

Produção Independente de Eletricidade e a Eficiência Energética

Alan Douglas Poole*

Jayme Buarque de Hollanda**

Mauricio Tiomno Tolmasquim***

1 Introdução

O setor elétrico de quase todos os países tem passado por um processo de autocrítica, revisão de objetivos, mudança da relação entre as empresas e dessas com os usuários.

Uma das características deste processo tem sido a revisão do conceito de que todos os segmentos do serviço de energia elétrica se constituem em um monopólio natural (cf. box). Isto permite a introdução de um importante ator novo na geração, normalmente referido como Produtor Independente de Eletricidade - PIE

Genericamente, os PIEs são geradores de eletricidade que não são concessionários de serviço público. São empresas que produzem e vendem eletricidade e/ou outras utilidades (vapor, frio, ar soprado). Seus clientes são outras empresas, inclusive concessionárias de serviço público. OPIE pode tanto ser uma indústria onde produzir eletricidade é uma atividade meio, ou ser uma empresa especialmente constituída com este objetivo.

Monopólio natural

Diversas condições devem ser simultaneamente reunidas para que o equilíbrio de mercado seja ótimo no sentido de Pareto, isto é, uma situação na qual é impossível melhorar o bem-estar de um indivíduo sem deteriorar o de outro indivíduo. Uma destas condições é que todas as unidades de produção devem funcionarem fase de rendimentos marginais decrescentes.

Na hipótese onde, por razões técnicas, o ramo funcionasse em situação de rendimentos marginais crescentes (portanto de custos marginais decrescentes), seríamos conduzidos a uma situação de "monopólio natural", a primeira firma instalada no referido ramo podendo teoricamente monopolizar todo o mercado, pois seus custos diminuem à medida que a produção aumenta (PERCEBOIS, 1989, p.174).

Dos segmentos do serviço de eletricidade, a transmissão é a única que continua a ser tratada como um monopólio natural. Em diversos países (notadamente Inglaterra, Noruega e EUA) estão sendo testados modelos que estendem a concorrência à distribuição. A experiência é muito nova e os resultados parcos. Nos EUA, por exemplo, grupos ambientalistas e de pequenos consumidores contestam esta medida, entendendo que a concorrência ao nível da distribuição pode prejudicar os setores que representam. (TOLMASQUIM et alli, 1994, p.222)

A geração no Brasil foi considerada como um monopólio natural enquanto os aproveitamentos tinham grandes dimensões, eram indivisíveis e havia ganhos de escala e expectativa de custos marginais decrescentes. Atualmente os custos de produção são crescentes, o que abre oportunidades para outros produtores potenciais se juntarem ao sistema.

A geração pelos PIEs pode se dar de diversas formas, mas o texto a seguir se restringe às unidades em que a eletricidade deriva de ações de racionalização no uso da energia. Trata-se das unidades de cogeração e/ou que utilizam resíduos de processo como combustível (bagaço e folhas da

* Gerente de Programas do INEE

** Assessor do Diretor de Engenharia e Planejamento da Eletrobrás, Diretor do INEE

*** Professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, Diretor do INEE

cana, gases de processo siderúrgico a coque, lixo urbano etc.). Estes empreendimentos poderiam, se estivessem totalmente desenvolvidos no Brasil hoje, gerar mais de 20TWh/ano. Esta seria a forma mais efetiva para aumentar a eficiência energética global do país pois, neste caso, a busca da eficiência seria consequência da atividade empresarial deste novo segmento.¹

2 A Experiência norte-americana²

Uma das experiências mais interessantes de desenvolvimento de PIEs aconteceu nos EUA em 1978, quando foi aprovado o Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA).

Surgida durante a crise do petróleo, a lei buscava reduzir a dependência de combustíveis fósseis incentivando a eficiência da cogeração e incorporando fontes renováveis. Como esses potenciais estavam em mãos de pessoas/empreendimentos fora das concessionárias, o PURPA tornou obrigatória a compra, pelas concessionárias, da eletricidade produzida desta forma, segundo uma regra de preço definida (custo evitado³).

Esta lei abria a oportunidade da geração elétrica a novos produtores, aumentando a competitividade neste segmento do serviço. Reconhecia não existir o monopólio na geração e estabelecia como uma das obrigações de monopólio da transmissão a compra de toda a energia produzida em condições que sinalizavam uma evolução economicamente sadia para as concessionárias e para o novo produtor.

Cogeração

Muitas indústrias e estabelecimentos comerciais necessitam, além da eletricidade, de energia sob diversas formas (ou "utilidades"): vapor, frio, ar soprado etc.

As utilidades têm que ser usadas localmente. A produção ótima destas, em sistemas de cogeração, faz com que, em muitos casos, a indústria fique com capacidade para vender eletricidade competitivamente.

A tecnologia de cogeração com turbina a gás evoluiu muito. Unidades de baixa potência (20 MW) têm eficiência equivalente às de sistemas de grande porte e custos específicos (US\$/kW) assemelhados. Como os sistemas de cogeração aproveitam economicamente o calor, a eletricidade produzida desta forma tem custos inferiores ao de uma produção centralizada.

Nota: Para simplificar o texto, usamos a palavra cogeração num sentido mais abrangente que a definição técnica quando nos referimos às indústrias que têm energéticos no processo (usinas de açúcar e siderúrgicas), uma vez que, além de cogerarem, têm combustível para uma geração convencional.

Neste período pós-choque do petróleo, as concessionárias atravessavam dificuldades financeiras, pois as tarifas demoravam a ser reajustadas e a refletir os aumentos de custo decorrentes do súbito crescimento do preço do petróleo. A situação agravou-se quando as exigências de segurança para as centrais nucleares foram de tal nível que inviabilizaram o emprego desta opção pelas concessionárias para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis. Foi interrompida a construção de muitas usinas nucleares, o que acarretou grandes prejuízos. Além disso, no início da década de 80, as taxas de juros atingiram níveis nunca vistos. Nestas condições, a entrada de produtores independentes era vista pela maioria das concessionárias como uma ameaça, sendo o PURPA contestado em todas as instâncias jurídicas. Algumas concessionárias, no entanto, tiveram reação oposta, enxergando nos PIEs aliados naturais.

¹ Uma análise detalhada das políticas de conservação de energia no Brasil podem ser encontradas em POOLE, HOLLANDA e TOLMASQUIM, 1995

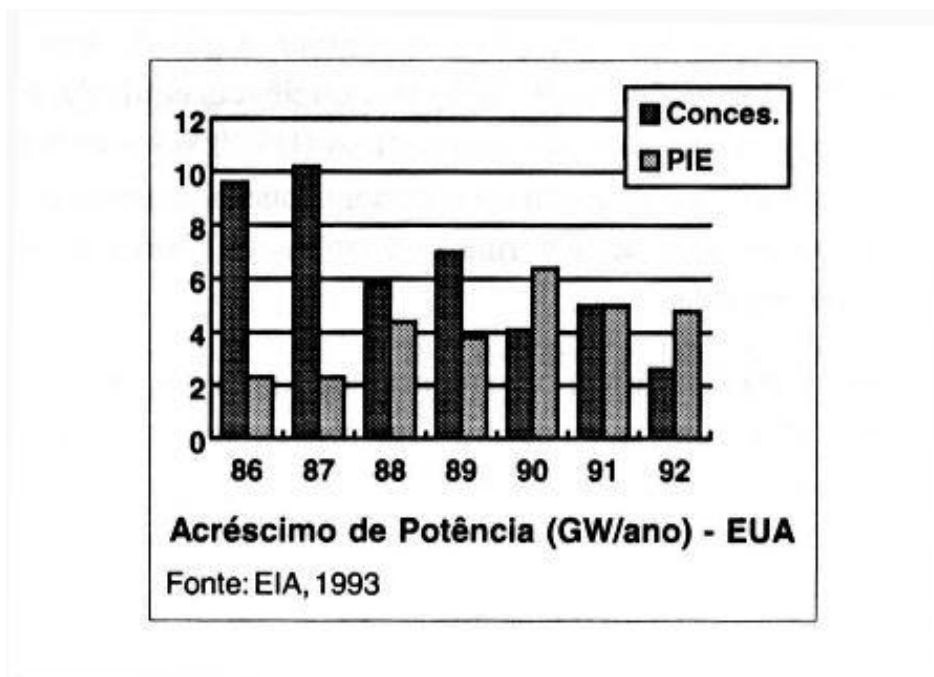
² Para mais informações ver, por exemplo, os anais do Workshop organizado pelo INEE e CB-CME em outubro de 1993 (CMFJINEE, 1994), para discutir o modelo norte-americano de PIEs e em que medida a experiência daquele país pode ser aproveitada. Foi o primeiro evento sobre o tema organizado no Brasil

³ A concessionária deve pagar o equivalente ao preço que ela cobraria caso fosse uma fornecedora daquela energia nas mesmas condições e desde que o fornecedor atenda a certas características

Por outro lado, nem sempre as indústrias com potencial para produzir e exportar eletricidade tinham noção desta possibilidade. A cogeração até o nível da auto-suficiência era fácil de ser avaliada economicamente. Investir além disso para vender eletricidade a terceiros, mesmo de modo economicamente atrativo, era uma alternativa muito afastada da atividade fim e difícil de compreender. Em muitos casos, a aproximação entre elas e potenciais consumidores, principalmente concessionárias, se deu através de empresas que se especializaram em explorar este nicho de mercado criado pelo PURPA. Como os investimentos em instalações de cogeração podem ser elevados, foi necessário, também, interessar os bancos e outros investidores para este novo negócio.

Os efeitos visíveis da nova lei surgiram apenas em meados de 80, mas com grande vigor. Estes empreendimentos têm sido responsáveis por cerca de metade da capacidade adicionada e, em menos de 10 anos, instalaram uma potência equivalente à brasileira, criando-se um novo setor na economia que movimentava bilhões de dólares por ano em um complexo de novas empresas e atividades.

O preço do petróleo que, quando elevado, motivou o PURPA, reduziu-se a níveis abaixo dos que antecederam a crise e este fato não abalou o vigor da expansão. Isto é um sinal que, do modo como



estava estruturado, o setor de produção de eletricidade nos EUA não sinalizava adequadamente a busca das soluções de menor custo de geração e que o mecanismo da legislação teve a virtude de corrigir esta distorção.

O novo ramo industrial cresceu utilizando, sobretudo, gás natural. Instalações de cogeração representam mais de 2/3 da potência dos PIEs. É de se notar a incorporação de fontes não tradicionais, principalmente a biomassa, com 6 GW de potência instalada.

Introduzido em um momento de crise, o PURPA produziu alguns problemas e distorções que se corrigiram com o Energy Policy Act, de 1992, a nova legislação para o setor elétrico norte-americano. Ao longo deste período diversas adaptações introduziram novos mecanismos, como por exemplo, as compras em leilão, que permitiam aferir melhor que o modelo teórico estabelecido pelo PURPA. o valor real da energia elétrica 3 O caso brasileiro

3 O caso brasileiro

Os problemas vivenciados pelo setor elétrico brasileiro na atualidade - dificuldades financeiras, problemas para completar obras, risco de falta de suprimento-guardam semelhança com os observados nos EUA no início da década passada, apesar das causas diferentes. Considerando que a existência dos PIEs naquele país contribuiu para equacionar parte dos problemas, uma possibilidade de solução no Brasil é ampliar a participação dessas empresas na produção de energia elétrica.

Potencial

Não existe uma avaliação sistemática do potencial de produção no Brasil. Apenas o setor sucro-alcooleiro foi motivo de estudos detalhados. Os números abaixo devem ser tomados como uma ordem de grandeza do potencial brasileiro que poderia ser desenvolvido a curto e médio prazos (em GW):

Sucro-Alcooleiro	2,0-3,0
Siderúrgico	0,8 - 1,2
Outros	2,0 - 3,0
Total	1,8 - 7,2

A maior disponibilidade de gás natural nas regiões industrializadas pode aumentar o potencial de cogeração de 0,5 a 1 GW, quando estiver disponível o gás da Bolívia, previsto para 1997.

3.1 PIE: uma eficiente solução de transição

A energia primária com potencial de ser usada pelos PIEs no Brasil, também guarda, hoje, um paralelismo com a situação inicial dos EUA, pois nossas hidrelétricas mais atrativas dificilmente poderão ser construídas fora do regime de concessão. Culturalmente, as empresas brasileiras estão ainda decaladas para aceitar a, idéia da Produção Independente devido aos bons serviços de eletricidade, à política de tarifas abaixo do custo que desincentivaram iniciativas para construir unidades de cogeração e à dificuldade inerente à entrada em um ramo capital-intensivo em uma situação de recessão.

Uma série de características dos PIEs sugere que eles podem desempenhar um papel importante no setor elétrico, ainda que o potencial de produção através de cogeração não deve ultrapassar, se plenamente desenvolvido, 10 a 20% da produção total, numa transição a contribuição ao incremento da capacidade pode ser maior. Ao mesmo tempo a produção independente é relevante para os projetos de centrais térmicas, o que foge ao escopo deste artigo.

São poucos os exemplos assemelhados a PIEs no Brasil. O principal exemplo é o da Central de Utilidades do Pólo Petroquímico de Camaçari, construída durante a crise do petróleo, quando havia grande preocupação com a eficiência. Um exemplo mais recente é o shopping center da Ilha do Governador (RJ). Em ambos os casos, as utilidades, incluindo a eletricidade, são vendidas a terceiros, mas no lugar de um tratamento direto, foram buscadas fórmulas indiretas de difícil reprodução em outros empreendimentos.

O Estado de São Paulo está mais avançado no aspecto de criar condições para a existência de PIEs na indústria sucro-alcooleira. Um Protocolo cria algumas condições que evitam as incertezas de uma forma geral. Recentemente, a CSN lançou um edital que oferece associações para desenvolver o potencial disponível no seu processo industrial.

3.2 Principais vantagens da viabilização do sistema de cogeração no Brasil:

a) Uma resposta rápida

A maioria dos sistemas a serem operados por PIEs é de térmicas cuja construção se faz em até 2 anos. Este fato, aliado à pequena dimensão média desses empreendimentos, permite uma maior flexibilidade no planejamento da expansão do sistema central, reduzindo o custo de incerteza das projeções.

b) Uma referência de custo

Há muitos anos o setor elétrico brasileiro não tem uma referência interna do custo real e, portanto, do preço da energia elétrica. Como os preços de eletricidade dos PIEs e as condições de fornecimento serão motivo de negociação, permitirão aferir, na margem, os custos de produção.

c) Um fator de aumento de competitividade industrial

A parcela de cogeração refere-se à energia primária já disponível para a indústria, mas que é perdida. A transformação em energia útil, portanto, reduz custo e abre a possibilidade de a indústria ter uma receita adicional, melhorando sua competitividade.

d) Um elemento de descentralização

O sistema produtivo brasileiro baseia-se em poucas unidades de grande porte. Esta característica tem o inconveniente de acarretar perdas na transmissão e problemas de instabilidade, caso alguma unidade fique indisponível. A complementação com geração formada por unidades de menor porte na periferia do sistema contribui para aumentar a sua confiabilidade local, reduzir os investimentos em transmissão, além de diminuir as perdas nesses sistemas.

e) Um mecanismo de participação de capitais privados⁴

Em vista da crise financeira por que passa o Estado, uma das questões em pauta é a de como atrair capitais privados para colaborar na expansão do sistema elétrico. A nosso ver, o Estado deve centrar seus esforços sobre o sistema hidrelétrico incentivando simultaneamente a participação do setor privado na cogeração de energia. Com efeito, a produção hidrelétrica, mesmo em países com pequena intervenção do Estado, são de propriedade estatal. Além da dimensão dos investimentos e dos longos prazos de maturação, existe a necessidade de operar coordenadamente a expansão e a operação dos sistemas hídricos, pois as ações em uma usina afetam, às vezes de modo significativo, as demais. Os PIES, ao contrário, têm um regime de fornecimento autônomo cuja operação, como visto, pode complementar o sistema centralizado. É de notar, ainda, que a dimensão desses empreendimentos e tempo de maturação são compatíveis com negócios regulares da atividade privada.

f) Um mecanismo de aproveitamento de novas fontes

Pela situação tropical do Brasil, novas fontes renováveis, além da hidrelétrica, podem ser adicionadas à produção de energia elétrica de forma economicamente competitiva e com possibilidade de reduzir custos a longo prazo. No caso específico da biomassa, esta fonte reduz a concentração do CO₂, causador do efeito estufa. Esta característica pode ser usada comercialmente na esteira de diversos programas que vêm sendo estudados a nível mundial a partir da Rio 92. Na Holanda, por exemplo, existe uma sobretaxa à eletricidade cuja receita é destinada à implantação de florestas capazes de fixar uma quantidade de carbono equivalente à emitida nos geradores com combustíveis fósseis; e nos EUA a energia desta fonte tem um subsídio de IS US\$/MWh.

Biomassa

Uma característica da oferta de energia no Brasil é a forte dependência da biomassa comercialmente produzida pelas indústrias de cana e siderurgia a carvão vegetal.

A cana-de-açúcar forma 17%o da energia primária, mas o álcool que produz representa apenas 5% do consumo final. A diferença é devida à baixa eficiência no uso dos resíduos, que acumulam 2/3 da energia da cana. A transformação em eletricidade pode ser feita economicamente com equipamentos convencionais, aumentando a produtividade da atual taxa de 7 kWh/t de cana para acima de 100. A nova tecnologia de gaseificação/ turbina a gás pode dobrar ou triplicar esta produtividade.

Para demonstrar esta tecnologia, cujos componentes são comerciais, há um projeto para instalar uma usina no nordeste do Brasil de 30 MW. O investimento é de US\$ 70 milhões, tendo suporte financeiro de US\$ 30 milhões do GEF, um fundo para projetos ambientais das Nações Unidas, para suportar os investimentos de pesquisa desta primeira unidade. O apoio é devido ao impacto altamente positivo na redução de CO₂, principal causador do efeito estufa.

g) Um fator de aumento da energia garantida e da confiabilidade

O parque brasileiro é praticamente todo hidrelétrico. Isto provoca alguns problemas característicos, em que se destacam o risco de falta de energia em período de seca ou excesso na época de chuvas quando essa energia é "vertida" sem ser aproveitada pelo mercado (em condições normais representa 10% da energia gerada). Aumentando o número de térmicas disponíveis no sistema interligado contribui-se para resolver os dois problemas, elevando a confiabilidade na seca e energia garantida ao longo do tempo. Para conseguir este objetivo, será necessário um trabalho criativo que permita comprar dos PIES este tipo de garantia (que seria mais desejável do que manter uma grande térmica ociosa, como ocorre hoje).

⁴ Uma análise detalhada sobre participação privada na expansão do setor elétrico pode ser encontrada em Forum de Ciência e Cultura/ COPPE, 1993

3.3 Marco legal

O marco de referência da legislação brasileira é o Código de Águas e Energia Elétrica, de 1934, que, como indica o nome, trata exclusivamente do uso da água. O Decreto 41.019, que o regulamentou, vinte anos depois, precisou de adaptações para incluir a geração térmica.

A abundância de aproveitamentos hidrelétricos competitivos fez com que o país crescesse baseado nesta fonte. Inicialmente, os sistemas eram relativamente isolados, tendo as empresas abrangência local. O governo federal iniciou a construção de usinas de grande porte e de baixo custo unitário, vindo a integrar sistemas de diversas bacias, um complexo sistema cujo planejamento e operação transcende as empresas. Com a implantação de Itaipu, foi preciso consagrar este modelo fortemente centralizado de produção e transmissão de grandes blocos.

A questão da produção descentralizada e fora das concessionárias não foi problema durante muitos anos, restringindo-se aos autoprodutores com um nível de vendas mínimo, considerando o potencial. As estatísticas oficiais estimam que 5% da produção brasileira têm esta origem, mas são estimativas de baixa confiabilidade.

Sistemas isolados

Os sistemas isolados operados pelas concessionárias atendem a cerca de 300 localidades no Brasil, a maioria na Amazônia. Há 1158 unidades geradoras com 1.4 GW, produzindo 5.2 TWh em 1993. Um terço da potência é de origem hídrica e 3/4 das térmicas usam diesel. Um quinto dos sistemas têm menos que 1 MW e apenas os 13 maiores têm mais que 100 MW. Metade dos sistemas opera menos de 24 h por dia. Fora de alguns sistemas maiores, a demanda reprimida é generalizada. A melhoria da qualidade do atendimento freqüentemente é uma importante questão política local, o que facilitou a implantação de fato de empresas com características de PIEs.

As condições de atendimento variam muito havendo, inclusive, pontos com, disponibilidade de gás natural.

Finalmente, há várias pequenas localidades ainda não atendidas, proporcionando assim outras oportunidades, que podem ser de particular interesse para novas tecnologias, como a solar, cujo custo já seria competitivo quando se consideram os subsídios da CCC e da equalização do preço do combustível. O atendimento a mercados na "periferia" do sistema gerador pode proporcionar uma dinâmica de redução de custos que tem sido característica destas tecnologias.

O Decreto-Lei 1872, de 1981, abriu a possibilidade de as concessionárias comprarem energia de produtores independentes. Criado durante a crise do petróleo, limita ao uso de fontes renováveis o que, na prática, impede sistemas de cogeração convencionais. O texto do Decreto cria dificuldades, pois ao mesmo tempo que define autoprodutor de forma restritiva (por definição produz a eletricidade que consome), define excedente de produção, uma contradição em termos. A palavra excedente implica uma sobra eventual e não a partir de um ato deliberado de dispor desta energia.

Durante vários anos a indústria sucro-alcooleira de São Paulo manteve acordos de "escambo" de energia com as concessionárias, trocando energia na época da safra (que coincidia com o período seco) por energia recebida fora da safra. Para regular o negócio com fluxos financeiros, em 1989, o DNAEE baixou a Portaria 95, com base no DL 1872, estabelecendo regras para a negociação dos "excedentes" a uma concessionária, que se assemelham às do PURPA na formação do teto que pode ser pago pela concessionária. Porém, as restrições do DL 1872 continuam a impor dificuldade a pela restrição estabelecida pela palavra "excedente". Diversos grupos reuniram-se para definir "excedente". Um estudo realizado em São Paulo; (ELETROBRÁS/ COPERSUCAR, 1992) mostrou que uma usina de açúcar autoprodutora era auto-suficiente gerando 3MW no período de safra, mas poderia aumentar a potência para 23 MW para operar durante todo o ano. Para muitos autores, a lei brasileira não prevê e nem proíbe o PII não hidrelétrico, pois não usa um bem público e não está prestando um serviço público vendendo a uma concessionária. Em 1993, na esteira de uma ampla discussão pela sociedade brasileira sobre o papel das empresas estatais e de alguns problemas específicos do setor elétrico, foi aprovada a Lei 8.631, de 04/03/93, que descentraliza e flexibiliza a ação das concessionárias, facilitando a negociação da compra de energia com PIEs que tenham capacidade competitiva. O Decreto 1009/93, de dezembro do mesmo ano, ampliou o conceito de venda dos serviços de transporte de energia elétrica (wheeling), passo fundamental para que o comércio e regulamentação da energia. Quando se terminava o preparo deste artigo, diversas entidades civis que trabalham esta questão foram consultadas pela

Secretaria de Energia do MME sobre um Projeto de Lei, em desenvolvimento por aquele órgão e pela ELETROBRÁS, definindo a atividade de PIE e permitindo que, em circunstâncias especiais, vendam energia diretamente a consumidores finais. Este Projeto de Lei se encontra em tramitação no Congresso

Conclusão

É de se esperar algum tipo de resistência à entrada deste novo fator no Brasil num processo assemelhado ao ocorrido nos EUA. Com efeito, muitos anos de planejamento centralizado, baseado em usinas hidrelétricas de grande porte e com um esquema de decisão voltado para uma negociação interna ao setor elétrico em que um modelo matemático : um erratas de mercado, dificultam a identificação e montagem de mecanismos. A própria possibilidade de desenvolvimento de PIEs tem sido mais analisada pela possibilidade de produtores independentes de origem hidráulica.

O setor elétrico brasileiro, no entanto, vive uma situação financeira difícil, como conseqüência de uma série de fatores em que se destacam a utilização do setor pelo governo com objetivos macroeconômicos sobretudo o achatamento das tarifas para combater a inflação, e para captar divisas no exterior. Considerando a retomada de crescimento da economia, coloca-se a questão de como atrair novos capitais necessários para atender às novas demandas e estimular estruturas eficientes de produção. A nosso ver, a entrada gradual de novos agentes no setor (PIE) aparece como uma boa alternativa para atrair capitais privados para a geração de energia elétrica.

Embora o desenvolvimento dos PIEs pareça, pelas razões expostas, uma via de desenvolvimento importante, é difícil fazer um diagnóstico sobre a evolução destes novos atores a curto prazo por uma série de razões em que se destacam:

- sobre capacidade de produção hidrelétrica que acarreta um volume razoável de energia hidráulica que não pode ser aproveitada. Embora transiente, esta situação tende a protelar a negociação de novas cargas.

- a adaptação do planejamento de características centralizadas ainda não absorveu devidamente as modificações trazidas pela Lei 8.631. Assim, em um período em que não houve grandes modificações de expectativas macroeconômica, as projeções de mercado oficiais têm apresentado uma diminuição progressiva da expectativa de evolução do mercado.

- as concessionárias gostariam de terminar diversas usinas que estão com a construção paralisada, usando esquemas tradicionais de financiamento, ou em associação com consumidores, antes de considerar a possibilidade de importar de PIEs ou de deixá-los atuar no mercado.

A médio prazo, um importante teste sobre o desenvolvimento deste novo ramo refere-se à forma como será encaminhada a utilização do gás da Bolívia, caso este projeto seja completado. O acordo com aquele país prevê uma compra fixa de GN. Como o mercado deste combustível ainda não está desenvolvido no Brasil, para absorver a curto prazo uma parte importante do contrato, uma solução imaginada é que parte importante do GN seja destinada à produção de eletricidade de base em unidades centralizadas.

Com este objetivo e seguindo o modelo clássico de produção centralizada, fala-se na adaptação de antigas centrais termelétricas e/ou no desenvolvimento de novas com eficiências médias que iriam de 35% (antigas centrais) a, no máximo, 50%. Considerando o preço do gás, este esquema talvez só seja viabilizado se parte do custo do combustível for rateado através da CCC⁵ com as demais concessionárias.

Uma alternativa - uma vez que o gasoduto atravessa a região industrial de São Paulo - seria incentivar o uso de gás em sistemas de cogeração onde a eficiência global de sua utilização poderia ultrapassar 85% . Com efeito, em função da expansão norte-americana e européia baseada neste combustível nobre, existe toda uma tecnologia voltada para esta finalidade e que pode ser economicamente competitiva (na produção do mix de eletricidade e calor ou frio) mesmo para unidades de pequeno porte (em aplicações comerciais).

Finalmente, vale mencionar que a viabilização da Produção Independente de Energia, e mais especificamente da cogeração, não significa que o Brasil deva deixar de lado o seu imenso potencial hidrelétrico. Ao contrário, o país deve procurar explorar ao máximo esta vantagem comparativa em relação aos demais. A cogeração de energia deve ser vista como uma centelha a mais que pode detonar o processo de racionalização do sistema hidrelétrico e de aumento da eficiência energética global.

⁵ A Conta de Consumo de Combustíveis - CCC foi criada em 1983 para ratear as despesas com combustíveis em um sistema de base hidrelétrica em que a geração térmica aumenta, no caso de estiagem prolongada. Trata-se de uma espécie de prêmio de seguro contra

Referências Bibliográficas

- CME/INEE (1994). Anais do Workshop sobre produção independente de eletricidade: como implementá-la no Brasil a experiência norte-americana. 25-26 out., Rio de Janeiro: CME/INEE.
- ENERGY INFORMATION AGENCY - EIA (1993). Changing Structure of electric power industry: 1979/91. Washington: US Department of Energy.
- ELETROBRÁS/COPERSUCAR (1992). Estudo de cogeração na Usina São Francisco em Sertãozinho. São Paulo: Eletrobrás/Copersucar.
- FORUM DE CIÊNCIA E CULTURA/COPPE (1993). Participação Privada na Expansão do Setor Elétrico. Rio de Janeiro: Forum de Ciência e Cultura/COPPE.
- PERCEBOIS, Jacques (1989). Economie de l'énergie. Paris: Economica.
- POOLE, Alan; HOLLANDA, Jayme Buarque de; TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno (1995). Path of energy efficiency in Brazil. Washington: INEE/ESMAP
- TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; SCHAEFFER, Roberto; GUELLER, Howard (1994). "Desenvolvimentos recentes da conservação de energia elétrica no Brasil". In: GUELLER, Howard. O uso eficiente da eletricidade - uma estratégia de desenvolvimento para o Brasil. Rio de Janeiro: Instituto de Eficiência Energética (INEE).