Coleção Relações Internacionais 2

Amaury Porto de Oliveira

O Gás Natural: Uma Energia Civilizante?

IPRI

Amaury Banhos Porto de Oliveira é diplomata de carreira e exerce, atualmente, a função de Embaixador do Brasil em Cingapura. Anteriormente serviu em Roterdã, Caracas, Beirute, Cairo, Haia, Rabat, Southhampton, Tel-Aviv, Tegucigalpa e São Salvador.

No desempenho de suas atividades diplomáticas o Embaixador Porto de Oliveira tem se especializado em questões energéticas no contexto internacional, campo em que é autor de várias monografias e artigos.

AMAURY PORTO DE OLIVEIRA

O Gás Natural: Uma Energia Civilizante?

FUNDAÇÃO ALEXANDRE DE GUSMÃO

INSTITUTO DE PESQUISA DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS
IPRI

FUNDAÇÃO ALEXANDRE DE GUSMÃO

CONSELHO CURADOR

Presidente: Roberto Costa de Abreu Sodré

Bernardo Pericás
Carlos Augusto Rego Santos Neves
Celina do Amaral Peixoto Moreira Franco
Celso Láfer
Crodowaldo Pavan
Fábio Celso de Macedo Soares
Gileno Fernandes Marcelino
Henrique Rodrigues Valle Júnior
Jorge Amado
José de Barros Ribas
Luiz Antônio Andrade Gonçalves
Luiz Antonio Jardim Gagliardi
Luiz Felipe Lampreia
Luiz Olavo Baptista
Márcio Reinaldo Dias Moreira
Marco César Meira Naslausky
Mário Berard
Paulo Ernesto Tolle
Paulo Gazzinelli
Renato Prado Guimarães
Sebastião do Rego Barros Netto
Thereza Maria Machado Quintella

Presidente da Fundação Alexandre de Gusmão:
Paulo Tarso Flecha de Lima

Diretor-Geral: Carlos Moreira Garcia

Diretores-Adjuntos:
Carlos Henrique Cardim
Eduardo da Costa Farias
Sérgio Maurício da Costa Palazzo

INSTITUTO DE PESQUISA DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS
IPRI

CONSELHO CONSULTIVO

Antônio Valim Guerreiro
Aspásia Camargo
Eduardo Santos
Gelson Fonseca Jr. (Diretor do IPRI)
Marcelo de Paiva Abreu
Maria Regina Soares de Lima
Waldemar Carneiro Leão

AMAURY PORTO DE OLIVEIRA

O Gás Natural: Uma Energia Civilizante?

FUNDAÇÃO ALEXANDRE DE GUSMÃO

INSTITUTO DE PESQUISA DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS
IPRI

Brasília
1988

© Amaury Porto de Oliveira

Direitos desta edição reservados
para a Fundação Alexandre de Gusmão.

Ficha catalográfica

OLIVEIRA, Amaury Porto de
O gás natural: Uma energia civilizante?
Brasília, Fundação Alexandre de Gusmão,
IPRI, 1988. IV.

Sumário

Apresentação 3

1. Introdução ao Gás Natural 7

2. Politização do Comércio Internacional 15

3. A Noruega Firma Posições 23

4. A Bacia do Pacífico Norte 31

5. Uma Energia Civilizante? 41

Apresentação

A crise da energia não acabou. Na verdade, ela nunca existiu, da maneira reducionista como foi apresentada ao longo dos anos 70 pelas mídias do mundo. Os problemas com que se confronta a sociedade humana, neste final do séc. XX, têm por certo uma dimensão energética. Mas não se trata, do ponto de vista geral, de quanto petróleo ainda exista nas entranhas do planeta ou dos efeitos do preço do carvão sobre a difusão comercial do gás natural. Estes aspectos são importantes. Muitas vezes são mesmo cruciais para países e Governos tomados na sua individualidade. Mas é preciso não deixar que eles embotem a reflexão maior, no nível da qual se situa a real crise da energia dos nossos dias.

Estes são dias de transformação sócio-econômica profunda. Para simplificar, costuma-se falar de passagem da II para a III Rev. Industriais. Mas é bem possível que estejamos vivendo momento mais fundamental. No plano da energia, talvez estejamos a ponto de romper a inércia de um sistema baseado no aproveitamento dos combustíveis fósseis. Sistema que marcou até agora a civilização industrial criada na Europa na segunda metade do séc. XVIII. A Nova Idade poderá ser bem diferente de tudo que está aí. Aliás, é imperativo que assim seja para nos liberarmos da degradação social e econômica que vai pelo mundo.

No período entre meados de 1980 e meados de 1987, em que me foi dado servir em Rotterdam (Países Baixos), pude conduzir uma longa e particularizada observação do grande jogo energético mundial. No percurso, fui levado a perceber algumas das linhas de forças fundamentais desse jogo, e tentei sempre transmitir – para os chefes e amigos no Brasil – a essência do que achava ir percebendo. Fazia-o através de estudos quinzenais, a que chamei os "comentários de Rotterdam".

Obra de um observador diplomático, os comentários pecarão sem dúvida, aos olhos de especialistas das múltiplas disciplinas por que me aventurei, pelo seu inevitável ecletismo. Seu valor era a atualidade da informação, que a permanência num posto-avançado me permitia mandar para o Brasil. A preocupação com a atualidade do tema tinha seu preço, porém. Era muitas vezes preciso abandonar um filão encetado, e mergulhar em águas totalmente novas.

Os diretores da Fundação Alexandre de Gusmão, no entanto, acharam com generosidade que alguns dos comentários ainda guardam valor

informativo, e que justapostos podem fornecer visão coerente de um determinado tema. Daí o presente caderno sobre o gás natural. Grandes áreas da problemática dessa fonte de energia não chegaram a ser abordadas, mas mesmo com esses claros, os escritos ora reunidos dão uma idéia da importância adquirida pelo gás natural neste fim de século.

Dos comentários incluídos na coletânea, os primeiros datam de começos de 1985, os outros do segundo semestre de 1986. Parece assim oportuno acrescentar, nesta introdução, alguns dados que atualizem o assunto.

O gás natural continua a consolidar suas posições mas sem surtos espetaculares. Sua parte no balanço energético global, que era de 17% da energia primária consumida em 1970, subiu para 20% em 1986. Contrastado com o petróleo, porém, verifica-se que as reservas comprovadas mundiais de gás natural, que em 1970 representavam 48% das de petróleo, em termos de conteúdo térmico, saltaram em 1986 para 97%. O que mostra sobretudo como vêm sendo consumidas as reservas comprovadas de petróleo, sem reposição correspondente.

O gigante do gás natural é hoje a URSS, com 40% das reservas comprovadas mundiais. Uma produção da ordem de 693,7 bilhões de metros cúbicos, em 1986. O maior consumo mundial. O maior volume exportado: 76,9 bmc em 1986. Os EUA, que foram durante um século os líderes absolutos em matéria de gás natural, caíram hoje para o segundo lugar nesses diversos parâmetros. Houve uma verdadeira inversão no tocante ao uso doméstico do gás natural, nesses dois países. A participação do gás natural no balanço energético dos EUA, que era de 33% em 1970, caiu para 22%, em 1986. Na URSS, as porcentagens correspondentes foram: 21% e 34%.

Apesar de algum progresso na produção e consumo do gás natural em países da fímbria superior do Terceiro Mundo, continua essa fonte de energia a ser típica de países industrializados. Em 1986, os países industrializados ocidentais, com apenas 15% das reservas comprovadas mundiais, entraram no entanto com 41% da produção global e 46% do consumo. Igualmente sugestiva é a situação do gás queimado na boca do poço. O nível máximo de queima ocorreu em 1975, quando 49% do gás chegado à superfície, no mundo, teve esse inglório destino. Em 1986, calcula-se *grosso modo* que apenas 12% da produção total tenham sido queimados. Mas um exame dos casos individuais mostrará que esse progresso é conquista sobretudo do mundo industrializado. São poucos os países em desenvolvimento, como o Brasil, em que a redução na queima decorre de um aumento na utilização doméstica. Em geral ela representa o atrelamento da produção a um consumidor industrializado. Assim no caso da Indonésia, que queimava 84% do seu gás, em 1973, e agora só queima 7%,

graças às cadeias de GNL para o Japão, e mais recentemente a Coréia do Sul. Na Nigéria, onde não se concretizaram os projetos de exportação de GNL para a Europa, 69% da produção de gás natural continuam a ser flambados.

O comércio internacional do gás natural continua a ser constrangido pela rigidez típica do seu transporte, seja pelas redes de gasodutos, seja pelas cadeias de GNL. Menos de 13% da produção comercializável (o que resta depois da queima na boca do poço) de gás natural do mundo é dirigida para o comércio internacional, e dessa parcela apenas um quinto é transportado sob a forma de GNL. A tecnologia do GNL ainda se encontra, com efeito, na infância, e seu futuro vai depender muito das exigências energéticas do Pacífico Norte, em particular do Japão. A Bacia do Pacífico Norte conta 8% das reservas comprovadas de gás natural do mundo e entra com 7% da produção comercializável global. Na região, no entanto, produzem-se dois terços e consomem-se três quartos de todo o GNL produzido mundialmente. O assunto é vital para o Japão, que segue investindo com largueza na pesquisa e lavra do gás natural nessa grande área e na criação de novas cadeias de GNL. Mas também no aperfeiçoamento das usinas de liquefação e regaseificação, dos navios criogênicos usados no transporte do GNL, das diversas tecnologias do aproveitamento a jusante do combustível (vale dizer, depois da chegada do gás ao Japão).

Os dados acima coligidos mostram certamente como se está tornando cada vez mais importante o gás natural, nesta fase de transição para um novo modelo sócio-econômico. Mas como situar essa fonte de energia no nível daquela reflexão maior, mencionada no começo desta introdução? Poderá o gás natural, que é afinal um combustível fóssil, contribuir de forma positiva para o sistema energético da Nova Idade? No Cap. V é feita referência à natureza pouco poluente do gás natural e à possibilidade de usá-lo até como agente antipoluidor. Esforços de P&D prosseguem nos EUA, na França, na Grã-Bretanha e crescentemente no Japão, com vistas a tornar mais eficiente e limpo o uso do gás natural. O Japão está hoje na frente na tecnologia das células energéticas (a produção conjunta de eletricidade e calor para múltiplos usos) e os tipos mais avançados dessas células podem ser baseados na queima do gás natural. Ampliam-se também as experiências de transformação do gás natural em metanol, eficiente combustível líquido.

Evidentemente, para que essas inovações possam vir a ter peso determinante no sistema energético do séc. XXI será antes de mais nada necessário que se confirmem as teorias sobre a abundância do gás abiogenético evocadas no Cap. I. Na segunda metade de 1987, prosseguia na Suécia o projeto de perfuração profunda na cratera de Siljan Ring, considerado a primeira tentativa realmente científica de comprovação da

teoria do Professor Thomas Gold a propósito do metano como elemento da composição original da Terra. A cratera em apreço, resultante do maior impacto de meteorito conhecido, foi escolhida por causa do granito extremamente compacto que forma o seu fundo. As perspectivas de existência ali de gás de origem orgânica são praticamente nulas, e se gás natural vier a ser encontrado ter-se-á uma boa confirmação da teoria de Gold. A dureza do granito de Siljan Ring vem causando, no entanto, custos e embaraços técnicos que põem em perigo a continuação do projeto, numa etapa de resultados ainda bastante dúbios. A existência de grandes poros na rocha, a profundidades de 6 km, já pôde ser estabelecida, e Gold tem proclamado vitória. Mas não pôde ser determinado que houvesse gás nos poros, e os críticos mantêm-se não convencidos.

Gold proclama repetidamente que as grandes companhias petrolíferas não têm interesse em ver triunfar sua teoria, considerando os efeitos que a abundância de gás natural teria sobre o preço dos hidrocarbonetos. E na verdade, é entre as companhias "independentes" americanas que ele vem encontrando apoio. Uma dessas independentes, a *GHK Company*, já investiu mais de 1 bilhão de dólares na pesquisa e lavra de "gás profundo", no Oklahoma, e seus dirigentes afirmam que a experiência da companhia coaduna-se muito mais com as teses de Gold do que com as explicações tradicionais para a formação do gás natural.

Amaury Porto de Oliveira

Cingapura, dezembro de 1987.

1. Introdução ao Gás Natural

Gás natural é a designação reservada para uma mistura de gases encontradiços em acumulações subterrâneas, na qual predomina o metano (CH_4). Seu equivalente energético médio é de 9.500 Kcal/m^3 (1.000 Btu/ft^3), e 1 bilhão de metros cúbicos de gás natural equivalem, assim, a aproximadamente 890 mil toneladas de petróleo. Gás natural liquefeito (GNL) é o gás natural condensado a menos 161 graus centígrados, à pressão atmosférica.

Os reservatórios naturais de petróleo contêm quase sempre gás natural. A recíproca não é verdadeira, e têm aumentado consideravelmente as descobertas de campos de gás seco. Associado ou não ao petróleo, o gás natural comporta metano em proporção que oscila entre 70 e 95 por cento do volume da mistura gasosa. Na prática comercial, gás natural e metano são a bem dizer sinônimos. Os componentes da fração não metânica com valor de uso próprio (em particular o butano e o propano) costumam ser separados de início para comercialização específica. Separação quase imposta pelo fato de esses componentes não metânicos se liquefazerem facilmente ao contacto com a atmosfera. Como tradicionalmente eles vinham sendo obtidos sobretudo no quadro da indústria petrolífera, a partir do gás natural associado, generalizou-se para eles a designação de gases liquefeitos de petróleo (GLP).

A busca cientificamente orientada dos hidrocarbonetos é fenômeno do sec. XX. No começo do século surgiu a regra anticlinal, que associava o petróleo a certas dobras geológicas e jogava com a diferença de densidades entre a água, o óleo e o gás. Mais tarde desenvolveu-se a prospecção sísmica, sem a qual não teriam sido factíveis as grandes descobertas dos trinta anos subseqüentes à II Guerra Mundial. Mas foi só nos anos 60 que se firmaram os princípios da geoquímica do petróleo e do gás. Com a expansão da prospecção a zonas difíceis como o fundo do mar e a necessidade de perfurar cada vez mais fundo, tornou-se necessário formular – antes da montagem de operações extremamente caras e de grande complexidade técnica – hipóteses de trabalho que vão mais além da simples determinação, pela análise sísmica, da existência de armadilhas geológicas. Numa exposição feita (18.05.83) perante o Centro de Geopolítica da Energia e das Matérias-Primas, de Paris, o Diretor Científico do Instituto Francês do Petróleo chamou a atenção para essa

nova necessidade de guiar a prospecção dos hidrocarbonetos pelo estudo preliminar das rochas-matrizes, dos processos de formação do petróleo e do gás, da migração deles até se acumularem nas armadilhas, e da preservação ou alteração dos reservatórios assim constituídos. Apoiando-se em tudo isso e usando técnicas de computação, é que o geólogo moderno pode antecipar a probabilidade de uma determinada armadilha conter petróleo, gás ou simplesmente água. E o fiasco fragoroso da perfuração de Mukluk, no *offshore* do Alaska, demonstrou em 1983 como toda essa precaução ainda pode ser precária.

O conferencista que acabamos de citar, Bernard Tissot, tomou posição conservadora no tocante à origem do gás natural, terreno em que há hoje – conforme veremos adiante – teorias ousadas, capazes de revolucionar os prognósticos que se fazem sobre a contribuição a esperar dessa fonte de energia primária.

A tese tradicional é a da origem orgânica dos hidrocarbonetos. Organismos aquáticos das bacias marinhas ou lacustres, vegetais carreados pelas correntes fluviais, microorganismos que se encontravam nos sedimentos depositados, todo esse material acumulado ao longo dos milênios em certas situações geológicas acabou por rearrumar-se numa espécie de hidrocarboneto primordial, o querogênio.

O depósito do material orgânico prosseguiu com o passar dos tempos geológicos, e as rochas portadoras de querogênio viram-se empurradas para profundidades e temperaturas crescentes. O querogênio foi-se degradando progressivamente, três etapas sendo distinguíveis: a diagênese, a catagênese e a metagênese. Durante a *diagênese*, o querogênio perde oxigênio e dois tipos de hidrocarbonetos se apresentam: moléculas sem modificação notável, ditas fósseis geoquímicos, e o metano seco de origem bacteriana. Durante a *catagênese* o querogênio se empobrece de hidrogênio, dando origem principalmente ao petróleo e ao gás de condensado. Durante a *metagênese* surge metano seco, em virtude do craqueamento tanto dos hidrocarbonetos já formados quanto de querogênio residual.

Esses mecanismos de formação dos hidrocarbonetos e sua seqüência cronológica são bastante aceitos, suscitando muito pouca contradição no tocante ao petróleo. Com relação ao gás natural, observe-se de imediato a diversidade do seu aparecimento. Há os gases naturais de origem bioquímica, surgidos precocemente durante a diagênese a partir das bactérias. E há os gases naturais de criação térmica, formados juntamente com o petróleo durante a catagênese ou pelo craqueamento do petróleo durante a metagênese. As jazidas, atualmente, cobrem os três tipos.

Conhecem-se também jazidas de gás natural de origem orgânica não abertas às técnicas convencionais. Os EUA, país a primeiro usar extensivamente o gás natural, têm-se preocupado com a localização desses recursos adicionais da matéria-prima e o desenvolvimento de técnicas para sua recuperação. Num artigo na *Revue de l'Energie* (août-septembre de 1984), Georges Donat, da companhia *Gaz de France*, descreve cinco tipos já definidos dessas jazidas não convencionais:

- acumulações encontradas nas partes profundas de certas bacias sob pressão inferior à pressão hidrostática; o gás apresenta-se em armadilhas de greda de permeabilidade muito fraca (Bacia de San Juan, EUA);
- acumulações em que o gás foi armadilhado por argilas fissuradas numa escala milimétrica; há extensas jazidas desse tipo na América do Norte (Bacia dos Apalaches, EUA, e sinclinal de Alberta, Canadá) e na Sibéria;
- acumulações em que o gás encontra-se dissolvido em aquíferos profundos num estado de superpressão; nos EUA calcula-se haver 50 trilhões de m^3 de gás nessa situação, suscetíveis de recuperação;
- o grisu das jazidas de carvão;
- os hidratos de metano; em 1970, o acadêmico soviético Andrei A. Trofimuk anunciou a descoberta de metano solidificado, a profundidades de até 2.500 metros debaixo do *permafrost*, onde pressões que podem chegar a 250 atmosferas aparentemente forçam o metano na água, dando origem a um tipo especial de hidrato com aspecto de gelo prateado; o fenômeno parece ser comum a todas as zonas árticas, tanto na terra firme quanto *offshore*, e além da atenção especial que recebe na URSS, está interessando os americanos; há também registro de hidratos de metano no fundo dos oceanos; quantidades mirabolantes de metano poderão ser recuperadas quando se desenvolver a tecnologia para a mineração desses hidratos, sem falar em que os soviéticos afirmam ser factível produzi-los industrialmente.

Numa faixa de fronteira entre o gás de origem orgânica e o postulado gás abiogenético vêm os chamados depósitos geopressurizados. Há dois tipos básicos: os de acumulação, resultantes do rápido depósito durante o Mesozóico ou o Cenozóico de pequenos grânulos de rochas clásticas, em bacias sedimentares profundas na proximidade ou ao longo das margens continentais; e os tectônicos, associados ao movimento das placas da crosta terrestre ou à formação de montanhas. A forte pressão reinante nessas formações impede a existência de petróleo. Hidrocarbonetos que ocorram estarão fatalmente sob forma gasosa. Nos EUA há grande experiência com a exploração desses depósitos. A zona de geopressão mais trabalhada do mundo é, sem dúvida, a de acumulação do Golfo do México, numa faixa que abarca a Bacia do Golfo desde o México meridional à Flórida ocidental e penetra longe pelo Mississipi. Tanto na

Universidade de Austin, Texas, quanto na de Bâton-Rouge, Luisiana, conduzem-se estudos especiais sobre as zonas de geopressão.

As importantes descobertas de gás seco na "faixa acavalada" das Montanhas Rochosas, no final dos anos 70, fizeram reviver nos EUA esquecidas teorias sobre a origem não orgânica do gás natural. A formação geológica em causa é extraordinariamente complexa, tendo sido dobrada e deformada por forças tectônicas de maneira tal que somente com a chegada dos supercomputadores tornaram-se possíveis os cálculos preliminares para localizar as armadilhas dos hidrocarbonetos, de cuja existência se suspeitava há muito tempo. Tornou-se útil também explicar a existência do gás natural, em ambiente aparentemente sem sedimentação de matéria orgânica. Uma explicação, proposta por Gordon MacDonald, da *Mitre Corporation*, é a de que as estruturas gasosas foram criadas à medida que rochas novas despencavam da cadeia montanhosa em ascensão. As rochas em queda sofriam a ação de dois movimentos verticais opostos, com um diferencial suficiente para a criação de calor capaz de provocar reações químicas nas rochas ígneas e sedimentares. Quando rochas deficientes em oxigênio reduzem-se sob pressão e calor – acentua MacDonald –, é de esperar que produzam pouco dióxido de carbono ou vapor d'água, mas sim gases de oxigênio, e estáveis, como o metano ou o hidrogênio.

Um passo mais além, na teorização da origem abiogênica de parte considerável do gás natural existente na Terra, foi dado em junho de 1980, quando o mensário *Scientific American* publicou artigo do Professor Thomas Gold, da Universidade de Cornell. Austríaco de nascimento, Gold é um astrônomo respeitado, apesar das controvérsias que cria continuamente em função das suas teorias. Fundou o Centro de Pesquisas Radiofísicas Espaciais de Cornell e é uma autoridade em sistema solar. Enfurece sistematicamente geólogos e geofísicos, quando na sua intensa atividade de conferencista opõe, às explicações terráqueas dos problemas terrenos, conjeturas tiradas dos seus conhecimentos do sistema solar. A tese por ele lançada no artigo de *Scientific American* continua a repercutir, e ainda na sessão do Centro de Geopolítica da Energia e das Matérias-Primas, mencionada anteriormente, deu motivo a troca apaixonada de argumentos.

Gold mantém que a maior parte do metano existente na Terra aí está desde a criação do planeta, provindo do considerável acervo desse gás contido no interior do sistema solar. A recente verificação de que Saturno, por exemplo, está envolto numa atmosfera de metano reforçou as idéias de Gold, embora sem convencer os sustentadores da teoria clássica, que implica uma atmosfera terrestre constituída, no início, essencialmente de gás carbônico. Para os defensores da formação orgânica dos hidrocarbo-

netos, o carbono neles contido provem da dissociação em carbono e oxigênio, graças à fotossíntese, do gás carbônico da atmosfera original. Para Gold e seus adeptos (na URSS há um grupo que sustenta idéias semelhantes), grande parte do metano presente na formação da Terra permanece enterrada no coração do planeta, sob pressões e temperaturas extremamente elevadas. Esse metano tende a ascender continuamente para a superfície, acabando por entrar na atmosfera, seja ainda como metano, seja oxidado via erupções vulcânicas. Uma parte do metano ascendente irá sendo retido, sem dúvida, em armadilhas não ocupadas, ou mesmo em algumas onde já existam hidrocarbonetos de origem orgânica. Para Gold, somente assim podem explicar-se reservatórios da magnitude dos do Oriente Próximo. "Não é possível aceitar – comenta ele – que todos os dinossauros do mundo tenham ido morrer no Golfo Pérsico".

O maior interesse das teses de Gold reside em que, a serem verdadeiras, consideráveis quantidades de metano devem encontrar-se, na atual fase geológica, num nível entre 4 e 7 mil metros de profundidade, ao alcance de perfurações com tecnologia já existente. Nos EUA houve inclusive uma febre de bem sucedidas "perfurações profundas", estimuladas por favores fiscais. Perfurações experimentais na Suécia e na Península de Kola (URSS), bem como a análise das águas profundas do Mar Vermelho, do Lago Kivu (África Oriental) ou do Oceano Pacífico têm também trazido conforto para os partidários do gás abiogenético. Mas é justo dizer que as teorias correspondentes ainda não se apóiam em observações científicas rigorosas, permanecendo como conjeturas.

Vejamos agora, rapidamente, como se distribuem no momento os recursos de gás natural do mundo, e quais as perspectivas de evolução no prazo médio. Paralelamente aos avanços na compreensão dos mecanismos de formação do gás natural, considerável progresso foi obtido nos últimos vinte anos na capacidade de localizar as acumulações da matéria-prima e de recuperar o metano, inclusive no alto-mar e nas zonas árticas. A esse respeito, quatro tendências principais parecem dever continuar a manifestar-se até o fim do século.

Assinale-se antes de mais nada o crescimento considerável das reservas comprovadas mundiais. Entre 1970 e 1983 elas mais do que dobraram: de 37 para quase 87 trilhões de m^3. A velha idéia de que há no mundo mais petróleo do que gás natural, além de virtualmente liquidada em teoria pelas teses revolucionárias de que fornecemos uma visão, está sendo desmentida na prática por esse avanço das reservas comprovadas do gás natural. Em 1960 elas representavam 40% das atribuídas ao petróleo. Hoje estão quase iguais.

Parte crescente das reservas comprovadas de gás natural provém de jazidas de gás seco. Ao contrário do que acontecia num passado não muito distante, quando a descoberta de gás em lugar do buscado petróleo era recebida como um contratempo, perfura-se hoje cada vez mais com o objetivo específico de descobrir gás. No momento, 70% das reservas comprovadas já são de gás não associado. E os novos conhecimentos sobre a natureza e condições de formação do gás seco permitirão, sem dúvida, o incremento de sua pesquisa sistemática.

Ao longo dos anos 70, com a confirmação do Oriente Próximo e da Sibéria como os dois mamúticos reservatórios de gás natural do planeta, acentuou-se a tendência ao afastamento crescente da massa principal das reservas comprovadas, relativamente às principais regiões consumidoras. Os países industrializados ocidentais (55% do consumo gasífero mundial) já só detêm 17% das reservas comprovadas. Esta evolução está presa à extraordinária concentração do gás natural, no âmbito planetário. No estado atual das descobertas, tomados em consideração cerca de 20 mil campos de gás, verifica-se que os 18 maiores dentre eles concentram 35% das reservas comprovadas; os 150 maiores cobrem 60% das reservas.

Vem a propósito anotar que os campos de gás natural são classificados, segundo critério amplamente aceito, em quatro categorias principais. Campos supergigantes – mais de 1 trilhão de m^3. Campos gigantes – de 100 bilhões a 1 trilhão de m^3. Médios – de 10 a 100 bilhões de m^3. Pequenos – menos de 10 bilhões de m^3. A América do Norte só revelou um campo supergigante (Hugoton, 1918) e uns poucos gigantes. Tratando-se, por outro lado, da zona mais prospectada do globo, exibe mais de 85% dos campos pequenos do mundo. Na URSS, ao contrário, foram localizados 9 dos 18 campos supergigantes, entre os quais figuram as maiores acumulações de gás natural jamais descobertas: Urengoi, com 7 trilhões e 800 bilhões de m^3 (equivalente a toda a América do Norte) e Yamburg, com 4 trilhões e 800 bilhões de m^3 (mais do que toda a Europa Ocidental). O Oriente Próximo apresenta situação bem perto da URSS no tocante à preponderância e número dos campos de grande dimensão (6 supergigantes), mas os tamanhos unitários são menores e preponderam as jazidas de gás associado. Resta a possibilidade de uma intensificação da prospecção modificar tal quadro. O último dos 18 campos supergigantes ainda por mencionar é o de Hassi R'Mel, na Argélia.

A quarta das tendências imperantes, ainda por definir, é a do avantajamento das zonas onde a pesquisa e a lavra do gás natural mostram-se tecnicamente difíceis. O *offshore*, as regiões árticas e a Sibéria, que em 1970 detinham 33% das reservas comprovadas mundiais, haviam passado a 55%, em 1982. Um outro tipo de zonas difíceis, de promessas mais modestas e caráter particularizado, a que vêm fazendo alusão os

especialistas, inclui a Bacia Amazônica. No seminário do Centro de Geopolítica de Paris, mencionado neste comentário, o problema das perspectivas gasíferas da Amazônia foi levantado. A uma pergunta nesse sentido, respondeu o conferencista Bernard Tissot: "É justo pensar-se num futuro gasífero para a Amazônia. Tomemos por exemplo o delta do Mississipi, nos EUA. Trata-se de região que em certa medida produz petróleo, mas é essencialmente produtora de gás. É possível da mesma maneira pensar que um cone detrítico como o do Amazonas, a carrear matérias orgânicas procedentes da floresta tropical ou equatorial, encerre quantidades não desprezíveis de gás. Falo, contudo, do ponto de vista exclusivo da geoquímica, isto é, da formação do gás. Aspecto igualmente importante será a existência de armadilhas para que o gás possa ter sido ali retido."

Para concluir registremos que, em meados de 1984, as reservas comprovadas de gás natural do mundo estavam sendo dadas como superiores a 90 trilhões de m^3. A URSS, que terminara 1983 praticamente empatada com os EUA na liderança da produção mundial (536 bilhões de m^3 contra 540 bilhões de m^3), parecia ter-se firmado confortavelmente na dianteira. Tornara-se também o principal país consumidor. A terceira grande zona produtora continua sendo a Europa Ocidental. No Terceiro Mundo, somente a África tem marcado um crescimento importante da produção para fins comerciais, graças sobretudo à Argélia. Na América Latina, a Argentina vem sendo vista pelos especialistas internacionais como país de grandes promessas.

15 de janeiro de 1985.

2. Politização do Comércio Internacional do Gás

Falando sobre o comércio internacional do gás natural, na reunião de 1983 da conferência sobre energia anualmente organizada pela Universidade do Colorado, um alto funcionário da *Amoco* chamou a atenção, com grande repercussão na imprensa especializada, para o fato de que a atividade em apreço estava-se entrosando de tal maneira com considerações geopolíticas, que o gás já começava a ser matéria-prima mais politizada do que o petróleo.

Os acontecimentos posteriores só têm vindo dar razão ao conferencista de 1983. Exemplo da crescente politização do comércio internacional do gás natural foi o anúncio, em julho de 1986, de que a Noruega se preparava para fornecer à Bélgica, França, Países Baixos e RFA, no período 1993-2020, pelo menos 450 bilhões de metros cúbicos (bmc) de gás proveniente de campos na zona norueguesa do Mar do Norte. Era uma decisão com motivações mais políticas do que comerciais, como procuraremos mostrar neste comentário.

Depois de ter sido tratado pela indústria transnacional do petróleo, durante décadas, como adendo estorvante e mesmo desprezível da produção petrolífera, o gás natural tomou impulso próprio nos últimos trinta anos. Em 1960, as reservas comprovadas de gás natural do mundo ainda só representavam 40% do equivalente térmico das reservas comprovadas de petróleo. A proporção hoje é de 92%. Tendo-se em conta, aí, somente o gás natural convencional, seco ou associado ao petróleo. Se se confirmar a existência no coração do planeta de colossais reservatórios de gás abiogenético, o mundo terá diante de si séculos de suprimento dessa matéria-prima energética. Neste momento, aliás, um grupo encabeçado pela empresa estatal de eletricidade da Suécia, a *Vattenfall*, está executando perfurações exploratórias na famosa cratera de Siljan Ring, na esperança de localizar um dos reservatórios de metano previstos pela teoria do astrônomo Thomas Gold.

No âmbito doméstico dos EUA, e em menor medida também no da URSS, o gás natural foi aproveitado desde a segunda metade do sec. XIX. A tecnologia desse aproveitamento foi criada e desenvolvida principalmente nos EUA, como um dos fatores que avantajaram o modelo

econômico americano sobre o velho modelo europeu da I Rev. Industrial. Enquanto os EUA e a URSS fortaleciam-se, apoiados na trípode carvão-petróleo-gás natural, a Europa Ocidental chegava ao fim da II Guerra Mundial aferrada ao carvão. E seria em seguida inundada pelo petróleo controlado pelas "Sete Irmãs". Em 1950, a Europa Ocidental consumiu mais de 9 bmc de gás manufaturado a partir do carvão e bem menos de 1 bmc de gás natural. Àquela altura, praticamente só havia consumo europeu deste último na Itália, graças à visão de Enrico Mattei. O *boom* europeu do gás natural veio a ser fenômeno já dos anos 70 deste século, em coincidência com a entrada em declínio da II Rev. Industrial comandada pelos EUA. E a busca de soluções européias para um consumo de gás natural em explosão surge, assim, como parte do esforço da Europa Ocidental por não se deixar distanciar perigosamente, na passagem do mundo para a III Rev. Industrial.

Que dizer dos países do Terceiro Mundo, uns quantos dos quais forneceram a base física para o sistema internacional do petróleo, usado pelos anglo-saxões para manterem Europa Ocidental e Japão adstritos por muito tempo ao dípode energético carvão-petróleo? O gás natural existe em abundância em muitos deles. Considerando apenas os países da antiga área das concessões petrolíferas, associados em 1960 na OPEP, registre-se que eles dispõem, no momento, de 34,6% das reservas comprovadas mundiais de gás natural. Mas as transnacionais, que montaram nesses países a indústria do petróleo como enclaves sem efeito industrializante local, só encontraram para a riqueza gasífera deles – além da reinjeção de parte reduzida do gás aflorado para melhorar as condições técnicas dos campos – o destino inglório de ser queimada na boca dos poços. Ainda hoje, apesar dos grandes esforços que tem feito a OPEP para dar melhor emprego ao gás associado dos países-membros, a porcentagem do gás produzido que tem de ser queimado é de 33% na área da OPEP, contra a média mundial de 10%. Trata-se fundamentalmente de um problema de estágio de desenvolvimento econômico, tornado mais gritante quando se examinam, em vez de médias estatísticas, situações individualizadas. Nos Países Baixos, 1,5% do gás produzido é queimado. No Gabão, 95%.

Fonte de energia de utilização extremamente flexível, o gás natural é competidor potencial de quase todos os demais combustíveis. Mas na realidade não existe uma aplicação para a qual ele seja indispensável. No sentido em que o petróleo é dito indispensável para o transporte. Ou a fissão nuclear para a geração de eletricidade nas quantidades previstas para os próximos cinqüenta anos. O recurso ao gás natural é uma escolha voluntária de sociedades humanas chegadas a nível razoável de desenvolvimento econômico e de urbanização. Escolha que requer disponi-

bilidades de dinheiro e de capacidade técnica, mas que fornece em troca uma energia civilizada e civilizante. É entusiasmante ver o Brasil de súbito às voltas com o problema da utilização em grande escala do gás natural.

Mas se o gás natural admite grande diversidade na concepção dos sistemas destinados à sua combustão e grande flexibilidade na aplicação desses sistemas, o transporte da matéria-prima oferece certa rigidez. Exige a instalação de toda uma rede de gasodutos, estações compressoras, etc., etc. Sistemas caros mesmo em nível doméstico, e que podem atingir custos colossais quando concebidos para o comércio internacional. Neste outro nível, a alternativa aos gasodutos é a cadeia de gás natural liquefeito (GNL): terminal de exportação com usina para a liquefação do gás; frota de metaneiros, isto é, navios criogênicos habilitados a manter o líquido sob pressão adequada e à temperatura de -160° C; terminal de importação com usina de regaseificação. Embora menos rígida do que a rede de gasodutos, no sentido de que é mais fácil desviar um metaneiro da sua rota do que o gás fluindo pelos seus tubos, a cadeia de GNL também vincula normalmente um exportador de gás a determinado importador.

Cálculos mostram que para uma distância superior a 6.000-6.500 quilômetros a cadeia de GNL é economicamente preferível à rede de gasodutos. E de todo modo é a opção praticável quando se trata de comércio transoceânico. Nos anos 70, quando reinou a expectativa de escassez energética e o preço dos hidrocarbonetos era visto a subir verticalmente, o comércio do GNL pareceu a ponto de consolidar-se. Cadeias e cadeias foram projetadas, ligando entre si os continentes sem preocupação de custos e distâncias. Essa euforia está hoje muito abatida. Na prática, somente dois mercados adaptaram-se efetivamente ao recebimento do GNL: a França e o Japão. Este último absorve, por força das circunstâncias, o grosso do gás atualmente transportado por metaneiros no comércio internacional.

Deve-se também assinalar que, embora já relativamente avançada, a tecnologia do GNL ainda está na sua infância. Dificuldades reais têm aparecido nas três etapas básicas da cadeia de GNL. A possibilidade de escapes do metano liquefeito e da sua ignição explosiva, ao libertar-se das pressões extremas em que é mantido nos dispositivos criogênicos, é bem real e já provocou acidentes penosos. Um metaneiro ancorado diante de aglomeração urbana representa risco constante de catástrofe. Nos EUA e na Grã-Bretanha começam a avolumar-se os movimentos de cidadãos preocupados, sobretudo diante do expediente comercial de contornar a instalação de uma efetiva usina de regaseificação, usando os próprios metaneiros para essa atividade, em instalações de emergência.

Conforme evocado mais acima, o sistema internacional do petróleo, criado e modelado pelas "Sete Irmãs" sobre a base física dos hidrocar-

bonetos extraídos da área das concessões, teve como mercado sobretudo a Europa Ocidental e o Japão. Os EUA e a URSS conservaram-se *grosso modo*, até os anos 70, como corpos à parte no tocante à circulação dos produtos energéticos. Beneficiando-se inclusive da exploração dos seus próprios recursos gasíferos. Com a globalização do sistema internacional do petróleo, em conseqüência das transformações ocorridas ao longo dos anos 70 no terreno da energia, chegou a parecer que o gás natural ia acompanhar a nova tendência. A multiplicação dos projetos para cadeias de GNL permitia pensar na globalização também das trocas metaneiras. Essa expectativa não se concretizou. Agora em meados dos anos 80, o grosso da produção mundial de gás natural (entre 87 e 88%) continua sendo comercializado *in situ*, no país de produção. Do remanescente, que representa todo o comércio internacional do gás natural, 80% são transportados por gasodutos e somente 20% por meio de cadeias de GNL.

O comércio internacional do gás natural mantém-se estreito e compartimentado. Três zonas podem ser distinguidas, dividindo-se um planisfério por meio de linhas verticais. A zona americana, compreendendo as três Américas. A zona afro-européia. E a zona oceano-asiática. Só nesta última impera o transporte por navios metaneiros, a serviço quase todos do grande cliente, o Japão; nela situa-se também o maior exportador mundial de GNL: a Indonésia. Na zona americana avantajam-se os EUA, país onde se encontra a maior e mais complexa das indústrias gasíferas do mundo ocidental. Indústria totalmente privada, tanto na produção, como na transmissão e distribuição do gás, mas que até muito pouco tempo atrás tinha esses três setores sujeitos a estritas regulamentações governamentais. A desregulamentação da indústria americana do gás é fenômeno importante da atualidade, com repercussões por exemplo na queda do preço internacional do petróleo, mas não será possível aventurarmo-nos, aqui, nesse labirinto.

A zona realmente importante, quando se fala hoje de comércio internacional do gás natural, é a afro-européia. Os países da CEE constituem o maior mercado importador do mundo, em plena expansão, e na zona encontram-se o maior produtor e exportador mundial, a URSS (abstração sendo feita da circunstância de estarem fisicamente na Ásia os principais campos gasíferos desse país), além de dois outros exportadores de monta: a Argélia e a Noruega. A decisão dos europeus ocidentais de diversificarem o seu perfil energético, diminuindo no mesmo passo a dependência em relação a exportadores de fora do compacto por eles formado, é uma das principais linhas de forças determinantes da politização do comércio internacional do gás natural. Uma outra dessas linhas decorre, evidentemente, da dificuldade de alcançar os objetivos europeus sem tomar em conta a URSS.

Antes de passar ao exame dessa zona central, seja dito que vamos deixar de lado a Grã-Bretanha, importante consumidor, produtor e importador de gás natural, mas que timbra em agir isoladamente dos países do bloco continental europeu. A estrutura do comércio internacional do gás na zona afro-européia costuma ser por isso descrita como comportando um oligopólio, do lado da oferta, fazendo frente a um duopsônio, do lado da demanda.

Característica comum aos países que nos interessarão na zona afro-européia, tanto exportadores (Argélia, Noruega, Países Baixos e URSS) como importadores (Bélgica, França, Itália e RFA) é disporem de uma grande empresa estatal ou semi-estatal incumbida das operações de compra e venda do gás natural no âmbito internacional. Somente a RFA escapa a essa regra. E só no caso da URSS e da Argélia chegam as empresas em causa ao grau de estatização típico das economias centralmente planificadas. Mas mesmo quando o quadro gasífero doméstico mostra-se parcelado e concorrencial, com grupos públicos e privados, a tendência na área sob enfoque é negociar o comércio transfronteiriço do gás natural através de uma voz privilegiada. Como acentua o norueguês Oystein Noreng: "O desenvolvimento do mercado do gás na Europa Ocidental deve muito pouco às forças anônimas do mercado. Trata-se, antes, da aplicação de estratégias conscientes; de confrontação de forças; e eventualmente de relações de cooperação."

O trabalho de Noreng a que acabamos de referir-nos foi apresentado em junho de 1983 a um colóquio na Universidade de Nice, cujas Atas estão publicadas pela *Economica*, de Paris, sob o título: *L'Europe et la Coopération Internationale dans le Domaine Energétique.* Destaca-se aí o relatório geral sobre gás natural, apresentado por Jacques Percebois, um professor da Universidade de Grenoble II, grande especialista na matéria. Outro excelente trabalho seu, "Gas market prospects and relationship with oil prices", figura no número de agosto de 1986 da revista trimestral inglesa *Energy Policy*. Para arrendondar esta rápida digressão bibliográfica, recomende-se o livro de J. D. Davis: *Blue Gold* – The Political Economy of Natural Gas, London, Allen & Unwin, 1984).

Para captar em todas as suas filigranas o jogo europeu do gás natural seria necessário destrinçar as diversas situações nacionais e estabelecer os inter-relacionamentos que ligam os leques de interesses assim evidenciados. Tarefa fora do nosso alcance. Vamos apenas focalizar a dimensão política que capeia tudo, graças ao trabalho de instituições como a CEE ou a Agência Internacional da Energia (AIE). Sem jamais esquecer a existência de uma outra dimensão unificadora, que passa subjacente ao jogo ostensivo: a ação das grandes companhias petrolíferas.

Não será possível estendermo-nos aqui neste último tema. Mas é indispensável acentuar o papel determinante de duas dessas companhias – a *Shell* e a *Exxon* –, tanto na criação da indústria gasífera da Europa Ocidental quanto na estruturação do comércio intereuropeu do gás natural. Elas descobriram em conjunto o campo supergigante de Groningen (P.B.), ponto de apoio da revolução gasífera na Europa. E se a empresa que fala pelos Países Baixos nas negociações em torno do gás natural é a *Gasunie*, quem opera o campo de Groningen e participa das inúmeras combinações que constituem a espinha dorsal do sistema de transporte intereuropeu do gás é a *Nederlandse Aardolie Maatschapij (NAM)*. Na *Gasunie* o Estado neerlandês tem 10% das ações, diretamente, mais 40% através da velha empresa pública do carvão; a *Shell* e a *Exxon* têm 25% cada. Já a *NAM* é parceria exclusiva das duas transnacionais. A liderança da *Shell* e da *Exxon* em tudo o que diz respeito ao gás natural estende-se, aliás, ao mundo. Cada uma delas detém nos seus domínios reservas comprovadas de gás natural quase tão importante quanto as reservas próprias de petróleo. Em conjunto, possuem reservas gasíferas superiores à soma das outras cinco "Irmãs". O peso das duas companhias na economia do gás na RFA é talvez maior do que nos Países Baixos, e elas estão fortemente presentes nos campos produtores da Noruega. Na verdade, se se raspam os negócios do gás, na Europa Ocidental, é quase certo encontrar por baixo a *Shell* ou a *Exxon*, ou as duas em tandem.

Tem interesse, assim, acentuar que a *Shell* continua a utilizar, no planejamento global das suas diversas atividades, o conceito por ela batizado *WOCANA* ("world outside communist areas and North America"), e que corresponde à situação descrita mais acima (parágrafo 10), de um mercado internacional com regras próprias, distintas das aplicadas nos EUA e no bloco comunista. Vista à luz do *WOCANA*, a zona afro-européia do comércio internacional do gás natural apresenta uma vívida diferença em relação à divisão do mundo que antes evocáramos. Em vez de parte integrante da zona afro-européia, um dos supridores naturais de gás para essa região, a URSS, surge como elemento estranho, pesando nas fronteiras orientais da zona. Um dos pontos de contenção que politizam o gás natural na Europa é, precisamente, a maneira como se encara o papel da URSS. Na sua intervenção no mencionado colóquio de Nice, o professor norueguês O. Noreng descreveu com muita agudeza e isenção de ânimo as diversas possibilidades surgidas em torno desse problema.

> "Dans un marché de gaz européen exclusivement objet de considérations économiques, la part de la Norvège serait restreinte comme un complément plus cher à des plus forts volumes de gaz soviétique vendu à des prix plus bas. Le problème pour la

> Norvège n'est pas seulement que son gaz soit difficile et cher à extraire, mais également que le gaz soviétique peut être offert à des prix inférieurs, quelque soit le prix norvégien. Ainsi, dans une situation de détente politique avancée en Europe, la Norvège pourrait avoir intérêt à s'entendre avec les autres vendeurs de gaz, surtout avec l' URSS, et même de participer à un cartel de gaz assurant des parts de marchés fixes.
>
> Dans une situation politique plus tendue en Europe, le gaz norvégien devient plus attrayant aux yeux des consommateurs, comme un substitut au gaz soviétique. Cependant, il y a également une question du prix. Les contrats de gaz soviétiques n'apportent pas seulement de l'énergie aux consommateurs européens, mais également du pouvoir de négociation à la Norvège et à l'Algérie. Un barrage institutionnel au gaz soviétique, l'empêchant de pénétrer en Europe de l'Ouest, changerait les rapports de force en faveur des deux autres vendeurs de gaz. La Norvège ne peut pas, et ne voudrait pas, offrir le gaz au même prix que l'URSS." (op. cit., pg. 212).

Das alternativas políticas visualizadas por Noreng, a da cooperação pan-européia em matéria de energia bem poderia ter sido. Na Conferência sobre a Segurança e a Cooperação na Europa (Helsinki, julho de 1973), tal como nos debates que se desenrolaram em Genebra (1973 a 1975) para ultimar a Ata Final da Conferência, os soviéticos propuseram uma série de projetos grandiosos conducentes à criação de infra-estrutura energética comum ao Continente. Os ocidentais mostraram preferir, inclusive por restrições ao tipo de planificação excessiva das propostas soviéticas, projetos de ordem setorial e técnica ligados a situações concretas. Mas a Ata Final (assinada em agosto de 1975) encampou o princípio da cooperação energética pan-européia, e em obediência a isso foi depois criada, no âmbito da Comissão Econômica para a Europa (órgão das Nações Unidas), um grupo de Conselheiros Governamentais para Assuntos da Energia. À medida, porém, que passou a desfazer-se a *détente*, da segunda metade dos anos 70 para cá, essas idéias de cooperação têm marcado passo.

Não é fácil de todo modo, para os europeus, abstraírem-se da presença ao lado deles do maior produtor e exportador de gás natural do mundo. Habilitado a fornecer-lhes o produto a preços imbatíveis. E com o atrativo adicional de ser cliente ávido para os equipamentos pesados da Europa Ocidental. Na abertura dos anos 80, quando ocorreu a inversão nas perspectivas energéticas mundiais e os projetos faraônicos dos anos 70 foram sendo arquivados por toda parte, firmas siderúrgicas e metalúrgicas da Europa Ocidental viram a URSS como uma porta de escape à

recessão. A determinação dessas firmas de não deixarem escapar os negócios aparecidos a Leste terá talvez pesado mais do que considerações propriamente gasíferas, na tenaz resistência das capitais européias aos esforços do Governo Reagan por fazer fracassar o projeto do segundo gasoduto siberiano.

Como é notório, em novembro de 1982 Washington abandonou a tentativa de barrar o gasoduto Urengói-Europa Ocidental. Mas em troca da promessa dos aliados europeus de que iriam estudar, com atenção, as implicações para a segurança do Ocidente do comércio Leste-Oeste e da transferência de tecnologia para a URSS. Os estudos prometidos foram conduzidos em quatro instituições distintas: a OTAN, a OCDE, a Agência Internacional da Energia (AIE) e o *CoCom* (*co*mitê formado pelos membros da OTAN, menos a Espanha e a Irlanda mas incluindo o Japão, para supervisionar e vetar o comércio com o bloco *com*munista). Não haverá espaço para acompanhar os resultados obtidos nessas várias instâncias, mesmo porque os estudos foram em geral mantidos secretos. Houve, contudo, escapes suficientes para saber-se que os EUA exerceram forte pressão contra a idéia de um terceiro gasoduto Sibéria-Europa Ocidental, a ser posto em funcionamento nos anos 90, além de tornarem muito mais rígidas as interdições a transferências de tecnologia para a URSS. O estudo mais pertinente, do ângulo em que estamos abordando o assunto, foi o da AIE, preparado em ritmo de urgência para submissão ao vértice dos sete principais países industrializados do Ocidente, em Williamsburg (maio de 1983). Conforme comentários de imprensa, na época, e artigos mais doutos aparecidos posteriormente em revistas, os EUA lograram incluir no estudo a idéia de que deviam ser evitadas situações nas quais um país da OTAN se encontrasse a importar da URSS mais de 30% das suas necessidades de gás natural. Na primeira metade de maio de 1983, sessões combinadas da AIE e da OCDE realizaram-se em Paris, a fim de que os Ministros da Energia dos países da OCDE (a AIE é órgão desta associação maior, mas dela não faz parte a França; o estudo da Agência foi assim encampado pela OCDE para ter o aval francês) o aprovassem a tempo para Williamsburg. O comunicado final das sessões em causa indicou haverem os Ministros "tomado nota dos riscos potenciais implícitos num nível elevado de dependência em relação a um único país supridor". Os Ministros tinham também concordado "em procurar evitar dependência indevida relativamente às fontes de suas importações de gás natural, bem como cuidar de obter de fontes seguras seus futuros suprimentos de gás". Como "fontes seguras" foram especificamente mencionados o gás da América do Norte e o campo norueguês de Troll.

15 de setembro de 1986

3. A Noruega Firma Posições

Em meados de 1984, a Agência Internacional da Energia (AIE) fez circular entre os seus 21 membros um questionário para reavaliação das necessidades de obter gás natural, em que pudessem encontrar-se os países da associação, no prazo médio. O sentido de urgência que um ano antes cercara esse assunto, em meio à confrontação dos europeus com os EUA a propósito do gasoduto Urengói-Europa Ocidental, abatera bastante. Mas apesar de as projeções da demanda terem sido reduzidas por toda parte, o estudo da AIE, em meados de 1984, concluiu pela imprescindibilidade de começar-se a preparar uma fonte segura de gás natural para a Europa Ocidental, capaz de cobrir a carência de oferta que deve fatalmente sobrevir na segunda metade dos anos 90.

O conceito operativo, nessa conclusão da AIE, era o de "segurança do suprimento". A velha preocupação comercial de obter o mais baixo preço sustentável pelo mercado tinha sido substituída – nos conciliábulos políticos em torno do Vértice de Williamsburg (maio de 1983) – pelo critério de "fonte segura". No caso da Europa Ocidental, isso significava concretamente: não deixar a dependência da região diante do gás da URSS crescer além da situação já criada pelo gasoduto siberiano (30% no máximo); tampouco deixar crescer a dependência diante do gás da Argélia, país da OPEP, ou seja, do Terceiro Mundo, com todas as reivindicações incômodas aí implícitas.

Postas essas duas exclusivas, a fonte que se impõe naturalmente para assegurar a tranqüilidade gasífera da Europa Ocidental, até as primeiras décadas do sec. XXI, é a Noruega. Solução com o pleno beneplácito de Washington. Mas que precisava, para firmar-se, da aceitação pelos compradores da premissa de que segurança tem um preço.

O que já se conhece das riquezas gasíferas da Noruega, ao largo da costa, permite falar em reservas recuperáveis de quase 3 trilhões de metros cúbicos. A viga-mestra do sistema é o campo de Troll, com reservas comprovadas (1986) de 1.200 bilhões de metros cúbicos. Troll encontra-se, no entanto, a quase 200 quilômetros da costa, sob uma coluna de água de 336 metros, e o gás se acha no interior da camada rochosa pouco espessa de cerca de 700 quilômetros quadrados de extensão. Há poucos anos atrás, essas condições punham a extração do gás quase fora do alcance da tecnologia existente. Complicação adicional vinha da existên-

cia, por debaixo do gás, de uma camada rala de petróleo de boa qualidade. Cerca de 130 milhões de toneladas de reservas recuperáveis, ou quase tanto quanto o campo de Statfjord, sobre o qual a Noruega construiu sua importância como país exportador de hidrocarbonetos. Por motivos técnicos, esse petróleo terá de ser extraído antes do gás. De outro modo ficará provavelmente perdido para sempre.

País de economia sobriamente igualitária, preocupado desde que se revelou sua riqueza de hidrocarbonetos em não deixar os petrodólares desestabilizarem seu quadro social, a Noruega tem procurado desenvolver os recursos de petróleo e gás de maneira planejada e gradual. Em meados de 1984 tinha-se tornado claro que Oslo não conceberia engajar os recursos do campo de Troll, numa qualquer composição internacional, antes de assegurar o escoamento do gás de um campo menos importante, o Sleipner.

A área de Sleipner, bem ao sul da de Troll e a meio caminho entre a costa da Noruega e a da Inglaterra, cobre cinco blocos operativos, para os quais licenças de exploração foram dadas à *Exxon* (40% dos três blocos principais) assim como à *Elf* e *Total* (32% em conjunto, no bloco menos importante). A *Statoil* detém 50% de todas as licenças e a *Norsk Hydro* (companhia mista em que o Estado detém 51% das ações) também tem sua presença bem marcada. Em princípios de 1985, uma publicação oficial do Ministério do Petróleo da Noruega atribuía às duas estruturas, Oeste e Leste, do principal bloco da área de Sleipner, 186 bilhões de metros cúbidos de gás, 45 milhões de metros cúbicos de petróleo e 19 milhões de metros cúbicos de condensado. Um acordo preliminar para a compra, processamento e transporte do gás dessas estruturas havia sido assinado, em fevereiro de 1984, entre a *Statoil* e a *British Gas Corporation (BGC).*

A Noruega pretendia, assim, entender-se com o monopsônio britânico, antes de voltar-se para o continental. E queria tratar isoladamente com cada um dos dois blocos compradores, a fim de melhorar sua margem de manobra no tocante a preços. Nas negociações que levaram ao acordo de fevereiro de 1984, a *Statoil* tinha recusado por exemplo a sugestão britânica de uma ligação entre a Ilha e o Continente, por onde fazer passar o excesso da produção de Sleipner. O interlocutor da *Statoil* em todas essas enroladas negociações havia sido, naturalmente, a *BGC*. Empresa legalmente encarregada de assegurar o suprimento de gás a 16 milhões de clientes britânicos, e para tanto investida do monopólio da compra e venda do gás natural, na Grã-Bretanha. O acordo em torno de Sleipner fora concluído no quadro dessas atribuições, com vistas a não deixar reduzir-se o fluxo de gás norueguês para a Ilha, quando começarem a declinar nos anos 90 as reservas do campo de Frigg, fonte atualmente em uso. Mas o que parecia um contrato em boa e devida

forma, destinado a vencer rapidamente as instâncias governamentais, foi transformado pelas forças internas e transnacionais inimigas da *BGC* no instrumento com que ferir mortalmente a empresa estatal.

No seio do Governo britânico, somente o Ministério do Exterior seguiu dando apoio ao contrato de Sleipner, em função de engajamentos da GB no quadro da CEE. O Tesouro alinhou-se nitidamente com as transnacionais do Mar do Norte. E o Ministério da Energia procurou comprometer-se o menos possível. Encampando tudo estava, evidentemente, a determinação privatizante de Mrs. Thatcher, que nesse episódio mostrou-se firme inclusive diante das pressões de Washington, onde os noruegueses não cessavam de agitar a carta da "segurança do suprimento"

Em fevereiro de 1985, após um ano de tergiversações, o Governo britânico vetou o contrato assinado pela *BGC*. Anunciando a medida na Câmara dos Comuns, o Secretário da Energia explicou que descobertas de gás haviam sido feitas recentemente na zona britânica do Mar do Norte, em volumes tão importantes que se tornara "desnecessário" importar gás nos anos 90, nas proporções antes imaginadas. Esse tinha sido o tempo todo o argumento das companhias petrolíferas, capitaneadas no caso pela *British Petroleum*. As companhias costumam cercar de segredo o volume exato das reservas de hidrocarbonetos de que dipõem. Quando se torna interessante para elas, como foi o caso no episódio de Sleipner, procedem a "realiavações" das reservas de campos conhecidos, ou revelam "descobetas", produzindo rapidamente uma nova visão da realidade. Foi o que elas fizeram na GB, ao longo de 1984, com o auxílio apropriado de umas quantas firmas de consultoria. A *BGC* contestou continuamente o bem fundado das asserções das companhias e consultantes, mas cedo se tornou claro que estava em marcha uma operação de enfraquecimento da empresa, com o beneplácito do próprio Governo. A decisão governamental de fevereiro de 1985 deixou a *BGC* potencialmente inabilitada para atender à demanda doméstica na segunda metade dos anos 90, e reforçou o poder de barganha das operadoras do Mar do Norte, que esperam poder afinal introduzir o seu gás na Ilha, nas condições favoráveis que elas não podiam obter em virtude do poder monopolístico da *BGC*. De resto, a privatização final da empresa está em marcha, neste momento. Até dezembro de 1986 deverá estar concluída a transformação da *BGC* em empresa privada. Lotes de ações estão sendo oferecidos inclusive no estrangeiro.

É interessante observar, embora seja difícil dizer em que medida tal circunstância pesou no resultado final, que além das considerações de longo alcance acima mencionadas, a *Shell* e a *BP* não tinham qualquer vantagem comercial a tirar da venda do gás de Sleipner. No nível das

"Irmãs", tratava-se de negócio do interesse exclusivo da *Exxon*, proprietária de 40% do gás a ser entregue.

Pode-se imaginar o desapontamento e irritação com que Oslo recebeu o *forfait* britânico. Em declaração aos jornais, o Ministro do Petróleo, Káre Kristiansen, assinalou sua decepção em face tanto da decisão quanto da maneira como Londres conduzira as negociações. A não realização do projeto de Sleipner perturbava os planos noruegueses de desenvolvimento ordenado dos recursos gasíferos do país, e representava forte golpe para a indústria nacional do *offshore*: os fabricantes de plataformas e as companhias de serviços. Num primeiro momento pareceu que o vazio surgido ia possibilitar o fortalecimento, na Noruega, das correntes que pugnam pela "alternativa petróleo". Ou seja, o aumento contínuo da produção petrolífera. Indiferentemente ao que isso possa significar em termos de confrontação com a OPEP. E deixando o gás para melhores tempos. Esta última perspectiva parece extremamente perigosa para os partidários de um desenvolvimento equilibrado de petróleo e gás. Se a Noruega deixar para vender seu gás no próximo século – insistem eles –, vai encontrar já preenchida o que podia ser sua parte do mercado. Contra ventos e marés, o segundo grupo começou imediatamente a trabalhar junto ao monopsônio continental para o escoamento do gás de Troll. Para dar uma idéia das dificuldades que o esperavam, cite-se o julgamento emitido pelo *Energy Economist,* de Londres, na edição de fevereiro de 1985:

> "Troll is a very marginal, many would argue uneconomic, project on present predictions of market conditions in the 1990s. It requires a very large amount of capital to be committed many years in advance of production. It is not certain that such a project can be sold to Continental countries in the mid 1980s even if Sleipner is taken by the UK. With Sleipner still available, it would be surprising if other importers had any interest in even discussing Troll."

O campo de Troll comporta dois grandes blocos: Oeste e Leste. Uma decisão do Parlamento norueguês (*Storting*), em 1983, reservou Troll-Leste para companhias nacionais: *Statoil* – 85%; *Norsk Hydro* – 9%, *Saga* (grupo privado) – 6%. Em Troll-Oeste, a *Statoil* tinha participação de 50%; a *Shell* – 35%; a *Norsk Hydro* e dois grupos americanos (*Conoco* e *Superior*) – 5% cada. Como parte das negociações com o consórcio comprador, as companhias envolvidas na oferta procederam à "unitização" do campo. Trata-se de figura jurídica própria à indústria petrolífera e que implica a exploração em comum, em igualdade de condições, de um conjunto de concessões

de características variadas. A *Shell* surgiu como detentora de 20% do campo "unitizado", e foi investida da função de operadora na fase de desenvolvimento. Na altura de 1991 ela deverá passar o facho à *Statoil*, que se tornará a operadora da comercialização do gás.

O acordo preliminar em torno do gás de Troll foi anunciado a 2 de junho de 1986, pondo fim a 18 meses de árduas negociações. E tem interesse saber que o contrato só pôde ser fechado, nos últimos dias de maio, quando o campo de Sleipner (pense-se nos 40% ali detidos pela *Exxon*) foi adicionado inesperadamente ao bolo.

A adjunção do gás de Sleipner não somente permitiu satisfazer a todos os interesses do lado da oferta, como deu azo também à Noruega para um salto conceitual de importância. Até agora, vinha aquele país tendo de buscar compradores para seu gás, campo por campo. E com o complicador adicional de que era recomendável dar saída primeiro aos campos de extração menos custosa. O acordo de 2 de junho de 1986 refere-se a uma determinada quantidade (450 bmc) de "gás norueguês", a ser entregue sob fórmula única de preço ao longo de 27 anos. A Noruega firmou-se, assim, como supridora regular de gás natural para a Europa Ocidental, com potencialidade inclusive para vir a ser o mais importante supridor em começos do sec. XXI. E a *Statoil* obteve considerável flexibilidade para os seus fornecimentos. Poderá recorrer a diferentes campos, na ordem que lhe convier, inclusive trazendo para o bolo – quando isso se tornar economicamente justificável – gás de águas profundas.

Há quem diga que a Noruega foi ajudada na consolidação dessa nova abordagem do seu comércio internacional do gás pela *Gaz de France (GdF)*. A *GdF* integra – com a *Ruhrgas, BEB* e *Thyssengas* (RFA); *Gasunie* (PB), e *Distrigaz* (Bélgica) – o consórcio comprador do gás norueguês. Nos últimos dias de maio de 1986 veio a público que uma outra companhia francesa, a *Elf*, estava conduzindo há um ano negociações secretas com os noruegueses, com vistas a obter para si o gás de Sleipner. A *Elf* é importante supridora do mercado doméstico francês, graças ao famoso campo gasífero de Lacq. Este está entrando em declínio e a companhia buscava tanto uma fonte de substituição para Lacq, como ampliar suas posições já bastante expressivas nos hidrocarbonetos da Noruega. A investida da *Elf* não convinha, contudo, à *GdF*, com seu virtual monopólio sobre as importações de gás na França. Gestões da *GdF* nos gabinetes apropriados, em Paris, tiraram a *Elf* da jogada. A *GdF* tomou para si os 4 bmc de gás de Sleipner que estavam em discussão, permitindo com isso o arredondamento da oferta e o fechamento do acordo. Um dos escolhos que foram aí superados foi o da rota a ser seguida pelo segundo gasoduto implícito nas negociações. Havia fortes pressões no sentido de fazê-lo desembocar em Zeebrugge (Bélgica), mas antes de a *GdF* constituir-se compradora dos

4 bmc adicionais de Sleipner essa rota parecia injustificada do ponto de vista comercial. É provável que a *GdF* vá acabar dispondo de gás em excesso sobre as necessidades francesas. Mas o acordo de 2 de junho abre perspectivas para fazer o gás norueguês chegar à Espanha, Itália e mesmo Suíça. Com a criação da terminal de Zeebrugge, a França estará a calhar para o papel de base de redistribuição do gás norueguês aos novos mercados europeus. Livre do controle que a *Ruhrgas* procura manter sobre o gás chegado pela terminal de Emdem (RFA), e que continuará a ser utilizado.

O item mais ardorosamente debatido, ao longo das negociações entre a *Statoil* e o consórcio continental, foi evidentemente a questão do preço. Há alguns anos o mercado do gás vem-se mostrando crescentemente comprador. A tendência tomou impulso no início de 1986, com o colapso no preço do petróleo. Grandes projetos em estudo para o fornecimento de gás da África ou Oriente Próximo à Eurc pa Ocidental começaram a ser arquivados. Logo, porém, surgiram vozes alertando os continentais para os perigos de uma visão puramente comercial e imediatista do preço do gás. Em entrevista de grande repercussão a *Le Monde,* a 18.02.86, André Giraud (na época ex-Ministro da Indústria da França, e hoje de volta ao Governo) desenvolveu esse ponto: "No tocante ao gás, e necessário ser extremamente prudente e ponderado. Um barril de bruto a 15 dólares corresponde ao milhão de BTU cotado a 2,2 dólares. Ora, a esse preço e com exceção dos contratos já em marcha, somente o gás soviético poderá ser posto de futuro na Europa Ocidental. O gás argelino custa mais de 2 dólares por milhão de BTU apenas de transporte. O transporte de gases mais distantes, como os do Oriente Próximo, vai além de 4 dólares. Daí um risco evidente de dependência excessiva diante da União Soviética, que poderia ter por efeito levar a Europa a limitar a parte do gás no seu perfil energético."

Foi preciso, assim, encontrar um ponto de equilíbrio entre a percepção dos compradores de que tinham de pagar algo pela "segurança do suprimento" e a resignação da Noruega às realidades do mercado comprador. Um acordo básico foi alcançado na altura de março de 1986. Conforme dados aparecidos na época no *International Gas Report*, de Londres, os principais pontos já acertados eram: (a) flexibilidade nos levantamentos, permitindo a cada comprador fazer oscilar suas compras efetivas entre 80 e 105 por cento da quantidade contratada; (b) cláusula de revisão do preço, uma para cada país comprador, de maneira a manter o gás competitivo no respectivo mercado nacional; (c) vinculação do preço a uma cesta onde o preço do petróleo será representado pelos preços do diesel e do óleo combustível e que incluirá também, como indicadores, a eletricidade e o carvão; (d) introdução de um mecanismo de proteção

dupla para os índices: quando sobe o preço do petróleo, elementos de inflação reduzem o impacto disso sobre o gás, mantendo-o mais competitivo com a eletricidade e o carvão; quando baixa o preço do petróleo, a queda é refletida diretamente no preço do gás, permitindo-lhe competir mais eficazmente com os combustíveis petrolíferos. Fórmulas pioneiras desse mecanismo de proteção dupla foram negociadas, em 1985, entre os compradores europeus e os Países Baixos (como exportador) e a URSS. Por mais de uma década os contratos gasíferos tinham tido de tomar em consideração preços ascendentes para o petróleo. Tratava-se agora de assegurar a transferência rápida e tranqüila, para o preço do gás, de preços petrolíferos em declínio. Alguns comentaristas pretendem que o modelo negociado para Troll é o mais avançado de quantos visem a enfrentar as duas situações: preços em alta ou em baixa.

Mas apesar de todas essas concessões, é evidente que o acordo do Troll-Sleipner parte da premissa de que o preço do petróleo estará em ascensão nos anos 90. A factibilidade econômica do projeto exigirá um barril de bruto a 20 dólares ou mais, no início da próxima década, quando estiver sendo erguida a plataforma única de Sleipner. E um barril bem mais caro, na altura de 1996, quando for posta em serviço a plataforma de Troll. A este propósito convém lembrar a existência daquela camada de óleo por debaixo do gás de Troll. Há alguns anos atrás a necessidade de extrair prioritariamente esse petróleo era vista como um complicador para qualquer ensaio de comercialização do gás de Troll. Agora, e conforme ouvimos ser dito peremptoriamente por um alto funcionário da *Shell* ligado ao projeto Troll, a maior parte desse petróleo foi declarada "irrecuperável". Considerando que o projeto está sendo posto em marcha dentro da expectativa de um barril de bruto tão caro, em preço nominal, quanto o de alguns anos atrás, parece possível concluir que a decisão de abandonar esse petróleo enquadra-se, na verdade, em tendência para a qual já mais de uma vez chamamos a atenção. O mundo industrializado afastar-se-á do petróleo, à medida que se for tornando inevitável uma volta em força da OPEP.

Como se tornou claro ao longo deste comentário, o lado da oferta no acordo sob exame não corresponde exatamente ao conceito de "Noruega", usado para simplificar. Esse conceito acoberta uma série de interesses transnacionais, cada um deles preocupado apenas em retirar o máximo de rentabilidade para si da operação. Toda uma acerba barganha esteve-se desenvolvendo, no quadro interno norueguês, em torno da divisão dos custos (dois terços tiveram de ser assumidos pelo Governo) e sobretudo dos lucros. Em meados de julho o Ministro das Finanças da Noruega deu a público o esperado pacote de medidas fiscais destinadas a incentivar as companhias. Entre outras coisas foi tornada mais rápida a

depreciação dos investimentos de capital e aboliram-se os pagamentos de regalias ao Estado. As companhias, como de esperar, acharam pouco, com a *Shell* iniciando uma operação de *brinkmanship*. Um dos prazos cruciais estabelecidos pelo acordo preliminar de 2 de junho era a apresentação pela *Shell* (operadora do projeto), até 15 de setembro de 1986, dos planos definitivos para a etapa de desenvolvimento dos campos. A companhia prendeu o quanto pôde esses planos, enquanto gestões eram feitas para melhorar a "comercialidade" do projeto. Foi só numa reunião crucial, a 11-12.09.86, que os diversos interesses do lado da oferta chegaram a um acerto final entre eles. O acordado está sendo agora submetido ao *Storting*, e como há referendos também a serem obtidos no lado dos compradores, o acordo não estará pronto para entrar em execução antes do fim de 1986.

15 de outubro de 1986

4. A Bacia do Pacífico Norte

Em comentário anterior assinalamos a existência de três zonas distintas para o comércio internacional do gás natural, na presente fase histórica. Dividindo-se verticalmente um planisfério podem ser distinguidas: a zona americana, a afro-européia e a oceano-asiática. Já focalizamos os desenvolvimentos recentes na zona afro-européia, vistos através do acordo entre a Noruega e alguns países da Europa Ocidental para o fornecimento de gás dos campos de Troll e Sleipner. Hoje voltaremos nossa atenção para a zona oceano-asiática, ou mais especificamente para a Bacia do Pacífico Norte.

Os EUA também são importante integrante dessa bacia. Inclusive participam, graças ao Alaska, do comércio internacional do GNL na área em apreço. Mas na nossa análise eles serão deixados de fora, assim também como os países da América Latina com costas para o Pacífico Norte, a URSS e a China. Para efeitos práticos, três grupos de países têm relevância atual no aproveitamento do gás natural na área do nosso enfoque. O primeiro é o dos países industrializados ou em industrialização importadores da matéria-prima. Além do Japão, incluem-se nesse grupo os NPI ("novos países industrializados") da borda asiática: Cingapura, Coréia do Sul, Formosa e Hong Kong. Num segundo grupo entram a Austrália e a Nova Zelândia. Países desenvolvidos, com alguma riqueza energética, para cujo aproveitamento regional são no entanto necessários pesados investimentos. Temos, finalmente, os países em desenvolvimento do Pacífico Norte, distribuídos em dois subgrupos: o dos exportadores de hidrocarbonetos (a Indonésia, membro importante da OPEP, e dois integrantes da área NOPEP: Malásia e Brunei) e os importadores líquidos de energia: as Filipinas, a Tailândia.

Conforme assinalado, a compartimentação em três zonas do comércio mundial do gás é fenômeno historicamente transitório. Nos anos 70 a tendência foi a globalização desse comércio. E muitos analistas antevêem a volta à multipolarização das trocas, no séc. XXI.

No romper dos anos 70, a subida do preço do petróleo e os progressos ocorridos na concepção e construção dos navios metaneiros permitiram o crescimento do preço *net-back* do gás exportado, sem aumento imediato do custo de produção. Fizeram também esperar importantes economias de escala, tudo isso levando à multiplicação dos

projetos de cadeias de GNL entre pontos distantes do globo. As expectativas não se concretizaram totalmente, porém. A crise econômica mundial trouxe o crescimento inflacionário do preço dos equipamentos, a taxa dos juros aumentou e tornou-se necessário obter prazos mais curtos para a reconstituição dos capitais. No tocante ao gás natural, as cadeias de GNL interzonais tornaram-se crescentemente desinteressantes. E a tendência ao petróleo barato, que se instalou com a chegada dos anos 80, só acentuou essa nova realidade.

Diferentes fórmulas são usadas para vincular o preço do gás exportado internacionalmente ao preço do petróleo no mesmo mercado, mas até hoje não foi possível escapar dessa vinculação. Preços petrolíferos em declínio significam preços menores para o gás. O custo do transporte do gás, no entanto, não baixa correspondentemente. Exige, ao contrário, investimentos iniciais que evoluem em função da conjuntura financeira internacional. No caso das cadeias de GNL, passaram a ser necessárias somas colossais. O contrato recentemente assinado entre Tóquio e Canberra para o fornecimento, já nos anos 90, de gás da plataforma noroeste da Austrália vai exigir, por exemplo, investimentos da ordem de 7 bilhões de dólares antes de poder ser feito o primeiro embarque.

Que contratos desse porte continuem a ser assinados na Bacia do Pacífico Norte, e que essa região se mantenha como o grande reduto do comércio de GNL, deve-se antes de mais nada à situação especial do Japão. Embora sua parte do consumo mundial de gás natural não seja superior a 2,5% o Japão absorve – por causa da sua destituição quase completa de recursos energéticos e da sua natureza insular – 70% das exportações mundiais de GNL. Alaska, Brunei, Indonésia, Malásia e Abu Dhabi já são fornecedores ativos do mercado japonês. A Austrália prepara-se para isso. O Canadá, o Catar e a Tailândia têm aspirações no mesmo sentido, mas aparentemente sem muita chance no prazo médio. Negociações vêm-se desenvolvendo entre o Japão e a URSS para fornecimentos a partir da Ilha Sacalina. Previsões do Instituto japonês de Pesquisa Marítima, publicadas em princípios de 1986, dão a demanda de GNL do país crescendo dos atuais 26 milhões de toneladas por ano para 37,5 mt, em 1990, e 43 mt no fim do século.

A importância adquirida pelo gás natural no balanço energético do Japão decorre tanto dos atributos desse combustível quanto de questões ligadas à posição internacional daquele país e às suas ambições políticas.

Dentre os grandes países industrializados o Japão é o de maior dependência externa no tocante às fontes de energia primária. Apesar dos grandes esforços de substituição e diversificação, incentivadas ao longo dos anos 70, o Japão ainda importa a quase totalidade do petróleo que consome, cerca de 90% do gás natural e 80% do carvão. O país tem

avançado e bem-sucedido programa nuclear, mas seu desenvolvimento industrial ainda requer importante contribuição da termelétrica. Daí nasceu o principal estímulo à importação de gás natural, quando as pressões da defesa do meio ambiente tornaram imperativa a busca de um combustível pouco poluidor. O gás natural, com as suas qualidades de limpeza na queima e alta eficiência de combustão, veio a ser a resposta ideal. Cerca de três quartos do consumo atual de gás, no Japão, vão para a produção de eletricidade. As companhias que produzem a eletricidade têm suas próprias instalações para a importação do gás, e o negócio importador é gerido por elas, em associação por vezes com as companhias de distribuição doméstica do gás.

Para um país na situação de dependência energética do Japão, a segurança dos suprimentos sobrepõe-se a considerações de preço. Tóquio tem, assim, mostrado alguma disposição a pagar pelo gás importado preços capazes de compensar a montagem da cadeia de GNL. E a estimular um pouco por toda parte projetos de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos. Através da *Japan National Oil Corporation*, o Governo japonês financia até 80% dos custos de projetos coordenados no exterior por companhias do Japão. Além disso, o *Export & Import Bank of Japan Ltd.* é usado para canalizar dinheiro governamental com o mesmo objetivo, enquanto o *Japan Development Bank* fornece empréstimos em condições favoráveis às partes estrangeiras. Graças a esses incentivos financeiros e ao ativo apoio diplomático do Governo de Tóquio, as companhias japonesas mostram-se particularmente presentes nos hidrocarbonetos da Ásia e Oceania. Vêm tendo elas parte importante no desenvolvimento do petróleo e do gás da Indonésia. Na Tailândia, a *Mitsui Oil Exploration* e a *Maruzen,* diretamente ou com sócias da *South East Asia Petroleum Exploration*, mantêm programas de pesquisa e lavra, já tendo inclusive começado a produzir gás no campo *offshore* de *Erawan.* A presença japonesa pode ser vista nos hidrocarbonetos da Malásia, de Brunei e da Austrália.

Num livro recente (*Natural Gas Trade in North America and Asia*, Gower, Londres, 1985), Jonathan P. Stern acentua o caráter talvez único, no âmbito do comércio internacional da energia, adquirido nos anos 80 pelo relacionamento das firmas japonesas importadoras de gás (companhias de eletricidade ou de distribuição de gás, isoladamente ou em parcerias,e atuando através de *tradings*) e seus supridores do exterior. Escreve ele:

> "The most difficult task is actually to characterise the elements of the contractual relationship between the parties in the Asian LNG trade. It is much more than faithful adherence to contract, in terms of the papers which both parties signed at the outset, although the original contract remains as a vital reference point of the relationship. It is more than a trust between the parties that,

> despite the certainty that conditions will change several times during the duration of the contract, any adjustments will be achieved by mutual agreement, rather than by unilateral ultimatum. The relationship contains elements of continuity and evolution, backed by financial stability, technical confidence and expertise, and a commercial respectability which only years of participation in such trading can confer...
>
> This contractual relationship has been overlaid, and reinforced, by Japanese initiatives towards South East Asia and specifically ASEAN members, which have allowed and indeed encouraged LNG projects to serve as the cornerstone of enhanced foreign trade ties, with improved and stable government relations providing the context in which such trade can flourish. It may not be overstating the case to say that the success and durability of operating LNG projects have contributed towards the success and stability of foreign policy relationships between Japan and its ASEAN neighbours." (pp. 251-2).

Assim como o petróleo é a energia do Oriente Próximo, o GNL – acentuam muitos analistas – é a energia do Pacífico Norte. O Japão tem sabido utilizar-se do fato para reduzir sua dependência do petróleo e diversificar as fontes geográficas da sua energia primária. Todavia, por mais que esse tipo de abordagem tenha inclinado os japoneses a atitudes de compreensão diante dos exportadores regionais de gás natural, o colapso do preço do petróleo no ano em curso colocou Tóquio diante da tentação de comprar mais petróleo barato do Oriente Próximo, mesmo com prejuízo das importações de GNL. Nas análises mais recentes, firma-se a conclusão de que os fornecedores tradicionais do Japão, apoiados em cadeias de GNL já em funcionamento, manterão suas posições e poderão mesmo ampliá-las, mas que será muito difícil a entrada em cena de novos fornecedores, até pelo menos o fim do século. Num simpósio sobre a cooperação energética no Pacífico, realizado em Tóquio em começos de abril de 1986, o diretor-gerente da *Tokyo Gas Company* alertou os conferencistas: "O negócio do GNL encontra-se numa encruzilhada."

Idéia que começa a ser agitada, como solução para esse alegado impasse, é a da instituição de dois níveis de preços para o gás natural oferecido ao Japão. Vale dizer, a criação de um fluxo de gás vendido mais barato do que o dos atuais contratos, de maneira a permitir às companhias distribuidoras japonesas desbancarem o petróleo no mercado industrial do Japão. Os exportadores não se têm mostrado convencidos, porém. Parece-lhes arriscado introduzirem um novo tipo de preço que tenderia a minar a estrutura atual. Além de ser duvidoso que as companhias de produção elétrica, muito mais poderosas do que as

distribuidoras de gás, fossem aceitar continuar pagando mais por um combustível oferecido em condições melhores a outros setores industriais.

É certo, em todo caso, que o relacionametno tranqüilo entre fornecedores de gás natural e as companhias importadoras japonesas começa a ser abalado. Além da pressão resultante do colapso do preço do petróleo, surgem no Pacífico Norte outros importadores de gás natural sem as possibilidades financeiras do Japão. Numa demonstração de como os países da Bacia estão crescendo economicamente, nesta fase histórica, o uso do gás toma impulso ali. Os NPI, privados como o Japão de recursos próprios de hidrocarbonetos, começam também a reduzir sua dependência do petróleo e do Oriente Próximo voltando-se para o gás e a energia nuclear. No caso da Coréia do Sul e de Formosa está-se impondo a importação de GNL, por motivos geográficos. Cingapura pode utilizar gasodutos, como veremos mais adiante. A Coréia do Sul acaba de receber o primeiro carregamento de gás indonésio, de um contrato que prevê o fornecimento, durante 20 anos, de 2 mt anuais procedentes da usina de liquefação de Arun. Ontem, 14.11.86, os jornais anunciavam a conclusão de prolongadas negociações entre a Indonésia e Formosa para um outro contrato de 20 anos: 1,5 mt deverão ser fornecidos anualmente a partir de 1990.

Esses dois contratos dão uma nova dimensão ao comércio do GNL no Pacífico Norte. Até muito pouco tempo atrás, o GNL era antes de mais nada a solução encontrada pelas concessionárias estrangeiras para dar saída ao gás, associado ou não, por elas encontrado em países da região. Relíquia típica dos velhos tempos é o Sultanato de Brunei, um enclave de menos de 6 mil km^2 e menos de 250 mil habitantes, cercado e dividido em dois pelo Estado de Sarawak, um membro da Federação da Malásia. Desde 1929, quando foi feita a primeira descoberta de petróleo, os hidrocarbonetos do país (80% do PNB de Brunei provêm do petróleo e do gás) estão sob o controle da *Shell*. Afora essa *major*, só atuam em Brunei algumas minúsculas firmas americanas como a *Woods Petroleum* ou a *Jackson Exploration*. As operações da *Shell* abarcam várias companhias: *Brunei Shell Petroleum* – pesquisa, lavra e produz petróleo e gás natural, refina petróleo e exporta bruto; *Brunei GNL* – compra o gás natural da anterior e após liquefazê-lo vende-o à *Brunei Coldgas* para exportação com destino ao Japão (a propriedade destas duas companhias é dividida em três parte iguais entre o Governo de Brunei, a *Shell* e a *Mitsubishi*); *Brunei Shell Marketing* – distribui e vende todos os derivados e produtos petroquímicos consumidos no país (tal com a *BSP*, esta sociedade é dividida meio a meio entre o Governo e a *Shell*). Como de esperar num tal esquema, somente 1% da produção total de petróleo e gás do Brunei é

consumido no país. A exportação dessas duas matérias-primas fornece 98% das divisas.

Mesmo a Indonésia, membro importante da OPEP e maior exportador mundial de GNL, está longe de ter assumido o controle efetivo dos seus hidrocarbonetos. A companhia estatal, *Pertamina*, produz diretamente cerca de 5% do petróleo e praticamente nada do gás aproveitado comercialmente. Três dúzias de contratantes estrangeiras, entre as quais figuram com destaque as *majors* investiram abundantemente no país aproveitando o "clima favorável" criado nos anos 70 pelo notório Ibnu Sutowo, que em 1975 levou a *Pertamina* e a *Indonésia* à beira da falência. De 270 milhões de dólares de investimentos conjuntos, em 1968, as companhias estrangeiras tinham elevado sua presença no petróleo e gás indonésios e a mais de 4 bilhões de dólares, em começos dos anos 80. A *Caltex* (parceria da *Chevron* com a *Texaco*) é a principal produtora de petróleo, seguida da francesa *Total* (esta atuando em geral em associação com a *Impex*, japonesa). No gás sobressaem a *Mobil* (operadora do principal complexo de escoamento de GNL, com base no campo de Arun, Ilha de Sumatra) e uma independente americana, a *Huffington Company* (*Huffco*), que com a *Total* e a *Union Oil* alimenta o outro complexo de GNL, na Ilha de Borneo. Conforme as conclusões de um correspondente do *Financial Times* (27.11.85), após visita à Indonésia, as contratantes estrangeiras mostravam-se satisfeitas com a "flexibilidade" demonstrada por Jacarta em relação ao GNL e aspiravam ver essa mesma disposição aplicada no tocante ao petróleo. Desde a introdução das medidas corretoras da catástrofe financeira do final dos anos 70, poucas companhias tinham assinado novos contratos no setor petrolífero.

Essa retração se deve, em parte, a que a indústria do petróleo na Indonésia tenha entrado na maturidade. Produz-se petróleo, ali, há um século, e embora cerca de 70% dos ingressos da exportação ainda continuem a ser fornecidos por petróleo e gás, a rentabilidade da exploração do primeiro começa a sofrer o impacto do esgotamento dos campos gigantes em que se apoiou a expansão do passado. Contudo, as informações mais recentes revelam um novo despertar de interesse pelo petróleo indonésio, numa nova concepção do negócio. A *British Petroleum*, tida como a *major* que mais está inovando para adaptar-se às condições alteradas da indústria petrolífera mundial, decidiu por exemplo – numa conferência de diretores da companhia realizada em Hong Kong em começos de 1985 – ampliar sensivelmente sua presença no Sudoeste Asiático, fazendo-a passar de 1% dos negócios mundiais do grupo a 5%, na altura de 1990. Um bilhão de dólares foram alocados para esse fim, e a Indonésia está recebendo a parte do leão: mais de 300 milhões de dólares já foram ali dispendidos pela *BP*, dentro desse programa. A

companhia já está inclusive produzindo petróleo em três novos blocos, mas resignada a trabalhar com campos de reservas comprovadas entre 20 e 50 milhões de barris. O setor petrolífero será apenas um dentre várias outras atividades: engenharia *offshore*, prestação de serviços à navegação marítima, mineração, refino, petroquímica.

Está mudando também a visão que os governantes indonésios se fazem do papel dos hidrocarbonetos na vida econômica do país. Com a população em aumento e a explosão demográfica dos centros urbanos, a Indonésia viu crescer seu consumo de petróleo a ponto de ficar ameaçada de transformar-se em importador líquido dessa matéria-prima. No final dos anos 70 o Governo adotou uma nova política energética, introduzindo medidas de poupança da energia e desenvolvimento de alternativas ao petróleo: geotermia, hidrelétrica, carvão e gás natural, citados aí na ordem da maior atenção que deveriam merecer com vistas ao uso doméstico. A produção petrolífera seria orientada preferentemente para a exportação, seguindo-se-lhe nisso a produção gasífera. Mas com a relativa saturação do mercado regional do GNL, nestes meados dos anos 80, e o fortalecimento em Jacarta de correntes insatisfeitas com uma excessiva dependência econômica diante do Japão, começou a crescer o consumo interno do gás natural. De 34 bilhões de pés cúbicos de gás consumidos pelo mercado doméstico, em 1973, chegou-se a mais de 200 bilhões no presente. Os principais usuários são as usinas de fertilizantes, as indústrias do aço e do cimento e as próprias usinas de GNL, que utilizam o gás como combustível. Em princípios de 1986, a Indonésia obteve do Banco Mundial um empréstimo de 34 milhões de dólares para financiar parte do programa de expansão da rede de distribuição de gás natural em três cidades: Jacarta e Bogor, na Ilha de Java, e Medan, na Ilha de Sumatra. A distribuição desse gás para uso residencial continuará confiada à *Perusahan Gas Negara*, mas a matéria-prima será toda fornecida pela *Pertamina*.

A chave do que muitos estão chamando "uma nova fase no desenvolvimento energético da Indonésia" serão os campos descobertos nas águas do Mar da China do Sul, em torno da Ilha de Natuna. Várias das contratantes da *Pertamina* estão ali presentes, destacando-se a *Exxon* e a *Conoco*. Faz poucas semanas, Jacarta autorizou a *Pertamina* a dar partida no desenvolvimento dos campos de Natuna, dos quais se diz conterem metade das reservas comprovadas de gás da Indonésia (71 trilhões de pés cúbicos no cômputo atual). O gás de Natuna vai ser prioritariamente destinado ao consumo doméstico. A rede de gasodutos existentes entre algumas ilhas será ampliada, novas linhas serão construídas e uma parte do gás poderá chegar ao terminal na Ilha de Batam. Situado a pouco mais de 30 quilômetros de Cingapura, esse terminal possibilitará a construção de um gasoduto submarino que leve gás indonésio até a cidade-estado.

A Malásia também está procurando colocar seu gás no promissor mercado de Cingapura, mas antes de nos voltarmos para esses dois outros países vejamos rapidamente a Tailândia. País em luta por desenvolver-se, com uma renda nacional *per capita* de apenas 800 dólares, mas que na última década logrou taxa de crescimento anual da ordem de 7%, a Tailândia viu sua demanda de energia aumentar mais rapidamente do que o PNB. Na abertura dos anos 80, os produtos energéticos representavam 31% do total das importações, sendo necessário gastar com eles 45% dos proventos das exportações. Um esforço considerável começou a ser feito para desenvolver os recursos locais e as previsões já são de uma auto-suficiência energética de 50% na altura de 1990. O gás natural deverá contribuir com mais de 70% da produção local de energia, o petróleo com 15% e o restante será coberto pela linhita e a hidrelétrica.

As descobertas de petróleo têm sido pobres. O único campo em produção é o de Sirikit, na terra firme, descoberto em 1981 pela *Shell* e que, com seus 35 poços ativos, forneceu em 1985 a média de 20 mil b/d. Mais animadoras são as descobertas de gás natural, ao largo da costa. As contratantes aí são a *Texas Pacific* e a *Union Oil*, ambas americanas e ambas envolvidas em complicados litígios com a *Petroleum Authority of Thailand* (PTT). As pendências nasceram da inversão na conjuntura petrolífera internacional, no romper dos anos 80, com as suas conseqüências de retração na demanda regional de GNL e a necessidade de rever os contratos iniciais. Os primeiros poços pioneiros de gás foram abertos em 1981, e para a *PTT*, criada em 1978, os projetos gasíferos têm representado empreendimentos colossais. Um gasoduto submarino de 425 quilômetros de comprimento e 34 polegadas de diâmetro foi construído entre o campo de Erawan, no Golfo da Tailândia, e a terra firme. Todo um sistema de gasodutos submarinos auxiliares e uma rede de distribuição no continente estão sendo igualmente construídos, de maneira a alimentar os grandes projetos industriais lançados pelo Governo tailandês. Particularmente ambicioso é o plano de criação de um complexo industrial na Costa Oriental do país. Em fins de 1985, a *PTT* preparava-se para iniciar suas próprias atividades de pesquisa e lavra.

A produção dos hidrocarbonetos começou na Malásia mais cedo que na Tailândia, a tempo de fazer do país um membro da área NOPEP e um exportador de GNL. As riquezas petrolíferas não se têm mostrado abundantes, porém, e a Malásia defronta-se com o problema já encontrado por todo o Sudeste Asiático: consumo petrolífero em expansão e ameaça de tornar-se importador líquido de petróleo, em algum momento dos anos 90. Diversificação para o gás natural, o carvão e a hidrelétrica. Melhores perspectivas para o gás natural e tendência a utilizá-lo crescentemente para o consumo doméstico: produção de eletricidade,

atividades industriais e desenvolvimento do uso residencial. Se tudo correr bem, o gás natural poderá estar cobrindo 40% do consumo energético da Federação, na altura do ano 2000. As principais áreas produtoras de petróleo e gás situam-se ao largo da costa da Malásia Peninsular e do Estado de Sarawak. O maior projeto em funcionamento é a captação de gás nos campos da área de Lucônia, ao largo da costa da Península e outros campos menores próximos a Sarawak. O gás é levado por gasodutos para Bintulu, na Península, onde se encontra a usina de liquefação. Todo o GNL malásio vai para o Japão. Em Bintulu funciona também uma usina de fertilizantes, propriedade conjunta dos países da Associação dos Países do Sudeste Asiático (*ASEAN*, na sigla inglesa).

A companhia estatal, *Petronas,* foi criada em 1975 e em 1978 dotou-se de uma subsidiária, a *Carigali,* especializada na pesquisa, lavra e produção dos hidrocarbonetos. Desde o início a *Petronas* vem lutando por transformar-se de simples coletora de taxas numa companhia plenamente integrada. A produção de petróleo da Federação está chegando a meio milhão de barris diários, e as reservas comprovadas são calculadas em quase 3 bilhões de barris de petróleo, 39 trilhões de pés cúbicos de gás seco e 10 trilhões de pés cúbicos de gás associado.

É sobre a bacia de Terengannu, ao largo da costa peninsular, que repousam os projetos de ampliação do consumo doméstico de gás natural. A área está sendo desenvolvida pela *Exxon* e pela *Carigali*. Um gasoduto leva o gás até o continente, na altura de Kerteh, e daí começam a ramificar-se vários outros gasodutos a fim de atender aos diversos projetos. Um desses, ainda em negociação, é o da construção de um gasoduto para servir a Cingapura.

Cingapura tem o mais alto consumo de eletricidade *per capita* do Sudeste Asiático, todo atendido até agora por centrais movidas a óleo combustível. A idéia de usar gás natural da região para substituir parte desse óleo é muito atraente, e desde 1982 desenrolam-se negociações com a Malásia. Em fins de agosto de 1986, pareceram as mesmas ter recebido forte impulso, depois de conversas mantidas em Kuala Lumpur pelos Primeiros Ministros dos dois países: Mahathir Mohamad e Lee Kuan Yew. Ainda não foi assinado acordo formal sobre o assunto, mas as notícias mencionam um acordo básico entre os dois líderes, nos termos do qual Cingapura comprará gás da Malásia em troca de suprimentos adicionais de água da Malásia para a cidade-estado. Esta já depende do Rio Johor para mais da metade do seu suprimento de água fresca (o restante provém da coleta de águas da chuva), mas a precipitação pluvial na Península Malaia é das mais altas do mundo e Kuala Lumpur terá interesse em poder canalizar e passar adiante mais alguma água. A Malásia tem posto como condição para a venda do gás que ele seja usado exclusivamente para a

geração de eletricidade, barrando o aproveitamento petroquímico e o uso residencial em Cingapura. Lee Kuan Yew parece disposto a aceitar essa reserva, mas está exigindo a participação de Cingapura no financiamento e construção do gasoduto de Kerteh à Ilha, bem como na usina de separação do gás. Se o acordo for concluído nas bases acima delineadas, haverá margem para outro acordo com a Indonésia, pronta a fornecer a Cingapura gás de Natuna para usos industriais e residenciais.

15 de novembro de 1986.

5. Uma Energia Civilizante?

Quando ao longo de 1981 e 1982 esteve sobre o tapete a questão do segundo gasoduto URSS-Europa Ocidental, uma idéia subjacente à tenaz resistência oposta pelos europeus à pressão do Governo Reagan para afastá-los do projeto foi a de que o gás soviético ia ser indispensável à consecução, nos anos 90, da revolução gasífera da Europa. A percepção pelos europeus de uma revolução energética a ser efetuada através do gás natural e o aferro deles em manterem viável essa revolução incitam-nos a refletir sobre uma outra noção também encontradiça na Europa. A de que o gás natural é, por assim dizer, uma energia civilizante.

Como no caso do petróleo, a indústria moderna do gás natural nasceu nos EUA, na segunda metade do sec. XIX. Desde o início os produtores do gás natural tenderam a buscar mercados no setor industrial, chocando-se nisso com os produtores de carvão. Era uma atitude distinta da dos fabricantes de gás manufaturado, cuja matéria-prima era o carvão e mantinham excelentes relações com a indústria carvoeira. O gás manufaturado – produto que iluminara as cidades do mundo durante o sec. XIX, refugiando-se depois na cozinha e no aquecimento quando irrompeu a eletricidade – pode na verdade ser visto como atividade típica da Era do Carvão. Já o gás natural, com um valor calorífico mais elevado do que o gás manufaturado e características de combustão bem diferentes, teve de esperar a II Rev. Industrial para poder abrir-se um posto permanente no leque energético das economias desenvolvidas.

A passagem do gás manufaturado ao gás natural implica a criação de toda uma nova infra-estrutura, bem como o desenvolvimento de novos métodos de manuseio, distribuição e comercialização do produto. A história da indústria do gás natural nos EUA, de meados do séc. XIX até os anos 20 do nosso século, é um acúmulo de lentos aperfeiçoamentos desses métodos e daquela infra-estrutura, até a introdução revolucionária dos primeiros gasodutos construídos com tubos de aço sem soldadura longitudinal, soldados eletricamente uns nos outros. Nos anos 30, graças aos novos gasodutos, a indústria do gás americana começou a expandir-se: dos mercados vizinhos ao campo de produção a um comércio interestadual. E quando, após a II Guerra Mundial, pôde a indústria assenhorear-se dos dois grandes gasodutos de emergência construídos pelo Governo, entre o Texas e a Costa Leste, teve início a criação da rede

de transporte nacional. Em meados dos anos 50, praticamente todos os Estados da União estavam servidos pelo gás natural.

Outro país onde o gás natural teve uma história própria é a URSS. As primeiras utilizações documentadas datam de final do séc. XIX, em função das atividades petrolíferas na região de Baku. A I Guerra Mundial e a guerra civil subseqüentes à Revolução de 1917 tumultuaram os desenvolvimentos ligados aos hidrocarbonetos, mas mesmo assim o consumo de gás natural na URSS superou em 1932 o nível de 1 bilhão de metros cúbicos anuais. O Segundo Plano Qüinqüenal (1933-37), assim como o Terceiro (1938-42), deram prioridade a outros setores, e de todo modo a economia do país voltou a ser tumultuada pela II Guerra Mundial. Foi só a partir de 1955, quando apesar dos percalços já a produção de gás natural da URSS subira a 12,5 bilhões de metros cúbicos (9 bilhões m^3 efetivamente consumidos naquele ano), que os planos qüinqüenais começaram a dar ênfase ao aproveitamento sistemático dessa forma de energia. Hoje, a URSS é o maior produtor mundial e o maior exportador de gás natural.

A verificação de como as duas superpotências davam importância ao gás natural, e como ambas tinham sabido dotar-se de três pilares energéticos (carvão, petróleo e gás) enquanto a Europa Ocidental ficava reduzida a dois, está na origem daquela visão européia do gás natural como energia civilizante.

Segundo estudos realizados em 1956 pela Organização Européia de Cooperação Econômica (OECE), o perfil energético europeu, no ano de 1955, acusara 74% para o carvão, 18% para o petróleo, 7% para a hidrelétrica e 1% para o gás natural. Visto em perspectiva, o perfil estava em processo acelerado de transformação, mas tratando-se fundamentalmente da substituição do carvão pelo petróleo. Em 1938, ano imediatamente anterior à II Guerra, o petróleo suprira 8% de todo o consumo de energia primária da Europa. O notável aumento já registrado em 1955 representava apenas o início do avassalamento do consumo energético europeu pelo petróleo próximo-oriental controlado pelas "Sete Irmãs", tudo sob os tambores e com financiamento do Plano Marshall.

Convém assinalar a ocorrência de processo semelhante no Japão. Aquele país modernizara-se apoiado no carvão. Ainda em 1950, cobria ele mais de 60% do consumo energético primário, enquanto o petróleo cobria 7% e a hidrelétrica o restante. Em 1950, cedendo à pressão da Administração Militar americana, o Governo de Tóquio rompeu com seu velho princípio de exclusivismo nacional nas atividades econômicas de base, e autorizou a construção de refinarias em associação com companhias petrolíferas internacionais. As "Sete Irmãs" tomaram o controle de 60% das importações petrolíferas japonesas, e começou o derrame.

Entre 1951-56, o consumo do petróleo no Japão cresceu ao ritmo de 15% por ano. A partir de 1956 acelerou-se o crescimento, cujo ritmo veio a superar 25% por ano. Em 1972, o Japão era o terceiro consumidor mundial de petróleo: 200 milhões de toneladas importadas e 1 milhão produzidas no país.

A I Rev. Industrial, a Era do Carvão, fora obra sobretudo da Europa Ocidental. Os EUA copiaram no séc. XIX as fórmulas européias, enquanto a abundância dos hidrocarbonetos no seu subsolo e o dinamismo da nova sociedade iam permitindo o germinamento de soluções mais avançadas, as quais acabaram por eclodir na II Rev. Industrial sob hegemonia americana. Quanto à URSS, mantida na fímbria do progresso europeu sob os Tzares, pôs-se depois da Revolução a imitar voluntariamente as fórmulas da industrialização americana, dentro do objetivo continuamente repetido de "alcançar e superar os EUA". Um instantâneo do entrecruzamento das posições relativas da URSS, diante da Europa Ocidental e dos EUA, pode ser obtido precisamente através do gás. Em 1950, a produção de gás manufaturado no continente europeu foi da ordem de 10 bilhões de metros cúbicos, mais de 9 bilhões dos quais consumidos na Europa Ocidental. No mesmo ano, o consumo de gás natural no continente foi de 10,6 bilhões de metros cúbicos, dos quais 5,7 bilhões consumidos na URSS. O segundo grande consumidor europeu foi a Romênia, país de grande riqueza gasífera. Na Europa Ocidental praticamente só havia a registrar a Itália, com meio bilhão de metros cúbicos.

O apogeu mundial do modelo americano da II Rev. Industrial coincidiu com o meio-ciclo longo de expansão econômica que se estendeu do fim da II Guerra Mundial ao albor dos anos 70. Foi a época do Estado keynesiano, intervencionista e centralizador em nome do bem-estar geral. Duas conseqüências principais teve isso sobre a questão do gás natural. Em primeiro lugar assinale-se o aparecimento, na Europa, das grandes empresas estatais monopolísticas e monopsônicas do setor do gás. Depois, o surto de inovações tecnológicas estimulado por essas empresas.

A *ENI* (com sua subsidiária *SNAM* para o gás), criada na Itália logo depois da guerra. A *Gaz de France,* surgida em 1949 com a nacionalização de todas as atividades gasíferas francesas. Temos aí dois importantes exemplos das empresas públicas que continuam a controlar e modelar o mercado intereuropeu do gás natural. O paradigma delas é, porém, a *British Gas Corporation* (*BGC*). Quando a indústria do gás foi nacionalizada na Grã-Bretanha (1949), havia no país 1047 firmas ligadas ao setor. Delas, 959 manufaturavam gás, sendo que apenas 3% dos fabricantes logravam vendas superiores a 10 milhões de calorias por ano. A nacionalização criou a base para uma indústria integrada, instituindo num primeiro

momento doze Juntas Regionais do Gás. Em 1972, a Lei do Gás fundiu as doze juntas e o Conselho do Gás que as vinha coordenando, na *BGC*.

Os anos 50 foram uma década de notáveis inovações tecnológicas, sob o impulso do Conselho do Gás britânico. Mas é interessante observar que o esforço principal voltou-se inicialmente para o desenvolvimento de processos mais eficientes de manufatura do gás a partir do combustível que estava desbancando o carvão: o petróleo. Apesar do êxito obtido no aperfeiçoamento do processo alemão Lurgi, que continua sendo considerado um dos melhores métodos para a gaseificação do carvão, a indústria gasífera da Grã-Bretanha veio a apoiar-se crescentemente, no final dos anos 50, na gaseificação do petróleo bruto ou de um dos seus derivados, a nafta. Paralelamente a isso, no entanto, o Conselho do Gás tinha-se dedicado, em associação com interesses americanos, à adaptação para viagens intercontinentais dos barcos refrigerados que tinham começado a ser usados no transporte de gás natural pelo Mississipi, entre o Golfo do México e Chicago. As primeiras experiências com o transporte de gás natural liquefeito (GNL) foram efetuadas em 1959, no navio criogênico *Methane Pioneer*, entre os EUA e uma das ilhas britânicas. Essas experiências permitiram a entrada em funcionamento, cinco anos mais tarde, do complexo de liquefação do gás natural e carregamento do GNL de Arzew (Argélia), em cadeia com terminais recebedoras na Grã-Bretanha e na França. Em 1964, nascia assim o comércio transoceânico do gás natural.

O mesmo ano de 1964 marcou também o início da febre de descobertas gasíferas no Mar do Norte. Em 1959, a *Shell* e a *Exxon*, buscando petróleo na Holanda, toparam com o campo gigante de gás de Groningen. Somente quatro anos mais tarde, porém, resignaram-se as duas companhias petrolíferas a desvendar a extensão fabulosa das reservas de gás de Groningen. Uma empresa mista com o Estado neerlandês foi criada para a comercialização do gás. (*Nederlandse Aardolie Mij*), cabendo às duas *majors* participação de 40%. Groningen, o GNL que começara a chegar da Argélia, e as grandes descobertas gasíferas logo multiplicadas nas zonas britânica e norueguesa do Mar do Norte mudaram a face da Europa Ocidental. A II Rev. Industrial pôde instalar-se plenamente ali.

Retomando a linha central da nossa reflexão, e à luz das observações até agora reunidas, parece mais acertado dizer que o gás natural é uma energia civilizada, em vez de civilizante. O recurso a essa fonte de energia primária, ecologicamente preferível a qualquer outra, pressupõe a existência de uma base industrial já relativamente avançada. Disponibilidades de dinheiro e capacidade técnica para a instalação da rede doméstica de gasodutos, as estações de tratamento e as bombas com-

pressoras que ampliam a zona de alcance do gás. Indústrias habilitadas a empregar o gás nos seus processos produtivos. Centros urbanos suficientemente refinados para oferecerem mercado às aplicações domiciliares. Um bom número de países do Terceiro Mundo, de grande riqueza gasífera, têm tido de resignar-se à posição de exportadores do gás natural por lhes faltarem as condições acima. Ou a simplesmente queimarem o gás associado que sobra das limitadas possibilidades de aproveitamento por parte da própria indústria do petróleo. Estimativas divulgadas em 1981 pela ONUDI assinalavam que, no final dos anos 70, 400 milhões de metros cúbicos de gás associado estavam sendo queimados, por dia, em dezoito países do Terceiro Mundo, doze dos quais membros da OPEP.

No caso de um país do Terceiro Mundo, o primeiro ponto a verificar, evidentemente, é o de se ele dispõe ou não do recurso gás natural. Salvo situações especiais, concebíveis num quadro de cooperação Sul-Sul (Brasil-Argentina, Brasil-Bolívia, v.g.), não faz sentido um país em vias de desenvolvimento importar gás natural, sobretudo se isso representar investimentos nas caríssimas cadeias de GNL. Petrolíferas como a *Shell* têm agitado no Brasil a miragem do GNL importado, mas as autoridades responsáveis têm sabido ver o absurdo desse caminho. Na América Latina, a Argentina e o México tomaram a dianteira no aproveitamento do gás natural, em virtude do seu relativo avanço industrial, mas graças em particular à grande riqueza gasífera local. A Argentina possui atualmente uma rede nacional de gasodutos com capacidade distribuidora de quase 16 bilhões de m^3, em vias de ampliar-se a 24 bilhões e meio. O México, com consumo da ordem do argentino, mas onde boa parcela do gás associado ainda é queimada, encontrou-se agora subitamente beneficiado pela disponibilidade de uma rede de gasodutos de 20 mil quilômetros. Boa parte dela fora construída tendo em vista exportar gás natural para os EUA, projeto a que se pôs fim em novembro de 1984.

A geologia brasileira e a extensão a nossas plagas da II Rev. Industrial, com a sua dependência crescente em relação a um petróleo julgado eternamente barato, desfavoreceram o Brasil diante da Argentina, nessa questão do gás. A rede de transmissão do gás, na Argentina, é quase tão grande quanto a do México, e há uma certa expectativa entre os observadores internacionais quanto a vir aquele país a transformar-se em sólido exportador de GNL, pois suas reservas de gás natural são bem superiores ao crescimento previsível de um consumo já bastante desenvolvido. No Brasil, onde uma dúzia de cidades pelo menos dispuseram de redes de canalização para o gás manufaturado, os anos 50 assistiram à desativação de quase todas essas redes. Sobraram as do Rio de Janeiro e

São Paulo; sobre as quais, aliás, viria a apoiar-se o aproveitamento, que começa do gás associado proveniente dos campos petrolíferos da Bacia de Campos. Mas em 1980, conforme dados apresentados ao I Congresso Brasileiro de Gás pelo Engenheiro José Aflalo Filho, as redes de distribuição da CEG (RJ) e da COMGAS (SP) não chegavam, somadas, a 3.000 quilômetros. Como é notório, está na ordem do dia, no Brasil, o rompimento com essa situação de atraso em relação ao gás natural. O crescimento da produção do petróleo está tornando imperativo o uso do gás associado, e descobertas promissoras de gás não associado começaram a ser feitas na Amazônia. Dentro da ordem de idéias adotada neste comentário, só podemos almejar que o Brasil venha também a dotar-se deste terceiro pilar energético.

Nos países industrializados, o debate em torno do gás natural tende hoje a concentrar-se na questão de saber que lugar é preciso conferir-lhe, no balanço energético nacional. Nota-se ao mesmo tempo a preocupação crescente dos governos em promover o encaminhamento do gás natural para os mercados que mais bem aproveitam os atributos dessa forma de energia. O gás natural tem algumas aplicações não energéticas: no processo siderúrgico, por exemplo. Sua utilização tradicional vem sendo, porém, como combustível, em três grandes mercados: a geração da eletricidade, a produção de calor e vapor na indústria, a utilização domiciliar (aquecimento e cozinha). Essa amplitude de aplicações faz do gás natural um competidor potencial de quase todos os combustíveis alternativos. No momento, o gás natural enfrenta o carvão na geração da eletricidade, no Japão, RFA e Itália. Enfrenta o gasóleo e os GLP por todo o mundo industrializado, como um combustível superior. Defronta-se com a energia nuclear, na França.

Nos EUA, pouco mais de 17% do consumo de gás natural são dirigidos à geração de eletricidade. No Japão, a porcentagem é de 70%. Na Europa Ocidental generaliza-se a noção de que usar gás natural para gerar força é um desperdício de combustível de primeira categoria. Na Grã-Bretanha e na França muito pouco gás natural é empregado nesse setor, e nos Países Baixos tentou-se inclusive cessar de todo tal uso. Considerando que essa preocupação começa também a manifestar-se no Japão, apesar das condições especiais lá imperantes, parece possível dizer que, conforme o grau de industrialização do país, tende o gás natural a concentrar-se em aplicações "nobres": os usos domiciliares e seu aproveitamento como matéria-prima para a petroquímica. A situação especial do Japão prende-se aos sérios problemas de poluição nos centros urbanos japoneses e à conseqüente necessidade de reduzir a termelétrica baseada no petróleo ou no carvão. As companhias japonesas de eletricidade tornaram-se

grandes promotoras das cadeias de importação de GNL. Começam agora, no entanto, a voltar-se para a energia nuclear.

A utilização ótima do gás natural será, possivelmente, uma conquista da futura III Rev. Industrial. Durante a II Revolução, o verdadeiro campo de batalha para esse combustível foi o setor industrial. Por todo o mundo industrializado ele ainda absorve mais de 30% do consumo local do gás natural. Na França, a porcentagem correspondente é de quase 50%. Nos Países Baixos, de 48%. Na URSS, de 53%. Na Espanha, chega a 85%, numa confirmação de que a diversificação e "enobrecimento" do uso do gás natural são função do grau de industrialização do país.

Não falta, por certo, quem olhe com ceticismo o futuro do gás natural. A volatilidade própria dos gases e a baixa densidade energética do gás natural diante do petróleo tornam muito mais complexo e caro o transporte dos hidrocarbonetos gasosos. Além das peias (o sistema fechado de uma cadeia de GNL, v.g.) que tiram flexibilidade à sua comercialização internacional. Atente-se, também, para a grande simplicidade da molécula de metano, o principal componente do gás natural. Isso o avantaja como combustível, mas limita a gama de aplicações a que pode ser destinado fora da combustão, terreno onde a molécula muito mais complexa do petróleo encontra utilidades sem fim. Há, pois, quem ache que o gás natural nunca virá a ocupar um lugar consentâneo com a sua abundância, no atendimento das necessidades energéticas mundiais.

Só o tempo poderá dizer quem tem razão. No dia-a-dia das sociedades industrializadas, em todo caso, são os atributos positivos do gás natural que vêm ocupando as atenções. Uma das evidências de que as economias de mercado encontram-se na fase descendente de um ciclo longo de Kondratiev é a preocupação com economizar energia e materiais, tornando o processo produtivo mais eficiente e rentável. O gás natural tem respondido excelentemente a essa preocupação.

Seu estado gasoso permite grande diversidade na concepção dos sistemas de combustão e grande flexibilidade no funcionamento dos mesmos. É possível levá-lo, se necessário, ao próprio centro do sistema de combustão. A flexibilidade dos sistemas e a precisão obtível na realização da combustão permitem bem definir o equipamento para o consumo final. Energia dócil, o gás natural é sensível ao controle, à regulação, à automatização e à pilotagem automática do seu consumo.

O gás natural prima como energia não poluente. Na França, por exemplo, cálculos recentes mostraram que se um terço das vendas de gás natural fosse substituído pelo carvão, o céu do país se cobriria de 150 mil toneladas suplementares de SO_2. Em certas aplicações industriais, o gás natural chega mesmo a atuar como antipoluente ativo, contribuindo para o tratamento ou a neutralização de efluentes gasosos, antes da entrada

deles na atmosfera. Essas funções ecológicas do gás natural decorrem do seu baixo teor de enxofre, poeiras, óxido de carbono e óxidos de nitrogênio. Atributos que por sua vez são aproveitados na construção de diversos tipos de trocadores e recuperadores, habilitando-os a funcionarem com elevadas diferenças nas temperaturas de fumaças, sem que isso afete a longevidade do equipamento.

Na França e na Grã-Bretanha, tanto a *Gaz de France* quanto a *BGC* têm programas ativos de pesquisa e desenvolvimento para o aperfeiçoamento contínuo da maquinaria e aparelhagem que utiliza gás natural. Nos EUA, o *Gas Research Institute* (*GRI*) e a *American Gas Association* (*AGA*) coordenaram e financiaram o grande esforço de que saiu, em 1983, o lançamento de uma primeira vaga de aparelhos e aplicações caracterizados pelo aproveitamento eficientizado do gás. A expressão "primeira vaga" foi voluntariamente empregada, lá, para indicar a existência, em preparo nos laboratórios, de uma segunda vaga de aparelhos e aplicações ainda mais aperfeiçoados. A *AGA* publicou inclusive um folheto (*Technology Development Strategy: 1984-2000*), dando o balanço das necessidades a prazo longo da indústria do gás, e das perspectivas que existem para atendê-las.

Para completar nossa reflexão, deixada em suspenso mais acima, temos uma verificação suplementar. O gás natural precisa de existência de base industrial relativamente avançada para poder ser usado com eficiência. Mas o país que, tendo chegado a esse grau de avanço industrial, não cuidar de usar o gás natural, perderá peso no quadro internacional.

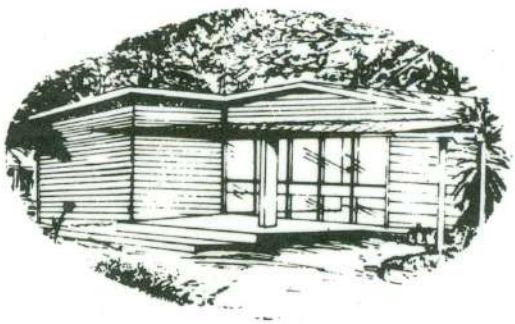
15 de março de 1985.

COLEÇÃO
RELAÇÕES
INTERNACIONAIS

Volumes Publicados:

1) "Gilberto Amado – Centenário"
José Sarney, José Sette Câmara, Roberto Campos, Antonio A. Cançado Trindade e Rodrigo Amado.

2) "O Gás Natural: uma Energia Civilizante?"
Amaury Porto de Oliveira



O Instituto de Pesquisa de Relações Internacionais (IPRI), órgão da Fundação Alexandre de Gusmão (FUNAG), tem por finalidade promover e divulgar:

- estudos e pesquisas sobre problemas atinentes às relações internacionais;
- a coleta e sistematização de documentos relativos a seu campo de atuação;
- o intercâmbio científico e colaboração com instituições congêneres nacionais, estrangeiras e internacionais;
- cursos, conferências, seminários e congressos na área de relações internacionais.

O IPRI tem sua sede à Rua dos Engenheiros, casa 2 – Vila Planalto – Brasília, DF – CEP 70800.