

VIABILIZAÇÃO DA TERMOELETRICIDADE NO BRASIL ATRAVÉS DE MUDANÇAS NO AMBIENTE REGULATÓRIO DA INDÚSTRIA DO GÁS NATURAL

Samuel Borelli¹

¹ Instituto de Eletrotécnica e Energia, Programa de Pós-Graduação Interunidades em
Energia – USP / Promon Engenharia, Praia do Flamengo, 154 - 5º andar,
samuel.borelli@promon.com.br

Resumo – A energia elétrica gerada a partir do gás natural em grandes centrais termoelétricas no Brasil apresenta severas barreiras competitivas em relação à energia hidrelétrica disponível. Dentre os motivos que geram essa situação estão os custos relativamente altos de combustível associado à energia térmica. O objetivo deste trabalho é discutir as ferramentas disponíveis no ambiente regulatório, cuja aplicação possa conduzir à redução do preço do gás natural, que representa até 60% do custo total da energia térmica gerada.

Palavras-Chave: Gás Natural; Termoelétrica; Regulação.

Abstract – The electric power generated through natural gas in large thermal plants in Brazil presents many severe competitive barriers compared to the hydroelectric power available. Among the motives that cause such situation are relatively high fuel costs associated to the thermal power. The objective of this paper is discuss the available tools in the regulatory environment whose application may lead to the reduction of the price of the natural gas, that represents up to 60% of the total cost of the generated power..

Keywords: Natural Gas, Thermal Power Plant, Regulation.

1 Introdução

A geração de energia elétrica a partir de usinas térmicas de grande porte apresenta alto custo, que pode ser dividido entre custos de capital e operacional. O custo de capital representa o investimento em equipamentos, serviços de engenharia, construção e montagem, enfim, todo investimento necessário à instalação da usina. O custo operacional por sua vez representa todas as despesas relacionadas à operação da planta, incluindo o custo do combustível.

O custo dos equipamentos é uma característica da tecnologia utilizada, sendo que as turbinas a gás industriais de grande porte, que representam cerca de 60% do investimento em uma usina de ciclo combinado, apresentam custos de instalação de US\$300/kW a US\$440/kW (Gas Turbine World Handbook, 2001). Essa tecnologia é detida por poucos fabricantes que atuam em contexto global, de maneira que o custo de implantação seja interpretado como uma característica do setor e não uma particularidade do Brasil.

O custo operacional pode ser dividido em duas parcelas, uma referente à operação e manutenção dos equipamentos instalados e outra relacionada ao preço do gás natural. O custo de operação e manutenção é da ordem de US\$5,0/MWh, enquanto o custo do combustível, definido praticamente pela tarifa do gás natural, fica em torno de US\$22,00/MWh (Fadigas, 1998) para um custo do gás em torno de US\$3,00/MMBtu.

O custo do combustível representa cerca de 60% do custo total de geração de energia termoeletrica, dessa forma, parte da solução para viabilizar a instalação de usinas térmicas reside em reduzir o preço do gás. Outras medidas como incentivos fiscais e subsídios podem ser aplicadas, porém a discussão contida neste trabalho será limitada ao assunto do combustível e das ferramentas passíveis de aplicação que possam levar a uma redução do seu custo.

2 Gás Natural para Termoeletricidade

A oferta de energia elétrica brasileira é composta principalmente pela geração hidroelétrica, deixando os consumidores dependentes das condições pluviométricas ao longo dos anos. O regime de regulação plurianual¹ das chuvas reduz o risco de falta de energia, porém a ausência de investimentos na expansão da geração nas últimas décadas, aumento do consumo, estiagens prolongadas e outros fatores, levaram ao racionamento de energia.

Como parte de um programa maior de reforma do Estado brasileiro, o setor de energia vem passando por mudanças em sua estrutura institucional (Zylbersztajn, Fernández, Toniatti, Netto e Nogueira, 2001). Com a escassez de recursos financeiros do Estado e a priorização de investimentos em áreas sociais, o setor de infra-estrutura passou a ser mais influenciado pelas ações do Estado enquanto regulador de atividade econômica e investimentos. Neste contexto, é necessário criar ambientes propícios para que haja interesse, por parte do capital privado, em investir em geração de energia no Brasil.

A princípio, foi planejada uma diversificação da matriz energética nacional através da maior participação do gás natural. A penetração do gás na matriz dar-se-ia ancorada pelo consumo em usinas termoeletricas. Devido ao crescimento do risco de déficit e ao curto período de implantação deste tipo de usina, foi instaurado o Plano Prioritário de Termoeletricas, que criava incentivos fiscais para a redução do custo de capital e estabelecia um preço para o gás natural que, em teste, guardava relação com a competitividade da energia térmica com a hidrelétrica já instalada². Este plano visava trazer, em um espaço de tempo relativamente curto, investimentos externos para a ampliação do parque de geração de energia elétrica.

A atração de capitais externos para investimentos na área de geração de energia no Brasil confronta-se com o risco cambial, que afeta inúmeros outros setores da economia. Os equipamentos das usinas termoeletricas são, em sua maior parte, importados e o gás natural é indexado com base na moeda americana, enquanto a energia elétrica produzida pelas usinas termoeletricas é comercializada em moeda nacional.

3 Desverticalização da Indústria do Gás Natural no Brasil

A cadeia produtiva da indústria de gás natural, no que se refere à oferta interna, é composta pelo conjunto de exploração e produção, em paralelo com a importação. Uma vez disponível, o gás deve ser levado do poço ou ponto de entrega até os centros de consumo, constituindo o elo de transporte, que é seguido pela distribuição e comercialização para o consumidor final.

¹ A regulação plurianual é função do volume dos reservatórios relativamente à capacidade instalada. De fato, esta capacidade de regulação vem diminuindo ao longo dos anos.

² O preço do gás natural teria sido calculado com base no custo marginal da expansão do sistema elétrico.

Os elos de exploração e produção, importação e transporte são regulamentados pela ANP, enquanto a distribuição e comercialização de gás natural nacional não necessitam de sua autorização, podendo ser exercida por qualquer agente, sendo alvo de concessão e regulação de cada Estado.

A indústria do gás natural no Brasil encontra-se de fato fortemente integrada verticalmente, pois a Petrobrás é responsável por parte considerável da oferta do energético, transporte, distribuição e comercialização, através de investimentos próprios ou de participações acionárias em empresas que atuam ao longo da cadeia produtiva. A integração vertical dificulta a entrada de outros agentes no mercado de gás, inibindo a livre concorrência e os benefícios competitivos que ela pode trazer (Krause, Schechtman, Ouro-Preto, 2000).

Discutiremos a seguir as barreiras que impedem a atribuição de um valor econômico do gás natural ao longo de cada elo da cadeia produtiva, do ponto de vista da competitividade da energia termoelétrica, e as ferramentas de regulação disponíveis e passíveis de criação que podem ser aplicadas.

3.1 Exploração, Produção e Importação.

O gás natural produzido em território nacional é em grande parte associado, ficando assim sua disponibilidade atrelada à produção de óleo cru (Zylbersztajn, Fernández, Toniatti, Netto e Nogueira, 2001). Porém, a tecnologia permite a reinjeção do gás não consumido nos poços, regulando assim a sua disponibilidade. O gás importado da Bolívia não é associado ao óleo, o que equivale a dizer que se ele não for consumido em um determinado instante, ficará a disposição na bacia onde se encontra para utilização posterior. A situação da oferta do gás natural afeta a competitividade da termoelectricidade tanto na forma de celebração dos contratos quanto do valor atribuído ao energético.

Do ponto de vista do produtor ou importador, a remuneração sobre o investimento realizado está assegurada através de contratos com cláusulas do tipo *minimum off-taking provision*, nos quais o comprador está obrigado a pagar por uma parcela do gás independentemente de tê-lo consumido. Esses contratos são chamados de *take-or-pay* para *commodities* e *ship-or-pay* para o transporte.

O pagamento compulsório sobre o gás natural nas taxas de 70% a 80% praticadas atualmente, encontra barreiras na estrutura da matriz de energia elétrica brasileira, baseada em energia hidrelétrica³. Em caso de um regime pluviométrico favorável, a energia hidrelétrica de menor custo inviabilizará a geração térmica, em termos econômicos. Por outro lado, as usinas termoelétricas não poderão cessar sua produção, pois o gás será pago independentemente da geração de energia, sendo que, nessa situação, não haveria receitas com geração de energia para compensar os custos do contrato dos *off-taking provisions*.

Porém, o assunto da competitividade entre energia termoelétrica e hidrelétrica tem um contexto mais complexo, no qual devem ser levadas em conta as decisões de investimento e operação. A energia hidrelétrica instalada encontra-se quase que totalmente amortizada, fazendo com que o custo da sua geração seja muito influenciado pelo custo de operação e manutenção. Como as termoelétricas são recentes e seus investimentos levarão tempo para serem amortizados, o custo de geração é dado por uma composição do custo de capital com o custo de operação. Em se tratando de despacho, a preferência será dada ao menor custo de operação, inibindo a participação das termoelétricas. Uma possível solução, adotada pelo órgão regulador argentino, é contabilizar o custo de combustível fora do custo de operação, já que o pagamento das margens de *minimum off-taking* é constante ao longo do tempo, reduzindo assim o custo de operação das termoelétricas. A situação de despacho flexível seria então possível, sendo necessário ainda analisar se o fator de carga previsto das usinas térmicas que venha a permitir uma rentabilidade mínima ao investidor.

Em matéria de preço do gás, é preciso analisar o método utilizado para o seu cálculo. O princípio adotado foi assumir que o gás natural compete, enquanto energético, com uma série de derivados de petróleo e portanto seu preço foi formado a partir de uma cesta representativa de óleos combustíveis. Em se tratando de usos finais de energia, como a siderurgia, indústria de cerâmicas e uso residencial, a relação é válida, pois o mercado há de decidir qual insumo utilizar, tomando por base tanto características técnicas como comerciais. Porém, no panorama da geração de energia termoelétrica, o gás natural não tem como concorrente o óleo combustível, sendo que a matriz de eletricidade é quase que totalmente composta pela geração hídrica. Sendo assim, não existe uma relação clara entre a cesta representativa de óleos combustíveis com o gás natural em se tratando de preços para geração elétrica. É preciso atribuir à utilização do gás natural para este fim um valor que guarde relação com a sua competitividade, utilizando como alternativa possível a regulação direta do preço.

³ As usinas térmicas a carvão beneficiam-se de *minimum off-taking provision* na taxa de 30% a 40% em base anual.

A renegociação dos contratos de concessão e importação, modificando as cláusulas de *minimum off-taking provision* e atribuição de um valor econômico do gás natural para geração térmica apresentam-se como possíveis soluções à transposição de algumas barreiras que impedem a viabilidade da geração termoeletrica.

As desvantagens da modalidade contratual e do preço praticados em relação à geração térmica podem levar a uma situação de rescisão, desfavorável para todas as partes. Por outro lado, a posição das usinas térmicas como âncoras do mercado de gás através de seu consumo pode levar à consolidação futura de mercados secundários e interruptíveis.

3.2 Transporte

Diferentemente das atividades de exploração e produção, o transporte e a distribuição de gás natural são um caso de indústria de rede operando em monopólio natural, no qual apenas um agente é o retentor da infra-estrutura de gasodutos⁴. O transporte de gás natural é uma atividade capital intensiva cuja remuneração está associada à utilização da capacidade instalada, através dos contratos de *ship-or-pay*. Esses contratos, que são uma modalidade de *minimum off-taking provision* que obrigam ao pagamento de uma parcela fixa de transporte, independente da sua utilização. O custo do transporte do gás natural é somado ao preço da *commodity* e repassado ao consumidor final.

Seguindo uma estratégia coerente com a desverticalização da indústria do gás, a ANP instituiu o livre acesso à infra-estrutura de transporte, cujo controle, através de participação acionária, é da Petrobrás. O livre acesso mediante a cobrança de tarifas economicamente corretas, associado a medidas restritivas quanto à atividades verticalmente integradas, pode levar à livre concorrência no mercado de gás natural, através do surgimento de novos produtores, comercializadores, *traders* e mecanismos financeiros para comercialização, como contratos futuros e mercados *spot*.

Em se tratando de instrumentos regulatórios, pode-se sugerir a utilização de subsídios, durante um número definido de anos, para a amortização dos investimentos em redes de gasodutos. A adoção dessa medida traria como consequência direta a redução do custo de transporte do gás, pois a parcela de *ship-or-pay* seria diminuída, já que o subsídio garantiria parte do retorno esperado. Tal redução de preço seria repassada ao consumidor final de forma direta.

A desintegração da estrutura vertical da indústria do gás é outra medida aplicável à redução dos custos do energético, na medida em que ela permite o aparecimento de novos agentes competidores entre si dentro dos elos da cadeia produtiva. O fato de uma empresa obter lucratividade em todos os elos da cadeia faz com que os elos intermediários sejam estratégicos do ponto de vista de mercado. A empresa verticalmente integrada tem condições de dificultar ou impedir a entrada de novos agentes em níveis diversos da cadeia produtiva. Dificuldades técnicas ou operacionais, recusa de venda, recusa de garantias para financiamento, recusa em fornecer informações, privilégios para parceiros, inúmeras são as barreiras levantadas (Krause, Schechtman, Ouro-Preto, 2000). No caso do transporte, dificultar o livre acesso à rede de gasodutos reduz a possibilidade de concorrência, pois a comercialização não pode ser fisicamente concluída sem a entrega do gás à distribuidora ou ao consumidor.

Outra sugestão é a mudança na legislação, de forma a transformar o transporte de gás natural canalizado de autorização da agência regulatória para concessão de serviço público. Neste caso, a concessionária outorgada estaria comprometida como cumprimento de um contrato, que poderia incluir cláusulas de livre acesso, que do ponto de vista legal, são mais fortes e talvez mais eficientes do que a dinâmica do mercado.

3.3 Distribuição e Comercialização

As atividades de distribuição e comercialização são elos da cadeia produtiva fora do âmbito regulatório da ANP, sendo regulamentadas pelas agências estaduais. Diferentemente da atividade de transporte, distribuição e comercialização são concessões de serviços públicos. Configura-se então uma situação na qual a regulação da ANP é interrompida pelas agências estaduais. Ademais, as atividades da cadeia produtiva que até então eram regulamentadas por autorização passam neste último estágio para concessão.

Como imperam as decisões estaduais, elas têm por característica a descentralização e não uniformidade nos períodos de vigência e de *unbundling*. Como as agências estaduais impõem prazos diferentes para a desassociação entre a distribuição e a comercialização, fica indefinido o momento da implantação da livre concorrência e de seus benefícios para o consumidor final.

No caso de grandes consumidores como as usinas termoeletricas, os contratos de longo prazo com as distribuidoras impedem a flexibilização que um ambiente de *unbundling* poderia oferecer. Com os distribuidores concorrendo com

⁴ O legislador brasileiro considerou que o transporte de gás natural não constitui um monopólio natural.

comercializadores e transportadores por contratos de fornecimento de grande quantidade de gás natural, há de se esperar uma redução de preços. A experiência do mercado americano mostra que a competição, impulsionada pelo livre acesso à infra-estrutura de transporte e ao *unbundling* levou a queda de 11% nos preços do gás entre 1988 e 1994 (Juris, 1999).

Entre as barreiras a serem transpostas nos setores de distribuição e comercialização está relacionada à desassociação das agências estaduais na regulamentação da ANP. Uma alternativa a esta situação é a coordenação da ANP sobre as agências estaduais de maneira a garantir uniformidade nas decisões e coerência na implementação das políticas energéticas.

4 Conclusões

As vantagens que decorrem da utilização da energia gerada pelas termoeletricas incluem a maior flexibilidade do sistema, a expansão relativamente rápida da capacidade instalada, a maior participação do capital privado nos investimentos, preservando os recursos do Estado para fins de cunho social e diversificação da matriz energética nacional. Por esses motivos justifica-se o estudo da viabilização da energia produzida pelas usinas termoeletricas

O custo da energia termoeletrica é influenciado, em grande parte, pelo preço do gás natural. Existem medidas e instrumentos regulatórios que podem ser utilizados ou criados, ora para abaixar diretamente o preço e ora para criar mecanismos de competição no mercado de gás natural, cujos efeitos esperados incluem a redução do preço do energético.

A desverticalização da indústria do gás natural é uma proposição cuja implementação depende de diversas ações. No que se refere à exploração, produção e importação, as medidas sugeridas são a renegociação dos contratos de gás, diminuindo tanto a parcela de *take-or-pay*, quanto o preço pago pela *commodity*. Essa medida acarretaria na redução direta da tarifa do gás e na flexibilização da operação e do despacho das usinas térmicas.

No caso argentino, as empresas YPF e Gas del Estado, ambas de controle estatal e monopolísticas foram privatizadas em 1992 e 1993, dando lugar a um grande número de agentes produtores e transportadores de gás. A privatização ocorreu como parte de uma reforma no setor de gás natural na Argentina, reconhecida internacionalmente como uma das mais avançadas, tendo levado a aumentos de nas reservas provadas (27% de 1993 a 1996), na capacidade de transporte (30% de 1992 a 1996) e na expansão das redes de distribuição (média de 34% de 1992 a 1996). A reforma tratava, entre outros assuntos, de condições que limitavam a participação acionária entre produtores, transportadores e distribuidores, favorecendo a desverticalização da indústria do gás natural e a competição. A despeito da regulação de preços e da obrigação de livre acesso não houve problemas para atrair investimentos estrangeiros para o setor de gás (Krause, Schechtman, Ouro-Preto, 2000).

Na atividade de transporte, a consolidação do livre acesso à infra-estrutura de transporte pode liderar o aparecimento de novos agentes e novas modalidades de contratos, promovendo a livre concorrência. Outra sugestão é transformar o regime de autorização no qual a atividade se encontra para concessão de serviço público, utilizando-se dos contratos para garantir o livre acesso à infra-estrutura de transporte.

O custo de transporte, influenciado pelos contratos do tipo *ship-or-pay*, utilizados para garantir uma rentabilidade mínima dos investimentos em gasodutos, pode ser reduzido através de aplicação de subsídios. Essa ação aceleraria a amortização dos investimentos, reduzindo os preços de gás ao consumidor.

Os elos de distribuição e comercialização encontram-se fora do escopo da regulamentação da ANP, sendo que esta função é desempenhada pelas agências estaduais. Para garantir que a política energética seja implementada dentro de uma uniformidade de decisões e de prazos, sugere-se que a ANP exerça coordenação sobre essas agências estaduais. A adoção de medidas restritivas quanto à integração vertical como forma de prevenção contra práticas não competitivas é outra sugestão para as atividades de distribuição e comercialização.

Enfim, o custo da energia gerada a partir de termoeletricas a gás de grande porte, pode ser reduzido através de mudanças regulatórias na política do gás, aplicação de subsídios nos investimentos realizados em infra-estrutura de transporte e desverticalização da cadeia produtiva da indústria do gás natural. A redução do custo posicionaria as termoeletricas como âncoras do consumo deste energético, viabilizando em longo prazo um mercado de gás secundário e interruptível, cujo aparecimento faz parte da estratégia de diversificação da matriz energética brasileira.

5 Referências

- [1] Gas Turbine World 2000-2001 Handbook, volume 21 – Pequot Publication, 2001.
- [2] KRAUSE, G., SCHECHTMAN, R., OURO PRETO, M.E.S., et al., Notas Técnicas, Volume I – Regulação – ANP – Rio de Janeiro, 2000,.
- [3] ZYLBERSZTAJN, D., FERNÁNDEZ, E.F., NETTO, J.C., NOGUEIRA, L.A.H., et al., Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros – Séries ANP, Número II, Rio de Janeiro, 2001.
- [4] _____, Diretivas para ampliação da participação do gás natural na matriz energética nacional com ênfase na termoeletricidade, Grupo de Trabalho ANEEL – ANP, 1999.
- [5] BORGES, P.R., Transporte Dutoviário – Modelos e Tarifas, Petrobrás, 1999.
- [6] _____, Natural Gas Pricing in Competitive Markets, International Energy Agency, 1999.
- [7] Balanço Energético Nacional – 2001, Ministério das Minas de Energia.
- [8] JURIS, A., Development of Natural Gas and Pipeline Capacity Markets in the United States, World Bank, 1999.
- [9] FADIGAS, E. A.F.A., Identificação de Locais e Opções Tecnológicas para Implantação de Termoeletricas no Sistema Elétrico Brasileiro: Contribuição à Metodologia e Aplicação ao caso do Gás Natural. Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, São Paulo, 1998.