 1979 o álcool na forma anidra vinha adicionado à gasolina, sendo vendido ao preço desta. O preço do álcool anidro ao nível do preço da gasolina permitia remunerar os produtores, bem como toda a atividade de comercialização e estocagem da PETROBRÁS.

Distorções preocupantes emergiram a partir da necessidade de se ampliar o diferencial de preços gasolina/outras derivados, para tornar, com a reformulação do PROÁLCOOL em 1979, a produção de álcool hidratado economicamente sustentável. A princípio, o elevado volume de anidro vendido ao alto preço da gasolina gerava recursos suficientes para subsidiar o hidratado, que chegava aos consumidores finais a um preço abaixo do custo de produção. No entanto, a fixação do teto máximo de 65% para a paridade de preços álcool/gasolina e o conjunto de incentivos à aquisição e uso de veículos a álcool hidratado levaram os consumidores a preferir este tipo de veículo. Nos últimos anos, os veículos a álcool responderam por mais de 90% das vendas anuais de novos modelos.

A consequência imediata dessa política tem sido a redução progressiva do consumo da mistura carburante gasolina/álcool anidro. Reduziu-se com isso a base de arrecadação de recursos para a manutenção de preços favorecidos a outros derivados, para o "subsídio" ao álcool hidratado, para a manutenção de preços unificados ao consumidor a nível nacional, e para o fisco.

A contínua elevação do preço do álcool hidratado - necessária para a cobertura dos custos de produção, estocagem e comercialização em vista dos volumes declinantes de "subsídios" provenientes do anidro - tem pressionado para cima os preços da gasolina, devido à paridade fixa de 65% entre os preços dos dois derivados. O resultado reflete-se numa relação de preços Diesel/gasolina excessivamente baixa (45% no primeiro quadrimestre de 1988)³, exacerbando a demanda por Diesel em detrimento dos combustíveis de ciclo Otto.

Assim, a política de viabilização do PROÁLCOOL transferiu para o Diesel a determinação do volume das importações de petróleo, além de ter exigido vultosos investimentos anuais na adaptação da estrutura de refino, para reduzir a proporção de gasolina e aumentar a daquele derivado.

Esse descompasso na evolução das demandas tem sido tão pronunciado que, apesar da significativa redução da participação da gasolina na estrutura de derivados, geram-se enormes excedentes de gasolina (acima de 100 mil barris/dia), que são exportados a baixo preço para mercados tendentes à saturação (mais de 80% para os Estados Unidos).

A viabilidade financeira do PROÁLCOOL, na atual conjuntura de baixos preços do petróleo, implica a manutenção de elevados preços relativos para a gasolina. Tal prática continuará resultando na desestruturação dos preços relativos dos derivados, principalmente numa relação de preços Diesel/gasolina excessivamente baixa, continuando a incentivar o consumo de Diesel. A estruturação adequada dos preços relativos, com fixação de um preço para o álcool hidratado não inferior aos custos totais de produção, estocagem e comercialização, mantida a atual relação de paridade álcool/gasolina de 65%, implicaria um nível exageradamente alto dos preços dos derivados, com fortes repercussões negativas sobre a estrutura de custos de produção e sobre os dispêndios finais, onerando principalmente as classes de baixa renda.

O reequilíbrio da relação de preços Diesel/gasolina passa forçosamente pela elevação da paridade álcool/gasolina⁴, pois, do contrário, necessitar-se-ia de vultosos aumentos reais nos preços do Diesel com fortes aumentos nos custos do transporte.

Os dois outros derivados que necessitam de correção de preços são o GLP e a nafta. O primeiro é utilizado basicamente para cocção e o segundo, como matéria-prima para a indústria petroquímica. O preço corrente do GLP corresponde a 60% do preço de 1973. Uma queda praticamente ininterrupta nos últimos 15 anos elevou exageradamente o consumo desse energético, desestimulando sua conservação e induzindo o aproveitamento em usos ilegais. Para atender ao rápido crescimento da de-

³Na maioria dos países industrializados os preços do Diesel são ligeiramente inferiores aos da gasolina (90% a 95%); nos Estados Unidos, os preços do Diesel superam em cerca de 10% os preços da gasolina.

⁴A Comissão Nacional de Energia reconhece que a paridade de indiferença está acima de 75% para todas as marcas de carros novos. A paridade foi alterada de 69% em junho/88.

manda, a produção doméstica precisa ser complementada com volumes crescentes de importação. Em 1987 o País despendeu mais de US\$ 90 milhões com a importação desse derivado⁵.

A compressão prolongada destes preços tem sido justificada em função de um alcance social: no caso do GLP, sobre os consumidores de baixa renda, e, quanto à nafta, como estímulo à indústria petroquímica, inclusive as suas exportações. Assim, o reajuste dos preços da nafta deve ser acompanhado de uma avaliação dos impactos sobre os preços dos produtos petroquímicos, inclusive de sua competitividade no mercado externo. No caso do GLP, a solução é mais complexa, devido ao seu alto peso na estrutura de dispêndio das classes de baixa renda e, conseqüentemente, nos índices inflacionários.

Os desequilíbrios correntes no setor petróleo originam-se, portanto, na manutenção das diretrizes traçadas em função das expectativas prevaescentes por ocasião da segunda escalada do preço do petróleo. No entanto, o desenrolar dos acontecimentos, tanto nacionais quanto internacionais, alterou as expectativas básicas daquela política. A principal variável - preço internacional do petróleo -, seguiu uma trajetória descendente, e não ascendente como esperado. As expectativas hoje são de continuidade de oferta abundante e pressões baixistas nos preços.

As novas expectativas recomendam a revisão do nível e da estrutura dos preços relativos dos derivados de petróleo e álcool, e particularmente das metas do PROÁLCOOL.

3.2 ENERGIA ELÉTRICA

De acordo com a legislação atual, os valores das tarifas de energia elétrica devem possibilitar uma remuneração líquida de 10 a 12% dos investimentos das empresas do setor. Até 1977 esta imposição legal era cumprida. Após esse ano, com objetivos antiinflacionários, as tarifas passaram a ser fortemente comprimidas. Como resultado, o valor real da tarifa média foi progressivamente reduzido, atingindo em 1986 menos de 70% do valor real de 1976, enquanto a remuneração do setor declinou, de 11% para 4%, no mesmo intervalo de tempo.

Com a queda do valor das tarifas, começou a deterioração financeira do setor. De um lado, os baixos preços da eletricidade incentivaram o aumento do consumo a altas taxas anuais, criando a necessidade de expansão acelerada do parque gerador e distribuidor. De outro, esses preços levaram a uma geração de recursos insuficiente para essa expansão. A capacidade de autofinanciamento do setor, de dois terços na década de 70, chegou a apenas um terço na década atual. O seu endividamento passou a crescer exponencialmente, agravando-se com o choque das taxas de juros internacionais.

⁵ Estas importações também oneram a PETROBRAS, uma vez que o preço ao consumidor é cerca da metade do preço CIF da importação.

O resultado da política de compressão das tarifas foi o endividamento das empresas; a necessidade de freqüentes aportes de recursos do Tesouro, aumentando o déficit público; e a sinalização errada ao mercado de uma abundância permanente de energia elétrica. Os erros do passado apontam para a política tarifária a ser seguida: a recomposição do valor real das tarifas, de forma que cubram os custos de produção e incentivem os consumidores à conservação de energia elétrica. A recuperação tarifária iniciada em 1987 deve ser aprofundada, no mínimo até atingir a remuneração legal de 10%.

4. CONCLUSÃO

O desenvolvimento da produção interna do setor, vislumbrado para a década de 90, concentra-se nas duas formas convencionais, básicas, de energia: o petróleo e a hidroeletricidade. O crescimento da produção de petróleo está condicionado à evolução das reservas, um resultado, vale notar, do esforço exploratório. Urge prosseguir neste esforço para ampliar a base de recursos petrolíferos, indispensável à expansão da produção.

A geração de eletricidade continuará crescendo pelo aproveitamento do grande potencial hídrico remanescente a custos inferiores aos das alternativas térmicas. A geração tenderá a se deslocar especialmente para os grandes centros produtores da Região Norte. No caso da produção se destinar aos mercados do Sudeste e Nordeste, serão necessários vultosos investimentos em transmissão.

As circunstâncias atuais não recomendam a expansão da produção de carvão, da biomassa, particularmente do álcool, e nuclear. Há, no entanto, disponibilidade de recursos de gás natural, bem como significativos mercados potenciais. A participação deste energético na matriz de combustíveis deverá se expandir.

Estas diretrizes diferem das que fundamentaram a política energética após as duas crises do petróleo, quando então pretendia-se alcançar a autosuficiência energética a despeito dos custos envolvidos. Nesse sentido, foram criados programas energéticos cuja sobrevivência vem requerendo volumes crescentes de subsídios, e exigindo uma interferência contínua nos mercados. Com o esgotamento atual da capacidade financeira do Estado, essa política não pode sobreviver. Tende a predominar, atualmente, nos vários setores da sociedade brasileira, a noção de que a sobrevivência de uma atividade deve ser garantida pela competitividade econômica e não pelos cofres públicos.

Reconhece-se que a auto-suficiência em energia nem sempre é desejável, porque apresenta custos crescentes para uma dada dotação de recursos naturais. O grau ótimo de auto-suficiência pode resultar de um cálculo econômico rigoroso, do qual fazem parte: a constelação de recursos energéticos domésticos e seus custos; os preços internacionais e suas tendências a médio e longo prazos; e os custos esperados de eventuais interrupções nos mercados internacionais de energéticos.

Ainda, o grau ótimo de auto-suficiência é aquele que minimiza o valor presente da série temporal de custos totais esperados no horizonte do planejamento. Compõem este total os custos relativos ao adicional de produção doméstica para atingir um dado grau de auto-suficiência e os custos esperados de eventuais interrupções relativas à parcela dependente de suprimento externo.

Em suma, a questão estratégica da segurança do abastecimento admite solução por cálculo econômico, isto é, por comparação de custos e benefícios, uma comparação dinâmica estocástica, uma vez que envolve períodos de tempo e eventos aleatórios.

Quanto ao financiamento das inversões em energia, o problema crucial encontra-se no setor elétrico. Prevê-se uma elevação de 80% no nível médio dos investimentos para o próximo triênio em relação à média dos últimos três anos. Isto acarreta ligeiras elevações das relações investimento/PIB e investimento/Formação Bruta de Capital Fixo (PIB e FBCF projetados) tomando-se por base os maiores níveis históricos.

Segundo estas relações projetadas, o financiamento do programa de inversões parece viável. No entanto, a situação econômica do País e do setor hoje é muito diferente da pretérita. O endividamento do setor alcança níveis críticos; a capacidade de ampliar a geração interna de recursos via aumentos tarifários tem limites estreitos; a forte competição pelos recursos financeiros dos mercados domésticos poderá afetar os programas de investimentos de outros setores, dado o baixo nível de poupança na economia; e o acesso aos mercados financeiros internacionais está prejudicado pela elevada dívida externa brasileira.

Estes fatos apontam para a extrema dificuldade de financiar o programa de investimentos do setor elétrico. Não obstante, o programa deverá ser executado num nível mínimo para não afetar o desenvolvimento econômico do País no médio prazo.

Dificuldades de financiamento começaram a emergir também no setor petróleo. A PETROBRÁS tem evitado o endividamento, preferindo limitar seu programa de inversões. As penalidades de tal política para o Brasil serão a lenta evolução das reservas e da produção de petróleo. Deve-se preservar e até mesmo ampliar a capacidade de autofinanciamento do setor, além de admitir um maior grau de endividamento.

A política de preços deve orientar-se pelos seguintes princípios básicos: cobertura de custos, inclusive com uma adequada taxa de remuneração aos investimentos do setor; equidade no tratamento aos consumidores; e, no caso de produtos de produção conjunta, uma relação de preços que equilibre as estruturas de oferta e demanda, aí incluídas as trocas internacionais.

A estrutura atual de preços dos energéticos, examinada sob esta ótica, apresenta distorções que demandam solução urgente. No caso da energia elétrica, os problemas mais graves são o baixo nível tarifário médio e as relativamente baixas tarifas para o consumo residencial e rural. Nos derivados de petróleo e álcool, as distorções localizam-se na inadequação da estrutura relativa, que vem desequilibrando a oferta e demanda dos derivados. As relações de preços álcool/gasolina e Diesel/gasolina devem, por consequência, ser reajustadas.

Estas correções, no entanto, devem ser promovidas à luz dos objetivos prioritários da política econômica global.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BOLETIM MENSAL /da/ ELETROBRÁS. Rio de Janeiro. Vários números.
2. ELETROBRÁS. Plano Nacional de Energia Elétrica 1987/2010: Plano 2010; relatório geral. Rio de Janeiro, 1987. 269p.
3. ELETROBRÁS. Setor de Energia Elétrica: Fontes e Usos de Recursos; retrospectiva 1977/86. Rio de Janeiro, 1987. 97p.
4. INFORMATIVO Anual da Indústria Carbonífera, 1987. Brasília, DNPM, 1987. 252p.
5. MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA. Balanço Energético Nacional, 1987. Brasília, 1987.
6. OIL & GAS JOURNAL. Tulsa, Okla., Vários números.
7. RELATÓRIO MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA PETROBRÁS, Rio de Janeiro, Vários números.

