



R. GARCIA CONSULTORES



A Reforma da Indústria de Gás Natural
na Noruega

Agência Nacional do Petróleo



*Estudo para Elaboração
de um Modelo de
Desenvolvimento da
Indústria Brasileira de
Gás Natural*
Contrato N°. 7039/03 –
ANP – 008.766

Rio de Janeiro, Agosto de 2004

SUMÁRIO

I.	CARACTERIZAÇÃO DO SETOR	3
II.	CARACTERÍSTICAS DESTACADAS ANTES DAS REFORMAS	7
III.	A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE HIDROCARBONETOS	8
IV.	A UTILIZAÇÃO DO GÁS PARA A ENERGIA ELÉTRICA.....	17
V.	LIÇÕES	18
VI.	ANEXO	21
VII.	BIBLIOGRAFIA.....	23

I. CARACTERIZAÇÃO DO SETOR

A participação do setor energético na economia da Noruega é bastante relevante. Em particular, as atividades vinculadas à produção, ao transporte e à comercialização de hidrocarbonetos representam quase 20% do PIB.

No âmbito internacional, a Noruega é o terceiro país exportador líquido de petróleo, depois da Arábia Saudita e da Rússia, e é o terceiro exportador de gás natural para a Europa.

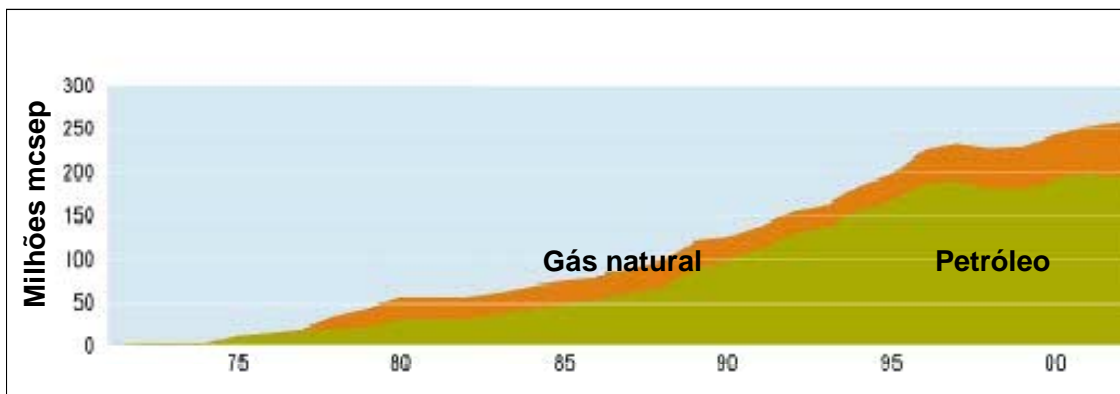
As descobertas de gás e de petróleo no Mar do Norte são relativamente recentes, datando do início da década de 1960, tendo sido, entretanto, as maiores descobertas, nesta área, realizadas nos anos 80 e começo dos 90.

As reservas de gás natural do país estão estimadas em 77,4 Tcf ¹, compreendendo cerca de 56% do total das reservas de hidrocarbonetos *offshore*. A produção anual em 2002, atingiu a 2,4 Tcf e com isto, o coeficiente Reservas / Produção nacional 33,6 anos, valor significativamente alto. Entretanto, nos últimos dois anos, a produção de gás natural superou o crescimento das reservas.

¹ *Trillion Cubic Feet* (trilhões de pés cúbicos).

No Quadro I-1 observa-se a evolução da produção de petróleo e gás no período 1971-2002.

Quadro I-1 - Produção de petróleo e gás na bacia continental norueguesa 1971-2002
(em milhões de metros cúbicos *standard* equivalentes de petróleo - mcsep²).



Fonte: Norwegian Petroleum Directorate / Ministry of Petroleum and Energy

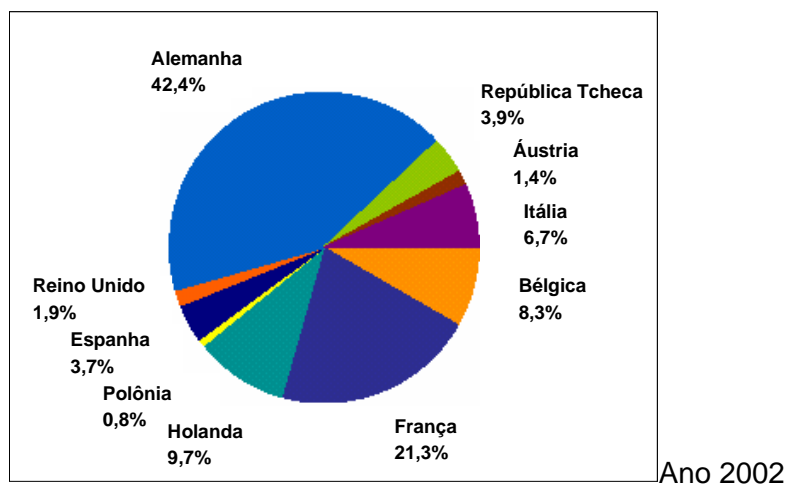
No que se refere ao consumo de energia, a Noruega tem um consumo anual per capita de aproximadamente 400 MMBTU³, 15% superior ao dos Estados Unidos⁴. Apesar da elevada demanda de energia no país e da significativa produção de gás natural, este tem uma participação de apenas 5% do consumo total de energia, sendo utilizado principalmente na geração de energia elétrica. A Noruega exporta a maior parte do gás natural extraído de suas bacias, e consome internamente cerca de 2% do total produzido, equivalente, em 2002 a 1200 milhões de mcsep/ano. As exportações de gás destinam-se principalmente à Europa continental. Em 2002, 90% das vendas externas de gás natural do país destinaram-se a cinco países: Alemanha, França, Holanda, Bélgica e Itália (ver Quadro I-2).

² 1sm³=0,84 toneladas de óleo equivalente

³ Milhões *British Thermal Units*

⁴ *Energy Information Administration, DOE./2000*

Quadro I-2. - Exportações de gás por destino



Fonte: Ministry of Petroleum and Energy

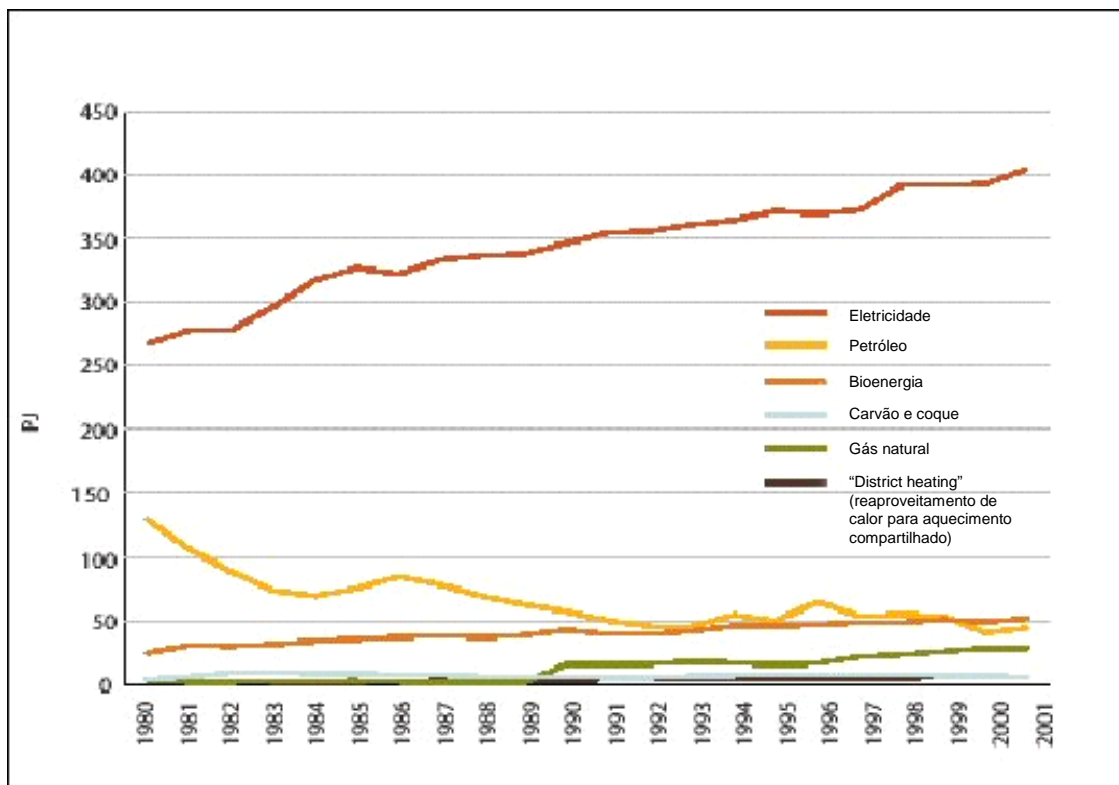
Evolução no uso da energia: 1980 - 2001

A Noruega apresenta o maior índice de consumo *per capita* de eletricidade do mundo, detendo o quarto lugar em termos de consumo *per capita* de energia entre os países da OECD. O consumo de energia elétrica apresentou uma tendência crescente nos últimos 20 anos, diferentemente do consumo de petróleo: o primeiro aumentou 52% desde 1980 até 2001, enquanto que o segundo teve uma redução de 65%, no mesmo período (Ver Quadro I-3).

A principal razão para este comportamento é o aumento dos custos do uso de óleo combustível pesado na calefação, a partir do início da década de década de 1990⁵

⁵ Fact Sheet 2003 Norwegian Petroleum Activity, C.3 Energy Use and Heat Production, MPE

Quadro I-3. - Evolução no uso da energia⁶ – Período 1980-2001 – em PJ⁷



Fonte: MPE, *Energy Accounts*, Statistics Norway

A abundância de recursos hídricos no país permitiu o desenvolvimento, a um custo relativamente barato, da capacidade de geração de energia em centrais hidroelétricas: com investimentos do Governo concentrados nesta área, 99% da geração de eletricidade em 2002 foi de origem hídrica, elevando a capacidade instalada norueguesa para um total de 27,6 GW.⁸

⁶ O gráfico exibe a tendência no uso estacionário da energia, definido como o uso líquido doméstico de energia menos a energia utilizada para transporte. O uso doméstico é obtido a partir do uso bruto (produção de fontes de energia primárias mais importações menos exportações), descontadas a energia utilizada no processo de conversão e de transporte até os usos finais e a perda ao longo deste processo.

⁷ Peta Joules = 1×10^{15} Joules

⁸ A geração térmica representou 271 MW (*The Energy Sector and Water Resources in Norway 2002*, C.2 Electricity Generation, MPE).

II. CARACTERÍSTICAS DESTACADAS ANTES DAS REFORMAS

O setor de hidrocarbonetos norueguês tem se caracterizado por uma significativa participação do Estado na propriedade das empresas. A maior empresa do setor de petróleo, Statoil, era inteiramente estatal até 2001, enquanto a Norsk Hydro (segunda maior empresa), possuía uma estrutura com maioria acionária estatal até 1999. Dentre as grandes empresas que operam no setor, apenas uma - Saga Petroleum - era de propriedade inteiramente privada.

A Statoil administrava uma entidade denominada State Direct Financial Interest (SDFI) que concentrava as participações diretas do Estado, na propriedade de diversas áreas da produção de gás e petróleo.

Desde 1986, a venda de gás de origem norueguesa era coordenada por uma entidade governamental denominada Comitê de Negociação de Gás (GFU), que funcionava sob a direção da Statoil e com a participação da Norsk Hydro e da Saga. Além dos membros permanentes do GFU, outras empresas comercializavam gás através de contratos negociados pela instituição (ExxonMobil, Shell, TotalFinaElf, Conoco, Fortum e Agip)⁹

O GFU, enquanto canal de comercialização obrigatório, negociava os contratos de venda de gás natural, em nome de todos os produtores de gás natural na Noruega, determinando os preços, volumes e demais condições contratuais.

O setor de gás estava integrado verticalmente, considerando que a Statoil também operava o sistema de transporte de gás por dutos, utilizados principalmente para a exportação.

Em resumo, a produção, o transporte e a comercialização de gás eram realizados através de um sistema integrado, com significativa participação estatal na sua propriedade e operação. O Estado determinava as regras de funcionamento, de formação de preços e de utilização da capacidade de transporte de gás.

⁹ *European Commission* IP/02/1084, Bruxelas, 17/7/2002

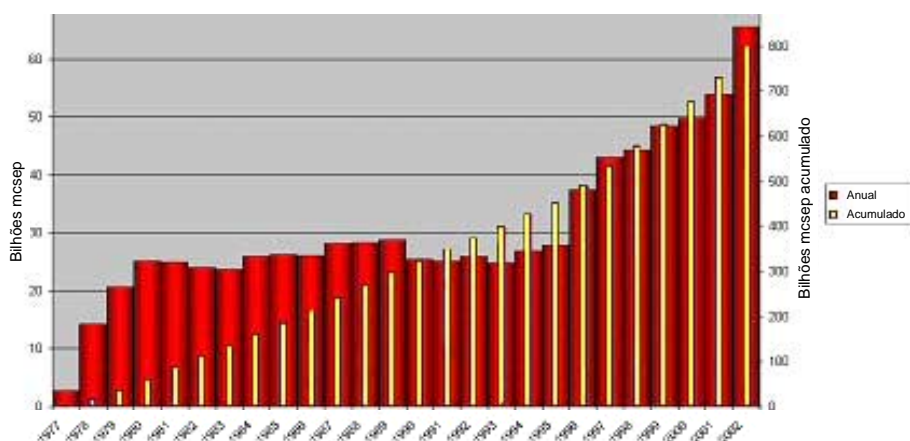
III. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR DE HIDROCARBONETOS

Nos dois últimos anos, o setor de hidrocarbonetos da Noruega experimentou uma série de significativas mudanças estruturais. Estas reformas resultaram em um novo marco para a política energética, que buscou potencializar o desenvolvimento das suas reservas e, particularmente, a harmonização das regulamentações internas com as normas da União Européia (UE)¹⁰

Durante 30 anos, os investimentos nas operações concentraram-se na Plataforma Continental, nos principais campos de petróleo e gás natural, no desenvolvimento do sistema de transporte e na obtenção de experiência por parte da indústria. Nesse período, foram extraídos um total de 3.300 milhões de cm equivalentes de petróleo de hidrocarbonetos, enquanto as reservas estimadas aumentaram para 10.600 milhões de cm equivalentes de petróleo.

No caso do gás natural, entre 1980 e 1993 a produção se manteve praticamente estável, enquanto nos nove anos seguintes (1994-2002) expandiu-se a uma taxa média de 10% ao ano (ver quadros III-1 e III-2 a seguir).

Quadro III-1 - Produção líquida de gás na plataforma continental - 1977-2002 (bilhões de mcsep/ano)



Fonte: Norwegian Petroleum Directorate/Ministry of Petroleum and Energy

¹⁰ A Noruega não pertence à UE, mas pertence à Área Econômica Européia (EEA)

Quadro III-2 - Volumes de produção líquida de gás natural – Período 1993 – 2002 – bilhões metros cúbicos *standard*

Ano	Volume	Variação
	(bilhões mcs)	
1993	24,8	
1994	26,8	8%
1995	27,8	4%
1996	37,4	34%
1997	43,0	15%
1998	44,2	3%
1999	48,5	10%
2000	49,7	3%
2001	53,9	8%
2002	65,4	21%

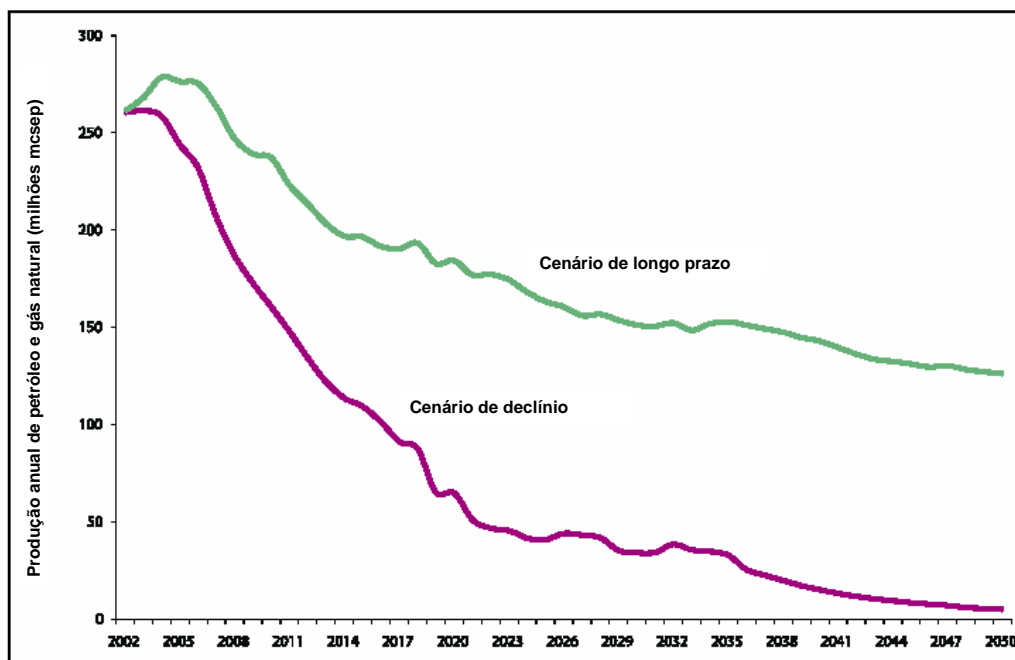
Fonte: Norwegian Petroleum Directorate / Ministry of Petroleum and Energy

O país vinha, então, beneficiando-se dos investimentos realizados no passado. Contudo, para desenvolver novos recursos e melhorar a produção dos campos existentes seriam necessários significativos fluxos de capital para o setor, num futuro próximo.

Nesse contexto, o Governo identificou dois possíveis cenários extremos para o futuro do setor de hidrocarbonetos: um cenário de declínio, baseado principalmente no aproveitamento das reservas existentes, e um cenário de longo prazo que possibilite a realização de novos projetos rentáveis de desenvolvimento de reservas e de aumento da eficiência na exploração dos recursos. (ver Quadro III-3).

Tanto o Ministério da Energia como o Parlamento declararam interesse em promover a concretização do cenário de longo prazo, para o qual se reconhece que ser necessário estabelecer um compromisso de política pública em relação ao setor e incentivar a atração dos investimentos.

Quadro III-3 - Cenários de produção de gás e petróleo na Noruega



Fonte: Norwegian Petroleum Directorate / Ministry of Petroleum and Energy

A partir do marco para a política energética já mencionado, é possível detalhar a visão e os objetivos do governo¹¹ na definição de políticas relacionadas às indústrias do petróleo e de gás natural. Os principais objetivos seriam:

- Manutenção da fonte de receitas do comércio exterior: espera-se que o setor continue sendo um contribuinte significativo para o financiamento do estado de bem-estar e de desenvolvimento industrial nacional;
- Promoção do investimento privado: pretende-se garantir que as bacias produtoras continuem sendo atraentes para os investimentos, gerando incentivos para elevar o valor agregado da produção mediante a incorporação de tecnologia e de uma maior eficiência na operação, o que também contribuirá para o desenvolvimento da indústria;
- Médio ambiente: estabelecimento de rigorosas políticas ambientais e de gestão dos recursos para o setor de petróleo e gás que satisfaçam os objetivos de sustentabilidade, coexistindo com outras indústrias e com as considerações ambientais;

¹¹ Report No. 38 to the Storting (2001–2002) - Oil and Gas Activities". Ministry of Petroleum and Energy

- Líder e impulsionador da economia: Espera-se que o setor de gás e do petróleo seja uma indústria líder com forte ênfase na saúde, segurança e meio ambiente, em todos os seus níveis, e com objetivos constantes de melhoria;
- Integração regional: promoção da internacionalização da indústria de gás e do petróleo noruegueses.

Simultaneamente às medidas adotadas para conseguir estes objetivos, a Noruega implementou reformas necessárias ao cumprimento da Diretiva de Gás da União Européia, especialmente no que se refere à separação vertical e ao acesso de terceiros à infra-estrutura¹²

As reformas norueguesas podem, então, ser classificadas em três grupos:

- Mudanças na participação do Estado na propriedade das empresas e em seus ativos, e mudanças na estrutura do setor;
- Modificações nas normas de acesso; e
- Modificações nas modalidades de comercialização.

Modificações na Participação do Estado e estrutura do setor

Em 1999 a Norsk Hydro adquiriu a Saga e reduziu a participação acionária do Estado na Norsk Hydro de 51% para 44%.

Em junho de 2001, a Statoil foi parcialmente privatizada, e começou a ter ações negociadas nas bolsas de valores de Oslo e Nova York¹³. O Parlamento permitiu, adicionalmente, futuras reduções da propriedade estatal, sempre que esta atinja patamar superior a 66% do capital.

Nesse novo contexto, ficou determinado que a Statoil passasse a ter uma atuação predominantemente empresarial, priorizando o retorno sobre o capital e os dividendos com ênfase no desenvolvimento de operações rentáveis. A empresa continuou sendo,

¹² A Diretiva entrou em vigor em 1º de agosto de 2002.

¹³ 18% das ações foram vendidos a investidores privados (nacionais e estrangeiros) e os outros 82% restantes permaneceram nas mãos do Estado.

ademais, a responsável pela comercialização do petróleo e de gás de propriedade do Estado.

Durante 2001, antes que a Statoil começasse a ser cotada no mercado acionário, o Estado vendeu à empresa 15% do valor de suas participações em áreas produtoras de gás e petróleo detidas pelo SDFI (*State Direct Financial Interest*). Além disso, em março de 2002, o Estado vendeu 6,5% de sua propriedade em áreas produtoras a empresas de capital privado (dentre elas a Norsk Hydro e outros 8 operadores).

O Parlamento considerou que a privatização parcial da Statoil geraria conflitos de interesses pela responsabilidade da empresa relativa à comercialização do petróleo e gás do Estado e exigiu que esta atividade que fosse desenvolvida por uma empresa totalmente estatal. Assim, as demais participações diretas do Estado na propriedade de áreas produtoras deixaram de ser administradas pela Statoil e passaram a ser gerenciadas por uma nova empresa estatal denominada Petoro AS.

Paralelamente à privatização parcial da Statoil, o governo promoveu a desintegração vertical da indústria e separou as atividades de produção e de transporte de gás. Em maio de 2001, foi criada uma nova empresa estatal denominada Gassco, destinada à operação do sistema de transporte de gás natural, anteriormente realizada pela Statoil.

A Gassco começou a funcionar a partir de janeiro de 2002, como operador dos principais gasodutos e instalações de transporte. Desde Janeiro de 2003, estes gasodutos e infra-estrutura foram organizados como um sistema de transporte unificado sob a denominação de Gassled.

A Gassled surgiu pela fusão dos ativos de transporte de diversos exportadores de gás e tem uma participação do Estado (através da Petoro) de 38,3%, enquanto que a Statoil tem 20,4%, Norsk Hydro 11,1% e o restante está dividido entre TotalFinaElf, ExxonMobil, Shell, Norse Gas, Conoco, Agip e Fortum.

A seguir é apresentada uma relação das áreas do Governo Norueguês com participação no setor de petróleo e gás.

- *State's direct financial interest* (SDFI);

- Participação acionária majoritária na Statoil ASA (81.7%)¹⁴
- Participação acionária minoritária na Norsk Hydro ASA (44%);
- 100% das ações da Petoro AS;
- 100% das ações da Gassco AS;

Existem ainda duas instituições de Governo com atuação no setor:

- *Government Petroleum Insurance Fund* (o MPE é responsável por este fundo destinado a financiar os reclamos e obrigações pela participação do Estado na atividade de hidrocarbonetos);
- *Norwegian Petroleum Directorate*: organismo dependente do MPE com funções regulatórias relacionadas à administração de recursos e a proteção do meio ambiente. É o organismo encarregado de receber e difundir informação da indústria.

Modificação nas normas de acesso

Simultaneamente ao surgimento da Gassled, entraram em vigor novas regulamentações relacionadas ao acesso aberto, dando cumprimento a Diretiva de Gás da União Européia. A Gassco, como empresa totalmente estatal, não só foi incumbida da operação do sistema de transporte da Gassled, como também do controle do cumprimento das normas de acesso.

Os aspectos mais destacados das normas de acesso são os seguintes:

- Acesso regulado vs. acesso negociado: o sistema de transporte da Gassled (que inclui a maior parte dos gasodutos) estará sujeito ao sistema de acesso regulado. Os demais gasodutos estarão governados por um sistema de acesso negociado como no passado;
- Os diversos participantes do setor de gás (produtores, transportadores, distribuidores, comercializadores, armazenadores), assim como os consumidores livres (usinas, consumidores com demandas superiores a 25 milhões de m³/ano), devem ter direito de acesso ao sistema de transporte em condições objetivas e não discriminatórias;

¹⁴ O Governo Norueguês tem oferecido ações ao mercado, com objetivo de reduzir a sua participação na empresa a 77,1%. O Parlamento aprovou uma redução na participação estatal na empresa em até dois terços da participação atual.

- Os requerimentos de acesso devem ser respondidos em um período de tempo preestabelecido;
- Os proprietários dos ativos de transporte devem oferecer a capacidade disponível¹⁵ no mercado primário através do operador;
- O operador deverá oferecer aos potenciais demandantes a capacidade disponível, de forma pública e periódica. A capacidade disponível poderá ser reservada tanto a curto como a longo prazo;
- Quando a demanda exceder a capacidade disponível, esta deverá ser alocada com base em uma fórmula estabelecida pelo operador (não pelo proprietário) que deverá se basear na produção, vendas ou compras de gás, que dão origem à necessidade de transporte de cada demandante;
- Na alocação da capacidade disponível, os proprietários terão prioridade para satisfazer as suas necessidades razoáveis devidamente justificadas, com um limite superior equivalente ao dobro da porcentagem de participação acionária sobre a capacidade disponível¹⁶;
- No caso das expansões de capacidade, terão prioridade na alocação as partes que tenham arcado com o custo da operação

No Quadro III-4, observa-se o sistema de dutos existentes e projetados na Noruega e no Mar do Norte.

¹⁵ Capacidade que exceda a necessária para cumprir os contratos existentes e para garantir a operação confiável do sistema.

¹⁶ Se for proprietário de 10% do gasoduto, o limite será de 20% da capacidade disponível.

Quadro III-4 - Sistema de dutos existentes e projetados no Mar do Norte e no Mar da Noruega



Fonte: Norwegian Petroleum Directorate

- Tarifas:
 - Serão pagas de acordo com a capacidade reservada, independentemente da utilização;
 - Conterão um elemento de remuneração do capital e um elemento de remuneração da operação: o elemento de capital será determinado pelo Ministério, e o elemento operacional deve ser determinado de tal forma que nem o proprietário nem o operador obtenham perdas ou lucros que não provenham do elemento do capital.
- Mercado secundário:
 - O direito ao uso da capacidade de transporte poderá ser transferido a outros sujeitos da indústria ou consumidores elegíveis;
 - O operador deverá organizar e implementar os mercados secundários cujas regras estarão sujeitas à aprovação do Ministério.
- O Ministério de Petróleo e Energia tem a faculdade de ordenar o acesso ou de redistribuir a capacidade, de forma fundamentada.

Modificação nas modalidades de comercialização

Em junho de 2001, a Comissão Européia fez objeções à modalidade de venda conjunta de gás através do GFU, por violar as regras de concorrência da União Européia.

O governo da Noruega interrompeu a comercialização de gás através do GFU, de forma que os contratos de venda de gás fossem acordados separadamente entre o comprador e cada empresa com participação em áreas de produção, e que cada empresa tivesse liberdade para escolher o seu nível de vendas e as condições contratuais.

Em julho de 2002, foi feito um acordo entre a Comissão Européia e a Statoil, juntamente com a Norsk Hydro e outros produtores de gás da Noruega; este acordo tinha por objetivo indenizar as empresas pelas mudanças das regras na comercialização do gás. Tal acordo determinou o estabelecimento de novos compromissos de venda de volumes adicionais de gás, a serem cumpridos pela Statoil e Norsk Hydro. Assim, as empresas passaram a oferecer, durante um período de 4 anos, 13 e 2,2 bilhões m³ de gás, respectivamente, a novos consumidores que, anteriormente não compravam gás da Noruega.

Os contratos existentes negociados pelo GFU serão renegociados individualmente nas datas de revisão previstas. Adicionalmente, ambas as empresas comprometeram-se a não introduzir restrições territoriais ou de uso nos seus contratos¹⁷.

Embora ainda seja prematuro avaliar os resultados das reformas, a expectativa é de uma redução dos preços de gás natural norueguês, pelo menos a curto e médio prazo.

Entretanto, a capacidade de transporte pode operar como uma restrição significativa para que os produtores de gás compitam pelas vendas dentro do novo contexto regulatório. De fato, a Comissão Européia manifestou que monitorará o cumprimento das regras de acesso de gás norueguês aos gasodutos europeus para que se desenvolva a concorrências entre produtores individuais.

¹⁷ Outros seis grupos de produtores (ExxonMobil, Shell, TotalFinaElf, Conoco, Fortum s Agip) comprometeram-se a descontinuar as práticas de comercialização conjunta.

IV. A UTILIZAÇÃO DO GÁS PARA A ENERGIA ELÉTRICA

A Noruega foi um dos primeiros países a abrir o mercado elétrico à concorrência, sendo freqüentemente citada como um exemplo bem sucedido para os outros países. Entretanto, no inverno de 2002/2003 foi gerada uma situação de escassez de oferta elétrica que colocou na sua agenda o problema da segurança deste fornecimento.

Juntamente com os outros países escandinavos, a Noruega faz parte de um mercado elétrico mais amplo e integrado– Nordpool. Contudo, por ser o país do grupo com maior dependência da geração hidroelétrica (99%) foi particularmente afetado pela crise causada pelo inverno “seco”.

Considerando a abundância de reservas de gás da Noruega, seria de se esperar que a geração térmica baseada no gás natural prevalecesse como uma alternativa de investimento. Entretanto, não se produziram investimentos significativos em nova capacidade de geração. Um relatório recente do *Council of European Energy Regulators* (CEER)¹⁸ informa que, devido às rigorosas normas ambientais, as empresas de geração térmica consideram que os preços futuros negociados no Nordpool são muito baixos para que o investimento seja rentável¹⁹

Até 2002 foram outorgadas três licenças para geração térmica a gás. A Naturkraft, uma empresa com participação estatal projeta 2 plantas de ciclo combinado, com uma potência de 400 MW cada uma. A Industrikraft Midt-Norge, um consórcio privado, planeja construir uma planta de co-geração de 800 MW. Estes três projetos representariam um pouco mais de 5% da capacidade total de geração instalada.

No que se refere às regulamentações ambientais para a construção de centrais térmicas que utilizem gás, o Parlamento, no debate sobre a política energética²⁰, decidiu que os padrões para as emissões de CO₂ das centrais localizadas na Noruega,

¹⁸ GRØNLI, Helle e COSTA, Pedro, “*The Norwegian Security of Supply Situation during the Winter 2002/-03*” - *Council of European Energy Regulators*, julho 2003.

¹⁹ Segundo estimativas de Grønli e Costa (op. Cit.), os preços futuros de mercado estão por volta de 24 euros por MWh e os investidores requereriam um preço estável entre 29 e 33 euros por MW

²⁰ “*The Energy Sector and Water Resources in Norway – 2002*”. *Ministry of Petroleum and Energy*.

não devem ser mais rigorosos que os padrões normais nos países da Área Econômica Européia²¹.

V. LIÇÕES

O caso da Noruega exhibe algumas diferenças notórias com relação ao Brasil, como o fato de possuir grandes reservas de gás e um clima muito mais frio. Entretanto, há algumas características comuns que podem tornar útil a análise da experiência norueguesa.

Ambos os países têm uma elevada participação do consumo da energia elétrica no total do consumo de energia e, em ambos casos, as centrais hidroelétricas representam a principal fonte de geração de energia elétrica.

Neste último aspecto, vale destacar que a Noruega explicitou como objetivo da sua política energética a diversificação da oferta de eletricidade através da construção de centrais térmicas baseadas no aproveitamento do gás natural. Alguns problemas detectados para atingir esse objetivo permitem obter algumas lições interessantes.

Em primeiro lugar, os sinais de preços que surgem do mercado elétrico podem ser inadequados para promover a construção de usinas a gás. No caso da Noruega, este parece ter sido um problema que afetou as decisões de investimento na capacidade de produção de energia elétrica em geral e não só as destinadas às centrais movidas a gás.

Em segundo lugar, cabe mencionar a necessidade de equilibrar diferentes objetivos de políticas públicas. Na Noruega, o Parlamento fez uma intervenção para equilibrar os objetivos de proteção ambiental e de diversificação da oferta de eletricidade para aumentar a segurança do fornecimento. Fica claro que uma estimativa muito elevada do objetivo de proteção ao meio ambiente pode afetar o cumprimento do objetivo referente à segurança do fornecimento.

²¹ Em um relatório do Parlamento, com relação à utilização doméstica de gás natural, o governo considerou importante estabelecer condições que facilitem a construção de centrais elétricas a gás com captação e armazenamento de dióxido de carbono, (*Report No.9 to the Storting 2002-2003. On Domestic Use of Gas Natural, etc.*. Ministry of Petroleum and Energy).

Outra característica do setor energético nos dois países é a presença de uma empresa maioritariamente estatal com grande poder de mercado: a Statoil .

Embora os resultados das reformas norueguesas sejam ainda incipientes, podem ser analisados os riscos avaliados durante a sua elaboração com a finalidade de se obterem alguns ensinamentos.

Nesse sentido, é possível obter três grupos de recomendações:

a) Regulamentação estrutural:

Uma conclusão que pode ser extraída do processo de reformas da Noruega é a necessidade de se avaliar a estrutura do setor para equilibrar a redução de custos de transação que a integração vertical possa produzir, e os ganhos de eficiência e bem-estar oferecidos pelo desenvolvimento de uma concorrência efetiva em alguns setores.

A favor da concorrência, pode-se argumentar que a separação das atividades de transporte e comercialização permite a redução dos incentivos para que uma empresa integrada incorra em práticas predatórias, discriminando o acesso ao sistema de transporte a seus concorrentes no segmento de comercialização. No que se refere à eficiência, entretanto, a integração vertical permite a redução dos custos de transação ao mitigar riscos e facilitar a recuperação dos investimentos em ativos específicos de transporte.

Neste sentido, foi adotada na Noruega uma estrutura intermediária na qual a segmentação vertical não se deu de forma total. Por um lado, separou-se a produção e a comercialização de gás efetuada pela Statoil, da atividade de transporte da qual era operadora. Entretanto, a desintegração vertical não foi completa, já que a Statoil continua sendo proprietária de alguns gasodutos (é a principal acionista da Gassled) embora a operação esteja a cargo da nova empresa Gassco.

b) Regulamentação de conduta – Acesso:

Outra conclusão é a conveniência de se determinarem normas de conduta precisas para regulamentar o acesso à infra-estrutura de transporte de gás, que é essencial para o desenvolvimento da concorrência.

A Noruega implementou a Diretiva de Gás da União Européia e modificou as regras preexistentes para garantir o acesso aberto ao sistema de transporte de gás natural.

c) Defesa da concorrência

De forma complementar, é importante considerar a efetividade e o escopo das regras de defesa da concorrência, com a finalidade de evitar práticas restritivas e abusivas que prejudiquem a eficiência agregada e o bem-estar dos consumidores.

O monitoramento das práticas comerciais das empresas, assim como das fusões e aquisições entre elas, é muito importante em mercados onde há uma interação entre os segmentos regulamentados e não regulamentados, e pode ser especialmente conflitante quando a oferta e a demanda estão localizadas em países diferentes.

É importante ressaltar a intervenção da Comissão Européia à modalidade de venda conjunta do gás a ser exportado pela Noruega, obrigando a realização de acordos separados entre o comprador e cada empresa com participação em áreas de produção.

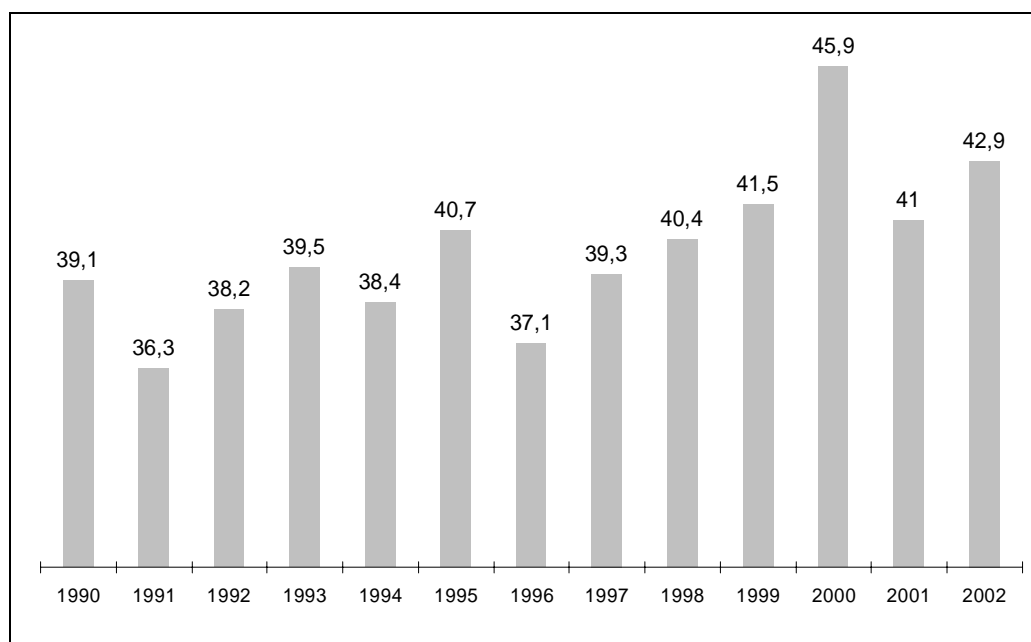
Finalmente, vale destacar o reconhecimento do governo norueguês acerca da necessidade de se deixar claros seus objetivos de política energética com a finalidade de gerar um compromisso confiável no que se refere à continuidade das políticas a longo prazo como requisito para a expansão do setor.

VI. ANEXO

Dados estatísticos

Quadro VII-1 – Evolução do consumo de energia primária na Noruega

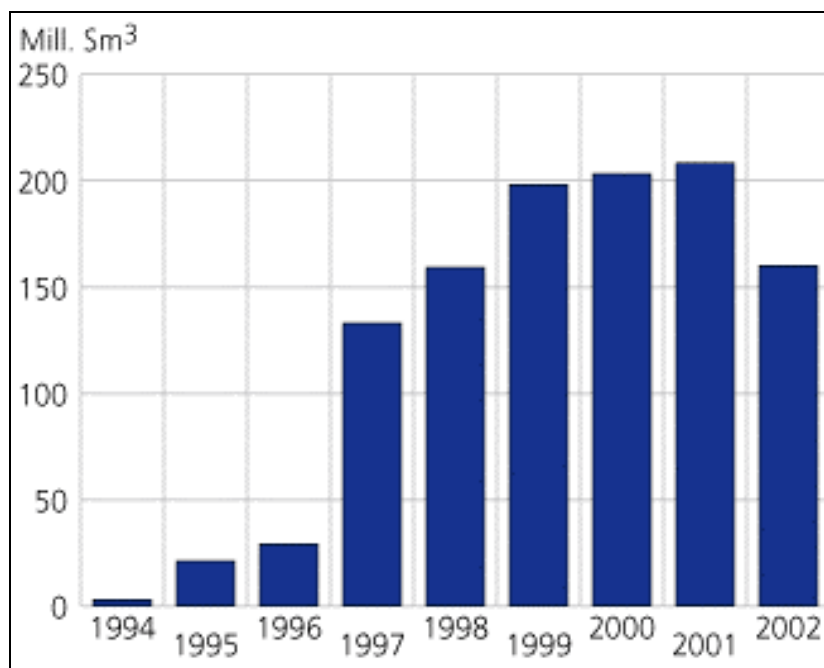
Período 1990 – 2002 – em milhões de toneladas equivalentes de petróleo (tep)



Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2003

Quadro VII-2 – Evolução do consumo de gás natural na Noruega

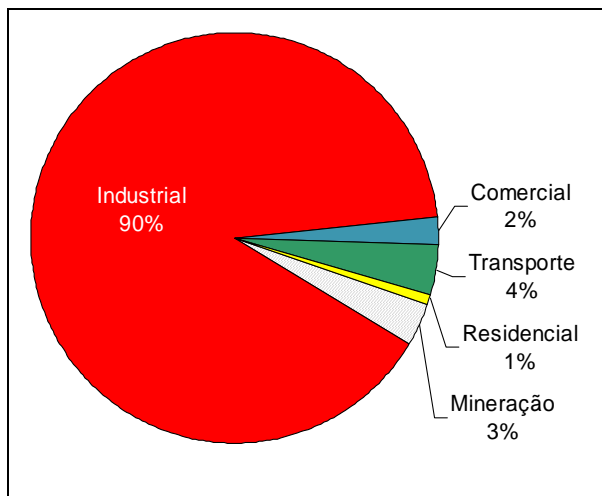
Período 1994 – 2002 – em MM de mcs



Fonte: Statistics Norway

Quadro VII-3 – Consumo de gás natural na Noruega por segmento

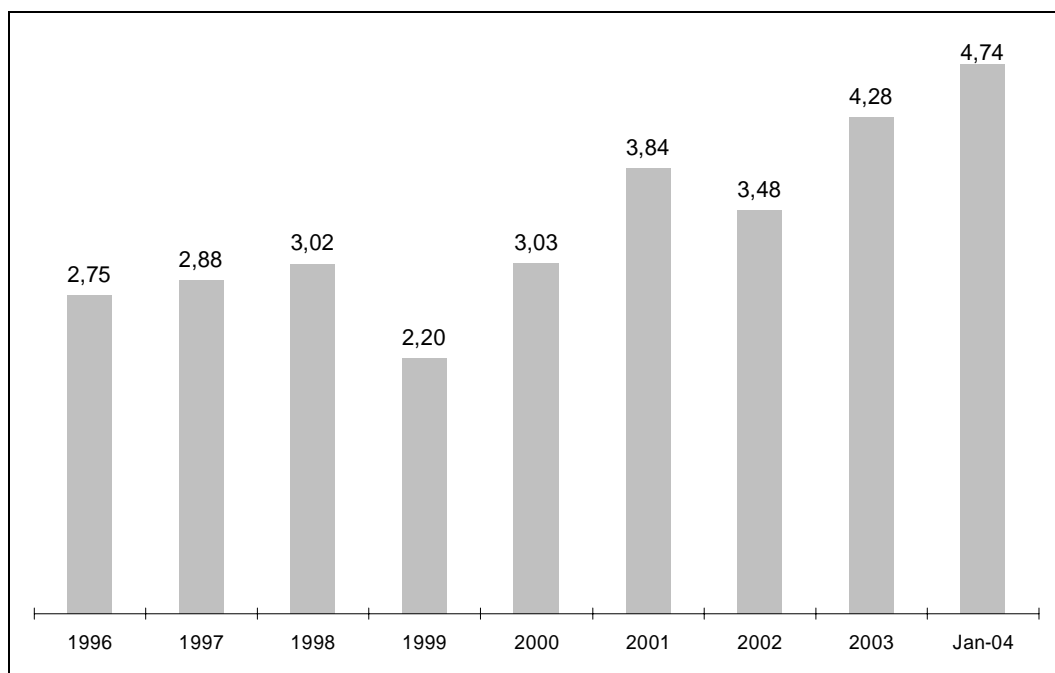
Ano 2003



Fonte: Statistics Norway

Quadro VII-4 – Evolução dos preços de exportação de gás natural

Período 1996 – 2003 / Janeiro 2004 – Em milhões de BTU



Fonte: Energy Prices and Taxes, IEA, Segundo Trimestre 2004, baseado em informação da Eurostat

VII. BIBLIOGRAFIA

1. BRITISH PETROLEUM. *BP Statistical Review of World Energy June 2003*. Londres: 39 p;
2. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Country Analysis Briefs: Norway*. Washington D.C.: 2002. 17 p;
3. EUROPEAN COMMISSION. *IP/02/1084*. Bruxelas: 2002. 3 p;
4. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Energy Prices & Taxes. Quarterly Statistics Second Quarter 2004*. Paris: 2004. 441 p;
5. GRØNLI, H; COSTA, P. *The Norwegian Security of Supply Situation during the Winter 2002/-03 - Council of European Energy Regulators*. Bruxelas: 2003. 44 p;
6. MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY. *Fact Sheet 2003 Norwegian Petroleum Sector*. Oslo: 2003. 203 p;
7. MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY. *Fact Sheet 2002 The Energy Sector and Water Resources in Norway 2002*. Oslo: 2002. 144 p;
8. MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY. *Report No.9 to the Storting 2002-2003. On Domestic Use of Gas Natural, etc*. Oslo: 2003. 24 p;
9. MINISTRY OF PETROLEUM AND ENERGY. *Report No. 38 to the Storting (2001–2002) - Oil and Gas Activities*. Oslo: 2003. 7 p;
10. NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. *2002 Annual Report*. Oslo: 2002. 41 p;
11. NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. *Facts Maps*. Oslo: 2003;
12. STATISTICS NORWAY. *Statistics By Subject*. Oslo: 2004.