

Nätverk om Olja och Gas

Redovisning och utvärdering
av verksamheten t.o.m våren 2003

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 500 ex

ER 22:2003

ISSN 1403-1892

Förord

Vårt samhälle och därmed allas vår välfärd är starkt beroende av tillgång på energi i olika former. Oljan har en avgörande betydelse för Sveriges energiförsörjning trots årtal av ansträngningar med satsningar på alternativa energikällor för att värna miljön. Det är nödvändigt att oljans betydelse för viktiga samhällsfunktioner är känd och att värdefull kunskap om olja, gas och kol bevaras och utvecklas. Kunskap om alla tillgängliga energialternativ är i högsta grad en riksangelägenhet.

Mot bakgrund av detta fick ÅF under 2001 i uppdrag att bygga upp och administrera ett Nätverk om Olja och Gas med Energimyndigheten som uppdragsgivare. Vid årsskiftet 2002/2003 hade nätverket 122 medlemmar. I april 2003 hade medlemsantalet ökat till över 160 personer, verksamma inom ett 50-tal olika myndigheter, departement, industrier, branschföreningar, energi-, gas- och oljebolag.

Nätverket skall bland annat verka för att beredskapsfrågorna inom energiområdet lyfts fram och diskuteras. Fram till sommaren 2003 har inom ramen för nätverket elva stycken välbesökta seminarier genomförts.

Denna rapport redovisar de aktiviteter, i form av seminarier och referat, som genomfördes från 2001 till juni 2003.

En webbenkät sändes under våren 2003 ut till alla som var medlemmar vid årsskiftet 2002/2003, som underlag för arbetet med att kontinuerligt förbättra nätverkets verksamhet. Enkäten innehöll ett tjugotal frågor om bland annat nätverkets arbetsformer, inriktning, hantering av information samt framtida verksamhet. Resultatet från denna enkät redovisas.

Rapporten, inklusive de flesta referaten, är författad av Mikael Toll. Referat från seminariet "Försörjningstrygghet vid olje- och gasimport" är en sammanfattning av en längre text av Gunnar Agfors. Referat från seminariet "Venezuela – oljeländ i kris" är skrivet av Staffan Riben.

Andres Muld
Avdelningschef

Innehåll

Inledning	7
Bakgrund	7
Nätverkets mål	7
Nätverkets verksamhet	8
Referat	9
Försörjningstrygghet vid olje- och gasimport	9
Venezuela – oljeländ i kris	13
Energipolitik	19
Rysslands olja och gas	22
Norgeperspektivet – olja och gas i och från närområdet	29
Irakkrisen – direkt och indirekt påverkan på den globala oljeförsörjningen.....	37
Internationella oljemän om oljeläget	44
Industriell efterfrågan på naturgas	51
Kolbaserade energiråvaror – Framtida möjligheter	61
Utvärdering av nätverkets verksamhet	75
Resultat	75
Bilagor	85
Frekvenstabeller	85
Svar på öppna frågor	94
Medlemsförteckning Nätverk om Olja och Gas	98

Inledning

Bakgrund

Oljan har en avgörande betydelse för Sveriges energiförsörjning trots årtal av ansträngningar med satsningar på alternativa energikällor för att värna miljön. Speciellt klimatfrågan har kommit att påverka debatten kraftigt. Satsningen på förnyelsebara energikällor som bibränslen och vindkraft har resulterat i betydande marknadsandelar som bränslen men endast i marginella markeringar när det gäller elkraftproduktion. I vissa fall finns eller studeras tekniska lösningar på de miljöproblem som till dags dato förts fram mot olika fossila bränslen. Inom överskådlig tid är fossila bränslen nödvändiga för såväl Sveriges som världens energiförsörjning. Mest uttalat är beroendet inom transportsektorn. Globalt svarar fossila bränslen för omkring tre fjärdedelar av den energi som handlas kommersiellt. Det går inte att skönja några tendenser som tyder på att denna andel skulle minska inom överskådlig framtid.

Vårt samhälle och därmed allas vår välfärd är starkt beroende av tillgång på energi i olika former. Kunskap om alla tillgängliga energiförsörjningsalternativ är således i högsta grad en riksangelägenhet.

Mot bakgrund av detta fick ÅF under 2001 i uppdrag att bygga upp och administrera ett Nätverk om Olja och Gas (NOG) med Energimyndigheten som uppdragsgivare. Under det första året bedrevs verksamheten i liten skala och under 2002 ökade nätverkets verksamhet i omfattning. Vid årsskiftet 2002/2003 hade nätverket 122 medlemmar. I april 2003 hade medlemsantalet ökat till över 160 personer verksamma inom ett 50-tal olika myndigheter, departement, industrier, branschföreningar, energi-, gas- och oljebolag¹.

Medlemskap i Nätverk om Olja och Gas har hittills varit kostnadsfritt då verksamheten finansierats av Energimyndigheten.

Nätverkets mål

Nätverket skall bidra till att ta fram objektiva underlag för en bred energipolitisk debatt. Det är nödvändigt att oljans och gasens betydelse för viktiga samhällsfunktioner är kända och att värdefull kunskap om olja, gas och kol bevaras och utvecklas. Det gäller inte minst i dagens situation då samhällets fokus sedan många år varit helt inriktad på förnyelsebara energikällor. De olika energislagen låter sig olika lätt substitueras. Det handlar om såväl betydande kostnader som det faktum att vissa förändringar tar betydligt längre tid än andra. De tillgängliga alternativens tekniska möjligheter och de kostnader som förknippas med dem måste bli kända. Detta gäller även hushållnings- och besparingsalternativens

¹ Medlemslista från 2003-05-08 redovisas i bilaga 4.

praktiska och ekonomiska konsekvenser. Förändringarna i teknik och infrastruktur måste bevakas.

Sårbarheten hos det moderna samhället diskuteras ofta endast sporadiskt. Störningar i elförsörjning och telekommunikationer blir varje vinter diskuterade i samband med snöfall i landets sydligare delar. Däremot tas den underliggande tillgången på energi för given. Internationella kriser kan dock rubba energisystemet i grunden. Trender i energiefterfrågan liksom såväl förutsebara och oförutsebara förändringar i utbudet kan påverka oss på ett avgörande sätt. Möjligheten för att vi skall få uppleva allvarliga störningar i energisystemet kan inte uteslutas. Nätverket skall således verka för att beredskapsfrågorna inom energiområdet lyfts fram och diskuteras. Framsynthet är viktigt och kräver att en aktiv omvärldsbevakning och analys bedrivs och kommuniceras. Riskerna för energikriser bör belysas på ett icke alarmistiskt sätt så att det skapas en förståelse för behovet av beredskapsåtgärder. Energiberodet och sårbarheten liksom även lösningarna på problemen delar vi med övriga EU-länder varför det är nödvändigt att diskutera beredskapsfrågorna ur ett EU-perspektiv.

Nätverkets verksamhet

Nätverk om Olja och Gas huvudverksamhet består av att anordna seminarier. Under seminarierna ges deltagarna möjlighet att mötas och diskutera olika frågeställningar av intresse. Relativt omfattande referat skrivs och skickas ut till samtliga medlemmar för att kunskapen som förmedlades under seminariet ska kunna spridas effektivt. Fram till och med sommaren 2003 har inom ramen för nätverket elva stycken seminarier² genomförts. Dessa har handlat om:

- USA - Energi och Säkerhetspolitik (6 november, 2001)
- Global konsekvens av USA:s energibrist (22 januari, 2002)
- Försörjningstrygghet vid olje- och gasimport (5 mars, 2002)
- Venezuela – Oljeländ i kris (23 april, 2002)
- Energipolitik (15 maj, 2002)
- Rysslands olja och gas (1 oktober, 2002)
- Norgeperspektivet – Olja och gas i och från närområdet (19 november, 2002)
- Irakrisen – Direkt och indirekt påverkan på den globala oljeförsörjningen (11 december, 2002)
- Internationella oljemän om oljeläget (19 februari, 2003)
- Industriell efterfrågan på naturgas (8 april, 2003)
- Kolbaserade energiråvaror – framtida möjligheter (8 maj, 2003)

Kommunikation inom nätverket sker direkt vid seminarier / nätverksträffar samt via e-post.

² Referat finns från de nio senast genomförda seminarierna.

Referat

Nedan följer referat från genomförda seminarier från mars 2002 till maj 2003.

Försörjningstrygghet vid olje- och gasimport

Under NOG-seminariet på ÅF den 5 mars 2002 höll Gunnar Agfors³ ett föredrag om svensk försörjningstrygghet. Bland annat olje- och gassituationen i Nordsjön, global oljestatistik och prognoser samt de europeiska och svenska marknaderna diskuterades. Följande sammanfattning av föredraget baseras även på rapporter om olja, gas och kol författade av Gunnar Agfors inom ramen för IVA:s Energiframsyn.

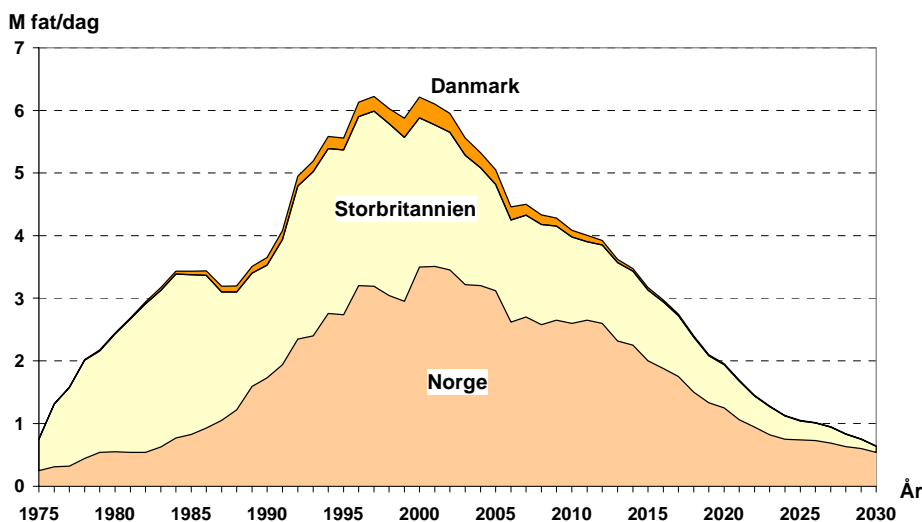
Den svenska oljesituationen

Fram till 80-talet byggde det svenska energisystemet till över 75 % på oljeprodukter. Importen stördes och prisläget var högt när stora delar av världens oljetillgångar nationaliserades på 70-talet – därefter följde perioder av krig i några av Mellanösterns större oljeländer. Läget då visade att oljeförsörjningen är en sårbar del av energisystemet. Nordsjöregionen har nu blivit största leveransområde för råoljor till raffinaderierna i Sverige. Hög råoljekvalitet, korta transporter och stabilitet i området har gett gynnsamma förutsättningar för oljeförsörjningen. Under år 2000 kom 65 % av råoljeimporten från Nordsjöländerna. Nära hälften av hela råoljeimporten, 47 %, var norsk råolja.

Nordsjöländernas produktion av råolja vänder från ökning till minskning före 2010. Storbritannien och Danmark har båda en längre tid haft större råoljeproduktion än inhemsk oljeanvändning men blir nettoköpare av råoljor inom de närmaste tio åren. Norge är en av världsmarknadens tre största nettoexportörer av råoljor. Även norsk råoljeproduktion vänder dock till minskade årliga uttag inom de närmaste fem åren. Prognoserna från Nordsjöländerna baseras på noggrann uppföljning av alla led i verksamheten. Mönstret styrs av att de nya oljefynd som påvisats de senaste 20 åren tillfört mindre råolja för framtiden än uttagen genom produktion. Återstående påvisade oljefynd som ännu inte byggts ut är relativt små. I Storbritannien och Danmark finns få områden kvar som inte redan är grundligt undersökta. Norge har stora nordliga områden kvar att undersöka, inte minst i Barentshavsregionen. I Norge har man länge markerat att verksamheten i oljesektorn nått ett moget stadium och förberett omställningen från oljeexport till naturgasexport som huvudsaklig långsiktig intäktskälla.

³ Gunnar Agfors har tidigare varit verkställande direktör i bl a Svenska Petroleum Exploration. Han har även varit styrelseledamot i bl a Vattenfall och Svenska Petroleum samt är ledamot av Kungl Ingenjörsvetenskapsakademien.

Samtidigt ökar intresset från andra områden för köp av nordsjöolja. Både EU och USA har nyligen infört skärpta miljökrav på oljeprodukter och de höga kvaliteterna på nordsjöoljorna passar bra för raffinaderier där man vill skjuta på investeringarna för ny reningsutrustning.



Figur 1. Nordsjöområdets oljeproduktion 1975 – 2030. Historik och prognos.

I Sverige får oljeförsörjningen anpassas till att säker och närbelägen oljeförsörjning från grannländerna går mot mindre tillgång och ökande konkurrens. Detta betyder dels att råoljan måste hämtas från länder på större avstånd, dels att råoljekvaliteterna blir sämre. Hur det ser ut i resten av oljevärlden blir alltså allt viktigare för svensk energiförsörjning.

Det internationella "oljeläget"

Under senare år har skett en övergång från en nära trettioårig period med ständig överkapacitet i råoljeledet till knappare balans mellan tillgång och efterfrågan. Fortsatt ekonomisk tillväxt blir mer än hittills beroende av att kapaciteten för råoljeproduktion ökar i takt med efterfrågan. Ekonomiska modeller med traditionell uppräknings av oljebestanden i takt med ekonomisk tillväxt visar på växande framtida oljebestånd under lång tid framåt. De största möjligheterna att öka produktionen av råolja – så snabbt och kraftigt som förefaller behövas – finns i centrala Mellanöstern. Världsmarknaden är därför beroende av investeringar som ökar kapaciteten och leder till långsiktigt ökande export av råolja särskilt från Mellanöstern. Marknaden blir samtidigt mer känslig för störningar.

En fortsatt långsiktigt ökande oljeanvändning i linje med de renodlade efterfrågeprognoserna är mindre trolig, av både resursmässiga och politiska skäl. Störningsriskerna ökar redan på kort sikt. Både naturgas och kol har gynnsammare försörjningsläge genom större återstående resursbas jämfört med

oljesektorn. Både globalt och inom EU växer användningen av naturgas snabbast av de fossila energiråvarorna. Skälen är möjligheterna för långsiktig försörjning på konkurrenskraftiga villkor och betydligt bättre miljöegenskaper.

Naturgasens betydelse växer

”Naturgasens århundrade” har nyligen börjat och svensk energimarknad har goda förutsättningar att ta vara på dess möjligheter. Fynden av naturgas som gjorts genom prospektering ökar ännu, globalt sett, snabbare än uttagen. Den geografiska fördelningen är också jämnare än för oljetillgångarna. Prospektering och utbyggnad av fynden för produktion har dock inte nått samma grad av mognad som inom oljesektorn. De rapporterade tillgångarna av naturgasreserver är störst i Ryssland, med Mellanöstern som det näst största regionala naturgasområdet. Även många andra länder har naturgasfyndigheter. Totalt fanns kända naturgasförekomster i över 90 länder vid slutet av 90-talet, enligt IEA. De flesta nu kända naturgasfynden har påvisats vid prospektering som varit inriktad på att finna olja. Prospektering i områden med utsikter för fynd av enbart naturgas har ofta haft lägre prioritet. Intresset för att göra även rena naturgasfynd ökar i takt med att också naturgasen får större kommersiellt värde.

Naturgas inom EU

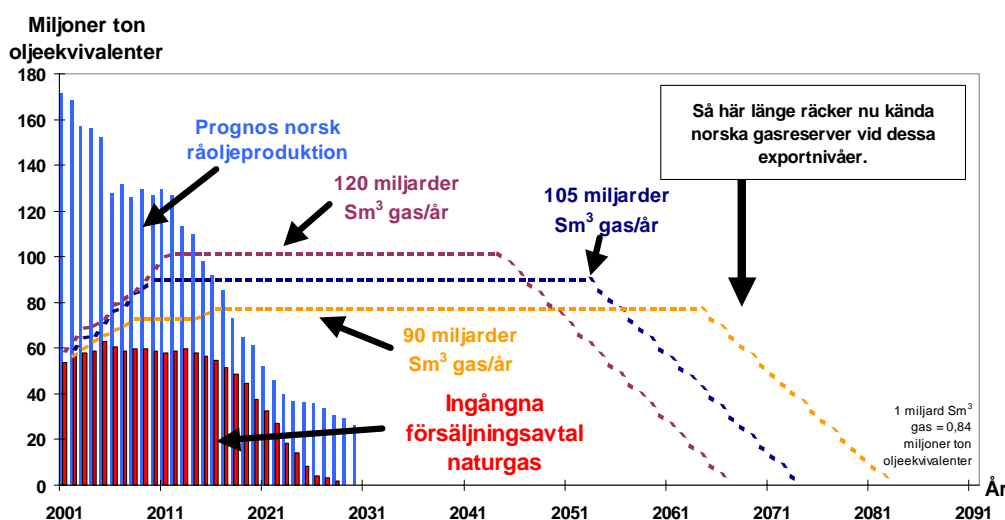
Inom Västeuropa blev de stora fynden av naturgas i Holland vid Groningen på 50-talet starten för att bygga ut rörsystem för distribution till allt större delar av Europa. Fynden blev också starten för prospektering efter olje- och naturgasfynd i hela Nordsjöregionen. Användningen av naturgas har de senaste åren växt till ca 22 % av EU-ländernas hela energianvändning, och minskat användningen av kol och oljeprodukter. Tillgångarna av naturgas inom de centrala EU-länderna är nu nära sin maximala nivå för årliga uttag. Importen ökar. Ryssland, Norge och Nordafrika täcker nu ca 36 % av hela gasförsörjningen inom EU. Ökad naturgasanvändning anses inom de flesta EU-länder som den mest effektiva motvikten till ökande oljeimport. Ökningstakten har varit igenomsnitt 3.7 % per år mellan 1973 och år 2000 för OECD-länderna i Västeuropa. Naturgassystemen har fungerat i det närmast helt störningsfritt under lång tid och tillförseln bedöms därför vara betydligt säkrare än för oljeprodukter. De stora och ännu lågt utnyttjade naturgasfynden på Norges kontinentalsockel och i Ryssland kommer att bli viktiga för den framtida naturgasanvändningen inom EU-området. Även Nordafrika och Mellanöstern har stora naturgasreserver, vilket talar för att priserna kommer att styras av konkurrens mellan olika leveransområden.

Naturgas i Sverige

Sverige har EU-områdets lägsta andel naturgas i energisystemet. År 2000 var denna mindre än 2 %. För en utökad svensk naturgasanvändning talar den rikliga tillgången på påvisade naturgasfynd i både Norge och Ryssland. De norska påvisade naturgasreserverna har, till skillnad mot situationen för råolja, fortsatt att öka mer än uttagen. Vid senaste årsskiftet motsvarade de påvisade reserverna ca 100 års uthållighet i förhållande till dåvarande export.

Bilden kan förändras av både tillkommande fynd och nya leveransavtal. Norges resursförvaltning är inriktad på att se naturgassektorn som en mycket långsiktig verksamhetsgren. De scenarier som skisserats visar att redan kända fyndigheter kan tillåta en utbyggnad av produktions- och rörsystem med mer än 50 % större leveransvolymer än de nu avtalade – men även utan ytterligare fynd ändå ha reserver som räcker långt efter 2050. I Norge har stora delar av de mer nordliga delarna av kontinentalsockeln ännu inte undersökts. De geologiska förhållandena i dessa områden ger goda förutsättningar för att nya naturgasfyndigheter ska kunna påvisas.

En avgörande skillnad mellan naturgasutvinning och oljeproduktion är att kostnaderna för transporterna spelar en större roll för prissättningen och ger fördelar för kunder med korta transportavstånd från produktionen av naturgas. Den svenska marknadens läge i närheten av stora och ännu inte utnyttjade naturgastillgångar i Norge och Ryssland är förmånlig i förhållande till övriga Västeuropa. De redan utbyggda rörsystemen för naturgas på Nordsjöns botten omfattar för närvarande fem anslutningar från norsk sockel till det kontinentala Europa samt en dubbel ledning till England. Utvidgningar av rörsystemen inom Europa kommer troligen att innebära att de ryska, norska, danska och engelska leveranssystemen i ökande



Figur 2. Norges tillgängliga naturgasleveranser relativt prognos för råoljaproduktion.

utsträckning kopplas samman vilket medger flexibelt utnyttjande. Nya rörsystem för EU-områdets naturgasimport kommer att passera både väster och öster om Sverige. Transitering av naturgas till andra länder kan underlätta att man får kommersiellt bärkraftiga volymer för ledningar som delvis passerar svenskt område. Underlag för att värdera alternativ och konsekvenser finns genom de olika utredningar som redan gjorts och pågår.

Sammanfattning

-Sveriges strategiska fördel av vår geografiska närhet till Nordsjöns oljeproduktionsområden håller på att minska. När nordsjöoljan tar slut kommer vi att i stor utsträckning vara utlämnade till OPEC och ett fåtal länder i mellanöstern om vi inte ändrar vårt energiförsörjningsmönster. Instabiliteten i flera av de berörda områdena kommer att få efterverkningar på den globala oljemarknaden. Vi har i vårt närområde två av världens största produktionsområden av naturgas. Från Norge och Ryssland kommer under flera decennier framöver naturgas att exporteras via rörledningar till den europeiska kontinenten, inte sällan sker transiteringen nära Sveriges gränser. Med vårt geografiska läge nära dessa båda regioner har Sverige ånyo en strategisk fördel, avslutar Gunnar Agfors.

Mikael Toll, maj 2002

Venezuela – oljeland i kris

Under NOG-seminariet på ÅF den 23 april 2002 höll Staffan Riben, som de senaste fem åren varit stationerad i Caracas som VD för Statoil Venezuela, ett anförande om den rådande situationen i oljelandet Venezuela. Nedan följer en sammanfattning av Staffans inlägg.

Historien i ett nötskal

Venezuela ”upptäcktes” av Christofer Columbus på hans tredje resa 1498.

Under den första hälften av 1500-talet var den dominerande drivkraften för den spanska kolonisationen drömmen om att finna ”El Dorado” – ett undangömt kungarike med omätliga skatter och en förgylld härskare, pudrad med guld. Ett antal expeditioner genomfördes från bosättningar på till Venezuelas inre. Dessa strapatsrika expeditioner genomfördes under enorma umbäranden, med målmedvetenhet och stor grymhet mot de infödda.

El Dorado upptäcktes aldrig, och inga stora skatter i Venezuela heller. Landet blev en marginell koloni i det spanska imperiet, med Caracas som huvudstad. Jordbruk var huvudnäringen.

Som en följd av Spaniens försvagning och förlusterna till Napoleon, började de spansk-amerikanska kolonierna söka sin frihet. En kongress i Venezuela deklarerade självständighet 1811. Ett långt och blodigt krig mot spanska kolonialarméer följde. Simón Bolívar, ”El Libertador”, blev den venezuelanska resningens ledare, och ledde också befrielsen av Panama, Colombia, Ecuador, Peru och Bolivia. Befrielsekriget avslutades med Bolívars seger vid Carabobo 1821, varefter Spanien erkände Venezuelas självständighet.

Resten av 1800-talet präglades av inbördes strider. Starka ledare med egna väpnade styrkor – ”caudillos” – stred om makten och diktaturregimerna växlade.

Under den hårda regimen av diktatorn Juan Vicente Gomez (1908 – 1935) konsoliderades Venezuela och centralmakten, och petro-staten grundlades. Den siste diktatorn (Pérez Jiménez) störtades 1958, sedan dess har Venezuela haft ett demokratiskt statskick – längre än något annat land i Sydamerika.

Oljan – välsignelse och förbannelse

Oljan är motorn i Venezuelas ekonomi, på gott och ont. Oljan är den största exportprodukten och svarar för huvuddelen av statsinkomsterna. Detta innebär samtidigt att ekonomin är ytterst beroende av svängningarna i oljepriserna, och pendlar med dem mellan ”boom and bust”. Dilemmat delas med många petroleumekonomier: i goda tider lär man sig att leva gott på oljeintäkterna, samtidigt som produktiviteten minskar. Oljeinkomsterna driver priser och inflation och försvagar konkurrenskraften i andra näringar.

Produktionen började vid tiden för första världskriget, och utvecklades raskt under 1920-talet, så att landet vid slutet av decenniet var den näst största producenten i världen, efter USA. Inkomsterna från koncessioner till utländska bolag blev betydande – mycket hamnade i fickorna hos Gomez, hans familj och protegéer – men bolagen tog huvuddelen av vinsten från utvinningen, efter produktionskostnader och normal avkastning, ”räntan”.

Känslan av att Venezuela var utnyttjat och inte hade tillräcklig kontroll över sina egna resurser växte sig stark, över hela det politiska spektret. Stegvis ökades statens andel av inkomsterna genom högre royalties och skatter. 1943 infördes en ny petroleum lag som delade räntan mellan bolagen och staten enligt principen ”fifty-fifty” – ett genombrott på vägen till större nationell kontroll. Skatterna höjdes ytterligare och regeringens kontroll över oljeverksamheten stärktes. Fr.o.m. 1970-talet gavs inga fler koncessioner. 1975 nationaliserades hela oljeindustrin, och de tidigare utländska bolagen blev döttrar till ett nytt statligt holdingbolag, Petróleos de Venezuela eller PDVSA. För bolagen var detta ett hårt slag – både Exxon och Shell hade sin största produktion i Venezuela – men en någorlunda acceptabel lösning förhandlades fram.

Oljeprishöjningarna, och prishöjningarna 1973 och 1979/80, skapade en enorm bonanza i Venezuela. Statsutgifterna steg explosionsartat. Målet för politiken var att ”så oljan”, d.v.s. investera överskottet i social och ekonomisk utveckling. Men industrialiseringen genomfördes snabbt, och under ledning av en maktfullkomlig och dynamisk president (Carlos Andres Pérez). Resultatet blev ett antal statliga prestigeprojekt med låg effektivitet och en utpräglad ”favoritism”. Stora kontrakt från regeringen gjorde kretsen runt presidenten rika. Skatteintäkterna från medborgarna var blygsamma, och beroendet av oljepriserna blev större i bonanzans spår.

Stora satsningar gjordes också på utbildningen, framför allt vid universiteten. Under 1960- och 1970-talen växte en köpstark medelklass fram.

Efter nationaliseringen hade oljeproduktionen börjat sjunka, till följd av att investeringarna hade bromsats av de gamla rättighetshavarna. Med förhoppningen att oljepriserna skulle fortsätta att öka rullade de stora projekten och statsutgifterna på, och utlandsupplåningen ökade dramatiskt i fr.o.m. slutet av 1970-talet.

Med stagnerande oljeintäkter växte statens finansiella problem – räntebetalningarna på utlandslånen tog en allt större del av budgeten. Oljeprisfallet 1986 ökade pressen.

1988 gjorde den återvalde Pérez en helomvändning. Ett stabiliseringsavtal träffades med IMF, marknadsekonomiska reformer, privatisering och besparingar initierades. Den politiska reaktionen under de följande åren blev kraftig. Missnöjet över besparingarna, ökande arbetslöshet och sjunkande levnadsstandard växte liksom kritiken mot den politiska eliten och korruptionen.

Internationell öppning

Överskotten i PDVSA användes i ökad utsträckning för att täppa till hålen i statens budget. För att kunna genomföra ett program för att öka oljeproduktionen och erövra marknadsandelar internationellt krävdes utländska investeringar. Efter nationaliseringen hade också den tekniska utvecklingen släpat efter omvärlden.

Med PDVSA:s ledning som arkitekt, antogs en plan i början av 1990-talet för att kraftigt öka produktionen, till ca 6 milj. fat/dag och att öppna oljeindustrin på nytt för utländska investeringar. I dag finns alla ledande oljebolag på plats igen – bland dem Statoil – som partners med PDVSA i olika projekt. Dessa omfattar både reaktivering med ny teknologi av oljefält som varit i produktion ett antal år och nya projekt, inklusive prospektering. Erfarenheterna av dessa projekt är blandade: reaktiveringsprojekten har i flertalet fall blivit besvikelser, medan en del av de nya projekten blivit mycket framgångsrika – inte minst i Orinoco-bältet, med stora reserver av mycket tung råolja.

Under början på 1990-talet genomförde Venezuela också stora investeringar i raffinaderikapacitet utomlands, framför allt i USA, för att säkra marknaden för råoljan.

Reserver och produktion

Venezuela har de största oljereserverna på västra halvklotet. De konstaterade ("proved") reserverna av konventionell råolja anslås till ca 77 miljarder fat, vilket motsvarar en produktion på ca 66 år, med dagens produktionstakt. Ca 40 % av reserverna finns i och omkring Maracaibosjön och ca 60 % i den östra delen av landet. I Orinoco-bältet, norr om den mäktiga Orinocofloden, finns gigantiska

reserver av extra tung, asfaltliknande råolja. Det som anses möjligt att utvinna härifrån, med rimlig ekonomi, anslås till ca 200 miljarder fat, men den bedömningen är osäker.



Figur 3: Venezuela, petroelumreserver.

Produktionen nådde sin topp, med mer än 3.5 milj. fat/dag, omkring 1970, varefter den gradvis föll tillbaka till under 2 milj. fat/dag. Ansträngningarna att öka produktionen bar frukt i senare delen av 1980-talet, bl.a. till följd av upptäckten av ett nytt, stort fält i östra Venezuela, El Furrial. I dag är produktionen ca 3 milj. fat/dag. Under 1999-2001 minskade produktionen på nytt, som en följd av politiken att, i samverkan med OPEC, prioritera höga priser framför expansion.

Den aktuella politiska situationen

Överstelöjtnant Hugo Chávez ledde en misslyckad militärkupp mot den impopulära Pérezregimen 1992. Kuppen misslyckades men kuppmakaren blev populär. Han sattes i fängelse men benådades av Pérez efterträdare Caldera. Under de följande åren byggde han, från gräsrotterna, en politisk rörelse med nationell stolthet och social rättvisa som centrala budskap. 1998 vann han, som en kandidat som ville ta en uppgörelse den gamla politiska klassen, en stor seger i presidentvalet (58%).

Chávez första år vid makten (1999) kännetecknades av stor politisk aktivitet, bl.a. en ny konstitution och nya val, som bekräftade hans maktställning. Också stora delar av medelklassen hoppades att Chávez skulle kunna skapa en sundare och hederligare demokrati. Han popularitet i opinionsundersökningarna steg till 80 %.

Chávez ideologi och stil har blivit allt mer kontroversiell. Social rättvisa är ett grundtema, men han är misstänksam mot marknadskrafterna – ”den grymma neoliberalismen” – och lutar mer till statlig styrning och interventionism. Han vädjar till känslan av nationell stolthet, inte minst i relationen till USA. Han säger

sig genomföra en ”bolivariansk” revolution, inspirerad av befrielseledarens strid för oberoende och rättvisa. Chávez stil är stridlysten och han delar gärna in samhället i ”goda” – de som är med honom – och ”onda” – kritiker, kapitalister och anhängare till de gamla politiska partierna. Följden har blivit en djup polarisering, och öppen konflikt med näringslivet, kyrkan, medierna och universiteten.

Samtidigt har politisk tradition och de tidigare valresultaten lett till en enorm koncentration av makt hos Chávez, medan oppositionen är splittrad. Han har i ökad utsträckning använt meningsfränder från militären på civila nyckelposter.

På oljepolitikens område innebar regeringsskiftet ett tvärt brott med den tidigare expansiva linjen. Oljeprisfallet 1998/99 hade skakat Venezuela, som nu ställde in sig i OPEC-ledet och aktivt agerade för kraftiga produktionsbegränsningar. OPEC:s samordning har lett till högre oljepriser och en viss förbättring av den statsfinansiella situationen i Venezuela, men priset är högt: minskad industriell aktivitet, negativ tillväxt och ökad arbetslöshet.

Samtidigt som ekonomin gjorde på stället marsch, djupnade konfrontationen under 2001. Regeringen försökte knäcka ryggen på fackföreningarna, lierade med de gamla politiska partierna, och introducera nya, ”bolivarianska” fackföreningar. 49 delvis kontroversiella lagar genomfördes med presidentdekret, bl.a. en ny petroleumlag. Missnöjet, framför allt hos medelklassen djupnade, och vid slutet av året hade Chávez popularitet sjunkit till omkring 30 %.

Droppen som kom bägaren att rinna över var Chávez beslut att avsätta PDVSA:s styrelse och ersätta den med folk med rätt politisk färg. Detta ledde till protester och arbetsnedläggelser inom PDVSA, med stöd både från ledningen och från fackföreningarna.

Under ledning av huvudorganisationerna på arbetsmarknaden genomfördes ett ”civilt stopp” av samhället i december 2001 och ett nytt i april 2001.

En stor protestdemonstration den 11 april med minst 500.000 deltagare utsträckte sin marsch och gick mot presidentpalatset. Kraven på Chávez avgång var högljudda. Nära presidentpalatset utbröt skottlossning och 11 demonstranter sköts till döds. Presidentens anhängare anklagades för våldet. En del av militärledningen förklarade att man inte kunde upprätthålla sin lojalitet till presidenten och ställde sig bakom kraven på hans avgång. Chávez avgick med sin regering – om frivilligt eller under tvång är oklart – och militärledningen tillsatte en ny interimregering, under ledning av industriförbundets ledare, Pedro Carmona.

Det förefaller som om Carmonas interimregering ”kidnappades” av högerkrafter. Ett av hans första beslut var att upplösa den lagligt valda nationalförsamlingen. Chávez anhängare samlade sig till motdemonstrationer, och lojala generaler tog

kontrollen i militärhögkvarteret och återförde Chávez till Caracas efter mindre än två dygn.

Chávez och hans anhängare kallar det som hände ett försök till statskupp. Det var "det civila samhället" som tog initiativet, och de militärer som agerade säger att de var tvungna att fylla ett maktvakuum och förhindra ytterligare våld.

Normalt på ytan – osäkert under

Det politiska tumultet i april har skapat en mycket osäker politisk situation. Chávez har efter återkomsten manat till eftertanke och dialog. Det är tveksamt om detta är trovärdigt och möjligt, med hänsyn till hans historia och karaktär. De grundläggande politiska och ekonomiska motsättningarna kvarstår. Samtidigt är oppositionen splittrad, och de som tog risken att visa sitt stöd för "kuppen" kan isoleras eller elimineras.

Regeringen har litet ekonomiskt svängrum, eftersom aktiviteten utanför oljesektorn fortsätter att gå kräftgång, och oljeproduktionen bara kan ökas långsamt, efterhand som investeringar och OPEC-kvoter tillåter.

Ytterst är det var militären lägger sin tyngd, synligt eller osynligt, som kan avgöra vilken riktning utvecklingen tar. Men splittringen inom militären har blivit uppenbar, och Chávez kommer säkert inte att försitta någon tid att försöka oskadliggöra sina motståndare.

Vart går oljepolitiken?

Den tidigare oljeministern och OPEC:s generalsekreterare Alí Rodríguez blir nu ny chef för PDVSA. Han har respekt i alla läger, och man får därför räkna med att PDVSA återgår till ordningen.

Efter Chávez återkomst till makten får man också räkna med att Venezuela kommer att fortsätta att verka inom OPEC för en styrd produktion som håller priserna uppe. Detta har ju under två år visat sig vara en relativt framgångsrik politik, från fiskal synvinkel. Därför är utrymmet för ökning av oljeproduktionen i Venezuela begränsat. Detta förstärks av att fyra, nya projekt är på gång för att utvinna och uppgradera den extra tunga råoljan från Orinocobältet. Tillsammans kommer de att ge ett produktionstillskott på ca 700.000 fat/dag av råolja under de närmaste åren. På sikt öppnas antagligen för ytterligare projekt inom detta område, baserat på ny teknologi.

F.n. läggs tonvikten på att öka utvinningen och kommersialiseringen av gas. Några koncessioner har givits på land och man är i färd med att öppna nya provinser offshore för gas, i första hand mellan Trinidad och Venezuela, och ett stort LNG-projekt är under planläggning.

Det är en politisk ambition att ge inhemska, privata företag möjlighet att delta i de nya projekten. Men de har ganska lite att erbjuda av erfarenhet och ekonomisk

styrka, och kommer nog därför att spela en roll främst som underleverantörer av produkter och tjänster. För de nya, stora projekten behöver Venezuela de internationella bolagen som partners, både av tekniska och finansiella skäl. Detta gäller i synnerhet när den nya, mycket prospektiva provinsen söder om Trinidad öppnas.

Man kan fråga sig om de internationella bolagen är villiga att göra nya, stora investeringar i Venezuela, med hänsyn till de politiska riskerna. Men projekt inom produktion av olja och gas är till sin natur mycket långsiktiga. De görs i partnerskap mer med landet än med en viss regering. Venezuela har stora reserver av olja och gas och landet är ekonomiskt helt beroende av att produktionen fortgår, precis som den har gjort, under skiftande regeringar, i 90 år. Därför bedömer de flesta stora bolagen att risken med fortsatta investeringar i produktion i Venezuela är acceptabel, trots dagens politiska turbulens.

Staffan Riben, augusti 2002

Detta seminarium följdes upp under seminariet "Internationella oljemän om oljeläget" den 19 februari 2003.

Energipolitik

Under NOG-seminariet på ÅF den 15 mars 2002 höll Bengt Westerberg, ordförande i Svenska Petroleum Institutet och före detta partiledare för Folkpartiet, ett anförande om energipolitik internationellt och i Sverige. Seminariet avslutades med en allmän energipolitisk diskussion.

Bengt Westerberg inledde med en kort beskrivning av hur han först kommit i kontakt med svensk och internationell energipolitik. Under sin tid i folkpartiets ungdomsförbund, på 1960-talet, deltog han i den stundtals intensiva debatten kring utbyggnad av de fyra kvarvarande älvarna, där han förespråkade att dessa skulle lämnas i fred. Även i kärnkraftsdebatten, främst i samband med Tjernobylyckan och diskussionen om den motiverade en avveckling av svenska reaktorer eller inte, var Bengt Westerberg i hög grad delaktig.

Efter folkomröstningen fattade riksdagen 1981 beslut om att avveckla det svenska kärnkraftsprogrammet till 2010. Riksdagens beslut 1988 att inleda avvecklingen med två reaktorer redan i mitten av 1990-talet var en direkt följd av opinionsläget efter Tjernobyl. Enligt Bengt Westerberg var beslutet inte grundat på sakliga överväganden, vilket klart framgick av det underlag inför beslutet som togs fram av regeringen.

I augusti 1990 hade Bengt Westerberg i en artikel på DN-debatt⁴ fram fem huvudargument mot avvecklingen. Bland annat hänvisade han till att berörda myndigheter inte såg några säkerhetsmässiga skäl för en förtida kärnkrafts-avveckling i Sverige. Avvecklingen skulle leda till ökade CO₂-utsläpp, vilket rimligen borde försvåra för Sverige att globalt argumentera för minskade utsläpp. Enligt analyser som genomfördes av bland andra Statens Energiverk skulle en avveckling även till 2010 inte kunna genomföras utan ökade koldioxidutsläpp. Vid de beslut om avveckling av kärnkraften till år 2010 som fattades 1981 hade man utgått från att kärnkraften skulle kunna ersättas av miljövänliga alternativ. 1990 stod det klart att avvecklingsbeslutet hade baserats på en alltför optimistisk syn på de alternativa energislagens möjligheter att ersätta kärnkraften. Slutligen skulle en avveckling också leda till stora samhällsekonomiska kostnader. I stället för ett avvecklingsbeslut ledde diskussionen fram till en uppgörelse mellan regeringen (s), folkpartiet och centern i början av 1991 som i praktiken öppnade för en omprövning av den bortre parentes.

”Argumenten i debattartikeln från 1990 håller ganska väl även i dagens situation kring diskussionen av avvecklingen av Barsebäcks andra reaktor”, sa Bengt Westerberg.

Bengt Westerberg är sedan några år tillbaka ordförande i Svenska Petroleum Institutet. Det är från den plattformen han uttalade sig om energifrågor och energipolitik under seminariet.

Det globala perspektivet

Ett sätt att närma sig energipolitiken är genom att studera olika framtidsscenarier som tagits fram inom energiområdet. Sådana framtidsbilder kommer alltid med facit i hand att visa sig mer eller mindre felaktiga, men de kan ändå ge en idé om vart vi kan vara på väg. Shells *Energy Needs, Choices and Possibilities* utmålar två scenarier som sträcker sig fram till mitten av seklet. En övergripande fråga i denna studie har varit hur det globala energisystemet inom 50 år ska kunna stabilisera CO₂-halten i atmosfären vid 550 ppm samtidigt som den globala användningen av energi ökar. Flera nyckelfrågor har identifierats: Vid vilken tidpunkt kommer tillgänglig olja och gas inte räcka till för de behov som finns och vad kommer ersätta olja inom transportsektorn? Vilken teknologi kommer att vinna kapplöpningen att förbättra fordons miljöprestanda? Hur kommer behov av distribuerad elektricitet att påverka energisystemen? Vilken aktör kommer att driva marknadsexpansion och kostnadsreduktioner av förnybara energislag? Hur kommer lagringsproblemet att lösas för sol- och vindenergi? Hur kan en infrastruktur för vätgas utvecklas? Hur ska växande ekonomier (främst Kina och Indien) lyckas balansera en ökad energiefterfrågan mot ökat importberoende och miljöeffekter? Hur kommer individuella och samhälleliga prioriteringar att se ut, och hur kommer de att påverka energisystemet? Dessa och andra frågeställningar tvingar fram viktiga ställningstaganden och vägval under de närmaste årtiondena.

⁴ Målkonflikten finns kvar 2015, DN 29/8 1990

Shell skissar på två olika möjliga framtida utvecklingsvägar. Westerberg tyckte att det var intressant att studera de gemensamma dragen, faktorer som antas gälla för båda dessa olika scenarier. Båda pekar på naturgasens viktiga roll som brygga under kommande decennier. I båda två förutspås även stormar på oljemarknaden när oljan tvingas konkurrera med ny teknologi liksom en snabb utveckling av distribuerad/decentraliserad värme och kraft.

Politiska risker har inte explicit behandlats i Shells studie. En politisk faktor som skulle kunna få stor betydelse är vårt växande beroende av Mellanöstern som exportör av råolja. Världen står för gigantiska utmaningar med en ökad efterfrågan på energi samtidigt som miljörestriktioner, i form av bland annat CO₂-problematiken, måste klaras. Bengt Westerberg ansåg att det kommer att bli svårt att målmedvetet möta dessa utmaningar utan medverkan från USA, som i dagsläget intar en relativt obekymrad attityd.

Svensk energipolitik

Bengt Westerberg är tveksam till idén att Sverige skulle kunna uppnå några stora reduktioner av koldioxidutsläppen internationellt genom att vara internationell förebild. Vi har redan gått före genom att införa världens högsta koldioxidskatt men utan att det lett till efterföljd i andra länder. Sveriges CO₂-utsläpp per capita är ungefär hälften så stora som genomsnittet från samtliga i-länder. Av denna anledning har EU, trots sina åtaganden att minska de totala utsläppen enligt Kyoto-överenskommelsen, ansett att det är rimligt att Sverige får öka sina utsläpp något. Sveriges nuvarande låga utsläpp beror framförallt på den väl utbyggda svenska kärn- och vattenkraften.

”Totalt svarar Sverige för ungefär 0,2 procent av de globala CO₂-utsläppen. Vi kan inte ens genom ett ensidigt totalstopp av de svenska utsläppen nämnvärt minska risken för klimatpåverkan”, sa Bengt Westerberg. Ytterligare reduktion av utsläppen i Sverige är ofta dyrare än motsvarande minskningar i andra länder. Det är viktigt att vi lever upp till de internationella åtaganden vi gör, men den enda effekten av att Sverige går längre än så blir sänkt levnadsstandard i Sverige. Innebörden skulle vara att vi offrade delar av vår sociala välfärd utan att uppnå några positiva effekter på miljön. Kan vi till rimliga kostnader nå längre är det naturligtvis bra, men det finns ingen anledning att till höga kostnader gå före. Westerberg menade att varje svensk investeringskrona som syftade till minskade utsläpp skulle göra större nytta i andra länder än i Sverige. Han ansåg att det är ett problem att Sverige har beslutat att avveckla kärnkraften. ”Det är lika svårt i dag att se en kärnkraftsavveckling utan ökade CO₂-utsläpp som för tio år sedan. Däremot är det positivt om vi genom FoU kan medverka till att sådana alternativ blir tydligare”, avslutade Bengt Westerberg och pekade bland annat på den framgångsrika solcells forskning som finns inom landet.

Under den efterföljande frågestunden redogjorde Bengt Westerberg bland annat för oljebolagens syn på den rådande utvecklingen i egenskap av ordförande i SPI. I dessa företag finns en stark insikt att olja medför miljöproblem, och Sverige

ligger i dag, bl a genom initiativ från de svenska oljebolagen, långt fram när det gäller att tillhandahålla drivmedel med god miljöprestanda. Oljebolagen försöker också i sin egen oljehantering reducera koldioxidutsläppen så långt det är möjligt. De ser sig alltmer som energibolag, inställda på att leverera den energi som kunderna efterfrågar. Alla är dock inställda på att olja kommer att användas under flera årtionden till utan att den får sin avlösning.

På frågan om hur vi *politiskt* ska kunna åstadkomma en gemensam europeisk omställning av energisystemet svarade Bengt Westerberg att den enda möjlighet han kan se är man visar stor öppenhet och saklighet och erkänner målkonflikterna. Det är problematiskt att många beslut som fattas måste uppfattas som opportunistiska och därför kan leda till suboptimeringar eller rent felaktiga investeringar. En dialog är viktig, där beslutsfattare får nyanserade och tekniskt realistiska uppfattningar. ”Tyvärr har svensk energidebatt ofta kännetecknats av att man blundat för tydliga målkonflikter. Många har ställt sig upp och på fullt allvar hävdats att vi kan få allt, till exempel noll i koldioxidutsläpp, avveckling av kärnkraften, billig el och billiga transporter, allt på en gång”, sa Westerberg. Gunnar Agfors kommenterade att den svenska energidebatten normalt endast orkar med en fråga i taget. Han ansåg att det var beklagligt att debatten oftast förs i media och att det därför även är media som blir uttolkare av huvudfrågorna, vilket leder till en skev eller ibland helt felaktig bild av verkligheten.

På en fråga om hur Bengt Westerberg uppfattade den politiska situationen idag för en ökad satsning på naturgas svarade han att han uppfattade att det fortfarande finns en stor försiktighet vad gäller en utbyggnad. Det finns alltjämt ett konkurrensförhållande mellan bioenergi och naturgas. Om användningen av naturgas ska öka väsentligt måste användningsområdet vara annat än enbart uppvärmning.

Mikael Toll, maj 2002

Rysslands olja och gas

Under NOG-seminariet på ÅF den 1 oktober 2002 fick drygt fyrtio närvarande höra Carl Fredriksson och Paul Dixelius redogöra för slutsatser från den Rysslandsstudie man under våren och sommaren utfört på uppdrag av Energimyndigheten. Därefter pratade Bo Lindfors, högste chef för Fortums gasverksamhet, om sitt bolags erfarenheter av framförallt den ryska gasmarknaden. Eftermiddagen avslutades med en allmän diskussion. Nedan följer ett referat av vad som sades under seminariet.

Många svenskar har idag en bild av Ryssland som baseras på hur situationen såg ut i landet under mitten och slutet av 1990-talet. Denna bild är förlegad. Landet har stabiliserade statsfinanser samt en stabil rubel och ryssarna vågar numera investera i det egna landet. Inom flera områden råder god ekonomisk tillväxt, och

en växande grupp tillhör en relativt välbeställd medelklass. De utländska investeringarna i Ryssland minskade mellan 1998 och 2000 men har återigen ökat dramatiskt. Det är bland annat amerikanska oljeföretag som tillför utländskt kapital. Ryssland har dock fortfarande betydande problem. Välfärdsolyftorna är stora och sex till sju procent lever under svältgränsen. Antalet invånare förutspås minska från dagens 145 miljoner till 133 miljoner om tio år. Ytterligare ett problem, som slår mot olje- och gassektorn, är att Ryssland inte har någon långsiktig finansieringsmarknad. De stora investeringar som görs finansieras idag ofta med femårsån. Gas och oljeexporten är en av grundpelarna för Rysslands ekonomi. År 2001 utgjorde gasexporten 17 procent och oljeexporten 23 procent av Rysslands totala exportinkomster. Samtliga intäkter från gasexporten går till ett enda bolag, Gazprom. Nästan 60 procent av den ryska gasexporten går till EU-länder. Inom EU svarar rysk gas för ungefär 20 procent av konsumtionen, eller fem procent av den totala primärenergityllförseln. Den europeiska konsumtionen av rysk gas förutspås öka framöver.

Oljesektorn

Den globala efterfrågan av olja kommer enligt de flesta bedömare öka. Bland annat förutspås konsumtionen i USA, Kina och Indien att fördubblas mellan 1990 och 2020. Det finns inget som tyder på att vi kan uppnå global tillväxt och en rättvisare fördelning av tillgångar utan att öka oljekonsumtionen. De flesta aktörer som intervjuades av Eurofutures höll med om denna problematiska beskrivning samtidigt som de upplevde sig sitta på några av trumfkorten inför denna utveckling.

Oljesektorn i Ryssland har sitt ursprung i bolaget Rosneft. Sedan 1998 har den ryska oljesektorn privatiserats och det finns nu ett 10-tal stora oljebolag⁵ som börjar anta västerländska bolagsformer, bland annat vad det gäller affärs- och redovisningsmetoder. Förutom dessa finns ett 100-tal lokala bolag, varav vissa är oberoende och andra är anknutna till något av de stora aktörerna. Det delvis statsägda Lukoil är Rysslands största oljebolag medan Yukos är det bolag som transformerats mest mot västerländska bolagsformer. De olika bolagens teoretiska styrka skiljer sig åt. Lukoil har en egen transportflotta, vilket gör bolaget till en potentiellt stark aktör inom Östersjöregionen. Störst reserver har bolaget TNK med över 3,5 miljarder ton. Därefter kommer Lukoil (3,2 miljarder ton) och Yukos (2,5 miljarder ton). Den ryska oljesektorn står troligen inför betydande förändringar och strukturrationaliseringar då olika former av uppköp och ägarbyten pågår. Vid en jämförelse av ekonomiska nyckeltal mellan ryska och internationella oljebolag framstår de ryska bolagen som lågt värderade. Börsvärdet i förhållande till omsättning för exempelvis Lukoil (0,64) är två tredjedelar av motsvarande siffra för Chevron (0,92), och mindre än hälften jämfört med Exxon (1,41). Börsvärdet i förhållande till egna oljereserver är

⁵ Lukoil, Yukos, Rosneft, Surgutneftegaz, Sidanko, Slavneft, Sibnert, TNK, Bashneft, Tatneft

avsevärt mycket lägre för de ryska företagen än jämförbara internationella företag⁶.

Nuvarande och framtida oljeproduktion och export

Efter 1989 genomled produktionen av råolja ett i det närmaste fritt fall från 550 miljoner årston, och stabiliserades kring 300 miljoner. Produktionen har ökat sedan år 2000 och var år 2001 omkring 350 miljoner ton. En tidig prognos för 2002 var 380 miljoner ton, vilket man verkar vara på väg att överskrida. 2001 var Ryssland världens tredje största producent av råolja. Det råder idag en kort-siktighet i det ryska systemet med fokus på snabba produktionsökningar. Eurofutures har inte kunnat bedöma om man idkar rovdrift på befintliga tillgångar, men det är uppenbart att den ryska oljesektorn har stora expansionsplaner.

1990-1992 genomförde Fortum (då Neste) oljeprospektering i Västra Sibirien. Då krävdes investeringar på i snitt en miljon US\$ per borrar brunn, för en genomsnittlig produktion av 100 b/d. Idag har processen effektiviserats radikalt. Investeringen i en typisk brunn är omkring 300.000 US\$, samtidigt som den genomsnittliga produktionen per brunn har ökat till 1000 b/d. Kostnadseffektiviteten har alltså förbättrats hela 30 gånger.

De totala ryska råoljereserverna uppskattas av den ryska kommissionen för reserver till 18,2 miljarder ton. Yukos uppskattar reserverna till mellan 16 och 18 miljarder ton. Detta är betydligt mer än de 6,7 miljarder ton som BP anger i sin statistical review of world energy. ”Sanningen ligger troligen någonstans mitt emellan. Det stora problemet är att Ryssland i sina bedömningar utgår från en teknisk exploateringsnivå, medan världen i övrigt anger en ekonomisk. Den exakta storleken av reserverna är dock ointressant i detta avseende. Säkert är att Ryssland har stora tillgångar” sade Carl Fredriksson. Även med BPs lägre uppskattning⁷ har Ryssland störst reserver av alla icke OPEC-länder, med en sjundeplats globalt. Den största delen av reserverna finns i Västra Sibirien. Här utvinns idag två tredjedelar av den ryska råoljan. Andra produktionsområden är Volga-Ural, Timan-Pechora och Sachalin. Man knyter stora förhoppningar till en utökad produktion i Timan-Pechora, ett område nordväst om Ural som till stor del består av tundra på permafrost.

Oljeexporten till länder utanför det fd östblocket uppskattades 2001 till cirka 142 miljoner ton⁸. De producerande distrikten använder olika distributionsvägar för att nå sina marknader, och planer finns för hur en ökad export ska hanteras. Ryssland är avklippt på mitten, mellan öst och väst. Omkring 2 miljoner ton exporterades år 2001 från Sachalin till Asien. Resterande 140 miljoner ton exporterades västerut

⁶ Börsvärde miljoner dollar/miljoner ton i reserver: Lukoil (4,7), Exxon (30,8) och Chevron (84,2).

⁷ BP hämtar sina uppskattningar från Oil&Gas Journals sammanställningar.

⁸ Gapet mellan produktionen å ena sidan och den ryska konsumtionen och exporten å den andra förklaras med att en viss ”reglerad export” till forna Sovjetrepubliker och andra öststater inte redovisas öppet.

via tre huvudexportleder. Från Västra Sibirien transporteras oljan i pipeline till Novorossijsk och Tuapse vid Svarta havet för vidare export främst till Europa och med pipeline via Vitryssland och Polen till Västeuropa. Hela den utbyggda kapaciteten för export via Novorossijsk utnyttjas idag. Ett problem är att allt ska vidare genom det smala Bosporen. Projektplaner finns på en utbyggnad av exportleden via Vitryssland med exporthamnen Omisalj i Kroatien vid Adriatiska havet då befintliga pipelines till Tjeckien och Ungern är underutnyttjade. Oljan från Timan-Pechora exporteras främst via Östersjön. Ventspils i Lettland är största hamn i Baltikum. För att minska transitkostnaderna som höjts under senare år i Baltikum satsar Ryssland nu på en snabb utbyggnad av Primorsk och fem andra hamnar i Finska viken. I fjol skeppades 12 miljoner ton ut från Primorsk norr om S:t Petersburg. Man siktar på att öka detta till 30 miljoner ton per år inom en femårsperiod⁹. Även de andra hamnarna byggs ut. Hamnansvariga är medvetna om alla de krav som ställs på oljetransporter genom Östersjön vad gäller dubbla skrov, isbrytare, GPS-system mm. Man betonar vikten av att fartygen håller sig till utstakade farleder då endast mycket smala passager har garanterats vara säkra av det ryska försvaret. Resterande delar är starkt minerade. Ryssland har inget uppbyggt system med kvalitetsdepåer, utan exporterar fortfarande en mix av all producerad råolja.



Figur 4 Viktiga oljepipelines, hamnar och raffinaderier i Ryssland. © Eurofutures

Några av de slutsatser som Eurofutures drar i sin rapport är att Ryssland kommer att bli en allt större exportör av råolja, men är i behov av utländskt kapital till investeringar i de egna oljebolagen. Den ryska oljemarknaden drivs kommersiellt, men exporten är inte fri. Staten har dock ett intresse av att få in pengar till landet

⁹ Drygt 600.000 b/d.

genom oljeexporten. I dagsläget är man en betydande råvaruexportör, men en liten exportör av förädlade varor. Troligen kommer nya raffinaderier att anläggas i Ryssland. Det råder idag trängsel i Rysslands exporthamnar och pipelines vilket troligen kommer leda till att Östersjön får en större betydelse för den ryska oljeexporten. Miljöproblemen och svinnet inom den ryska oljesektorn bedöms vidare vara överskattade problem i väst.

Rysslands gasberoende

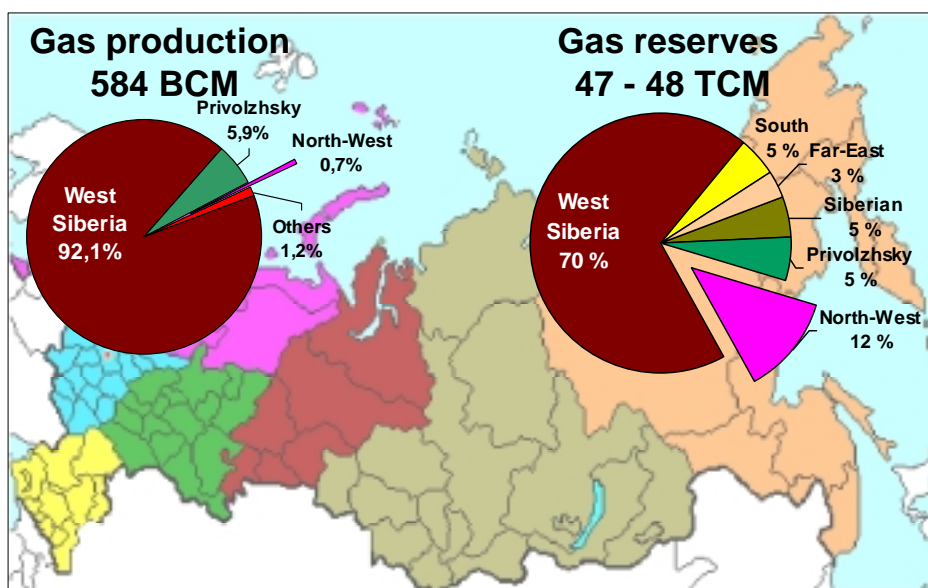
Bo Lindfors konstaterade att oljan är en vara som Ryssland kan exportera. Gasen däremot kan de inte själva undvara. ”Det ryska samhället faller om gasen inte flödar”, sade han och förklarade vidare att man idag i Ryssland lever med arvet från kommunisttiden då energi och andra råvaror ansågs vara i det närmaste gratis. På oljesidan har man gjort vissa framsteg när det gäller att få konsumenter att acceptera högre priser. På gassidan lever arvet dock kvar, vilket är något Gazprom tvingas kämpa mot. Priset på naturgas för ryska konsumenter är betydligt lägre än vad exportkunder betalar. 2001 betalade de ryska hushållen i genomsnitt 9,5 US\$ per 1000 m³. Motsvarande kostnad för industrin var 14,5 US\$. För gasen som exporterades fick Gazprom istället 130 US\$ per 1000 m³. Normalt är att monopolföretag håller högre priser än vad de skulle vara på en konkurrensutsatt marknad. För den ryska gasen är situationen den omvända. Detta beror på att Gazproms prissättning styrs av vad folk har råd att betala. Man är helt enkelt tvungna att sälja billig gas i Ryssland och incitamenten att minska gasberoendet är små. Ryssland konsumerar idag mer än hälften av den gas som produceras. Gazprom utövar stora påtryckningar på de ryska politikerna för att tillåtas höja priserna. Den ryska staten inser det ohållbara i situationen och både Carl Fredriksson och Bo Lindfors förutser att dialogen som förs kommer leda till förändringar.

Gasproduktion, reserver och infrastruktur

2000 och 2001 producerades omkring 580 miljarder m³ (BCM) rysk gas per år, vilket är betydligt lägre än kring början av 1990-talet, när produktionen var cirka 680 BCM. Av den totala produktionen svarar Gazprom för omkring 90 procent. Resterande gas produceras av oljebolag (5-6 %), oberoende gasproducenter (5-6 %) samt inom joint ventures (1 %). De övriga bolagen är således mycket små i relation till det helt dominerande Gazprom. Sett i relation till den nordiska förbrukningen är dock flera av dessa bolag mycket stora. Itera exempelvis, som med sina 15 BCM år 2000 var näst största producent i Ryssland, levererar mer än vad den nordiska marknaden förbrukar under ett år (omkring 10 BCM). Samtliga gasproducenter har dock problem med att leverera till en vidare marknad, då det idag inte finns något fungerande system som tillåter dem att transportera sin gas i Gazproms pipelines. Därför används deras gas främst lokalt, alternativt eldas upp utan att brukas. Distributionsproblemen utgör en ständig källa till oro mellan Gazprom och övriga gasproducenter. Det är möjligt att vi kan komma att se förändringar inom detta område framöver. Flera bolag, främst i norra Ryssland, har på grund av distributionsproblemen börjat studera möjligheten att producera

LNG¹⁰ för att på så sätt kringgå transportproblematiken. Gazprom har i sina prognoser för 2005 förutspått en egen produktion kring 530 BCM. Vidare prognostiserar man att produktionen inom joint ventures med andra bolag kommer att ge ytterligare 100 BCM och att övriga oberoende producenter kommer att leverera 70 BCM. För 2020 har Gazprom satt målet till 700 BCM för sin egen produktion.

2000 producerades över 92 procent av all rysk gas i Västra Sibirien. Knappt sex procent kom från Volga-regionen, mindre än en procent kom från Timan-Pechora i nordväst och drygt en procent från övriga regioner. De totala gasreserverna uppskattas till 47-48 TCM¹¹ varav majoriteten återfinns i Västra Sibirien (70%) och mindre andelar offshore i Barents hav (12%), Privolzhsky (Volga-regionen) (5%), Centrala Sibirien (5%), Ryska fjärran östern (3%) och syd (5%). Dessa reserver motsvarar 38-40 procent av jordens totala kända reserver och med nuvarande produktionstakt räcker de i ytterligare 90 år. Den stora mängden kända reserver medför att det inte finns några ekonomiska incitament idag att finna nya gasfyndigheter.



Figur 5: Rysk gasproduktion och reserver 2000. Källa: BP, Gazprom

Ryssland och Gazprom har världens mest utbyggda infrastruktur för naturgas. Då den ryska gasproduktionen har minskat sedan 1990 är den tillgängliga överföringskapaciteten idag inte fullt utnyttjad. Inför nya investeringar är man helt beroende av hur dagens ledningsnät ser ut; var gasen historiskt sett producerats och var användarna har funnits. Att bygga en helt ny naturgaspipeline fristående från befintlig infrastruktur bedöms som alltför dyrt. Därför utgår nya ledningar från det nuvarande nätet. Ett problem med den infrastruktur man ärvt är att

¹⁰ Liquefied Natural Gas

¹¹ 1 TCM (trillion cubic metre) = 1000 BCM = 10^{12} m³

ledningarna mellan Ryssland och den västeuropeiska marknaden passerar länder som Tjeckien, Slovakien och Ukraina. Dessa länder kräver idag transiteringsavgifter för rysk gas som säljs till EU-marknaden. Som exempel på hur befintlig överkapacitet och redan anlagda transportrutter skapar problem för planerade projekt nämnde Bo Lindfors den av Fortum och Gazprom gemensamt studerade North Trans Gas - en nordlig pipeline genom Östersjön från S:t Petersburg söderut mot Tyskland, med gas från Västra Sibirien och Barents hav. För närvarande är detta projekt omöjligt att genomföra och bedömningar som gjorts är att projektet inte kan bli aktuellt igen förrän tidigast kring 2010. Först då kommer EU att behöva importera mer gas än vad dagens tillgängliga kapacitet tillåter.

Framtiden

En viktig framtida fråga för Gazprom är hur man ska exportera sin tillgängliga gas. Man ser nu att gasmarknaden inom EU öppnas för konkurrens. Gazprom har idag långsiktiga kontrakt för leveranser av 2.300 BCM. Frågor som måste lösas framöver är hur dessa affärer ska göras upp och hur man ska hantera gasförsäljningen på en EU-marknad som är konkurrensutsatt.

Gunnar Agfors noterade under diskussionen angående EUs avreglerade gasmarknad att detta kommer att medföra problem liknande dem man ser på den amerikanska avreglerade gasmarknaden. Ingen aktör investerar längre i systemen, då incitamenten för detta har tagits bort. Bo Lindfors drog parallellen till den nordiska elmarknaden som var den första att avregleras. Här är elpriset nu så lågt att nyinvesteringar i stort sett har upphört. ”Detta är problemet med en fri marknad. Den skapar initialt låga priser. Man får helt enkelt välja mellan en styrd marknad som har extra fickor och högre relativt jämna priser eller en marknad utsatt för fri konkurrens med stora prisfluktuationer. Priserna kommer tillslut att tvingas upp även här då marknaden öppnar möjligheter för investeringar i infrastrukturen.”

Bo Lindfors förutspådde att den globala marknaden för LNG kommer att öka inom de närmaste åren. Eftersom det första projektet där LNG introducerades¹² inte hade priset som en styrande faktor har LNG fått ett rykte om sig att vara mycket dyrt. Detta kommer troligen förändras. LNG har en hög initialkostnad, men kostnaden är sedan relativt konstant oberoende av avstånd mellan produktion och konsumenter. Transport av gas i pipelines har däremot relativt LNG en lägre initial kostnad, men stiger med avståndet. Förr var gas billigare än LNG på avstånd upp till 400 mil. Nu har priset för produktion av LNG sjunkit, vilket sänkt denna gräns till omkring 200 mil. Utvecklingen med lägre LNG-priser och därmed ökad konkurrenskraft jämfört med naturgas i pipelines kommer att förstärkas i och med att en globala marknad för LNG växer fram, bland annat på grund av USAs ökade importbehov.

¹² Detta gick ut på att ersätta kol som bränsle i Tokyo för att uppnå bättre luftkvalitet. Priset var därmed inte den begränsande faktorn.

Vad är då slutsatserna för svensk del? Bo Lindfors vill införa en nordisk gasmarknad likt den nordiska elmarknaden. På oljesidan spelar Ryssland för tillfället europeiska intressen mot amerikanska. Man undersöker vem som är mest intresserad av att få tillgång till den ryska oljan, och vad som kan erbjudas i motprestation. Ryssland har idag inget intresse av att sluta mellanstatliga avtal med Sverige, och flera som intervjuades i samband med Rysslandsstudien undrade över syftet med den svenska delegationen, då sektorn numera är marknadsstyrd.

En stor samstämmighet bland de flesta närvarande var att LNG skulle kunna vara av intresse för Sverige, eftersom denna produkt passar vår marknad som kännetecknas av mycket stora säsongvariationer.

Mikael Toll, oktober 2002

Situationen i Ryssland behandlas även under seminariet ”Internationella oljemän om oljeläget” den 19 februari 2003.

Norgeperspektivet – olja och gas i och från närområdet

Under NOG-seminariumet på ÅF den 19 november 2002 berättade Rolf Wiborg, direktör för Premisser og råd inom det norska Oljedirektoratet, om utvecklingen hittills inom norsk olje- och gasutvinning. Han redogjorde även för framtidsutsikterna på norsk sockel. Därefter talade Sigurd Liland, Statoils marknadschef för naturgas till Central- och Nordeuropa, om sitt företags strävan mot leveranser till regionen i allmänhet och Sverige i synnerhet. Seminariet avslutades med en allmän diskussions- och frågestund.

De energiprognoser som görs inför kommande decennier pekar på de fossila bränslenas fortsatta betydelse som bas i den globala energiförsörjningen. I de flesta prognoser spås efterfrågan av olja och gas öka kraftigt de närmaste decennierna. Utmaningen blir så mycket större när man betänker att alla, även fattiga länder, borde få tillgång till energi. Rolf Wiborg berättade om sina erfarenheter från World Petroleum Congress i Rio 2002, där en vanlig uppfattning bland fattigare länder var att den rika världen dömer dem med försöken att sätta upp mål för minsta andelen förnybar energi. Kostnaderna för denna ”lyxenergi” är högre än vad den fattiga världen har råd att betala. ”Energi är inte en råvara i mängden, inte en råvara som många andra. Energi är istället en fråga om liv och död, en fråga om krig och fred”, sade Rolf Wiborg. Han pekade på den ansamling av olja som finns i Mellanöstern, med över 60 procent av världens bevisade råoljereserver. I Europa återfinns knappt två procent varav hälften, eller en procent av de globala reserverna, finns i Norge. Trots denna låga andel av världens råoljereserver är Norge idag världens tredje störste råoljeproducent. Detta beror bland annat på de norska tillgångarnas goda geologiska förutsättningar för hög produktionstakt och god teknisk standard. Oljedirektoratets huvuduppgift

är att bidra till att skapa det största möjliga värdet för nationen från olje- och gasverksamheten kombinerat med en sund resursförvaltning, säkerhet och miljö. Band annat innebär det att Oljedirektoratet ska se till så att de tillgångar Norge förfogar över exploateras och säljs vid rätt tidpunkt, för att uppnå största möjliga samhällsekonomiska vinst.

Petroleumverksamheten har idag en stor betydelse för Norges ekonomi. År 2001 svarade petroleumsektorn för 22,6 procent av nationens samlade BNP. 32 procent av statens intäkter härrörde från petroleumsektorn och hela 45 procent av det samlade exportvärdet kom från sektorn.

Globalt sett finns idag reserver och kapacitet för produktion av råoljor, men framförallt naturgas, för ytterligare flera decenniers förbrukning. De kolreserver som finns räcker med dagens förbrukningstakt i några hundra år. Globalt finns således fossila bränslen för produktion under en lång tid framöver. Det blir en fråga om vilket pris man kan få ut för råvaran som avgör vilket bränsle som är mest intressant, och således också när det är mest inkomstbringande för Norge att exploatera sina reserver.

Viktiga omvärldsfaktorer

Rolf Wiborg är av uppfattningen att den största vinsten görs om så mycket som möjligt av de befintliga olje- och gasreserverna produceras idag. För att förklara detta resonemang redogjorde han för hur han såg på framtiden för det bränsle som dag betraktas som det mest betydelsefulla ersättningsbränslet till olja och gas i framtiden – kol.

Stora framsteg med produktion av syntetiska bränslen från kol görs idag. Exempelvis finns långtgående planer för en processanläggning i Mongoliet, för produktion av diesel från kol. Anläggningen, som dimensioneras till 50 000 fat/dag, ska tas i drift 2005. Under de senaste fem åren har antalet beviljade patent inom området syntetiska bränslen, med nya katalysatorsystem bland annat baserade på nanostrukturer, ökat exponentiellt. Allt lägre och mer konkurrenskraftiga priser för dessa syntetiska bränslen kan komma att påverka oljeproducenternas prissättning.

Förutom dagens konventionella fossila resursbas i form av olja, gas och kol sker forskning och utveckling kring utvinning, konvertering och användning av andra energireserver som oljeskiffer, tjärsand och metanhydrater¹³. Den globala resursbasen för metanhydrat är enligt vissa bedömningar två gånger så stor som de samlade reserverna av olja, gas och kol. ”Resurser för fossil energi finns. Det är omöjligt att diskutera energi och energiresurser utan att prata om vad de kostar att leverera till marknaden. Priset avgör hur stora de utvinningsbara resurserna blir!”, sa Rolf Wiborg och fortsatte sitt resonemang med att timingen är den viktigaste

¹³ För ytterligare information om metanhydrat, se exempelvis Gunnar Agfors artikel i Kemivärlden 2001/9 ”Energikälla eller miljöhot?”

aspekten när det gäller att optimera vinsten från utvinning och export av de norska olje- och naturgasresurserna.

Möjliga konsekvenser med utvecklingen av större produktionsanläggningar och lägre produktionskostnader för syntetiska bränslen från kol kan på sikt vara att de högsta topparna på priskurvan för råolja kapas. Detta skulle kunna stabilisera oljepriset på en nivå kring 20-22 US\$, vilket är betydligt lägre än dagens OPEC-nivå. Naturligtvis finns osäkerheter kring när detta inträffar, då uppskalningar till större processvolymerna tar tid och kräver omfattande omställningar och investeringar. Det är även osäkert inom vilket användningsområde syntetiska bränslen får störst betydelse och var i värdekedjan detta ger utslag, men slutsatsen är enligt Rolf Wiborg ändå ganska klar: teknologin för produktion av syntetiska drivmedel finns här idag och kommer att förbättras ytterligare inom en tioårsperiod. Under de närmaste åren råder därför troligtvis optimala förhållanden för Norge att ur ett ekonomiskt perspektiv exportera så mycket som möjligt av sina fossila råvaruresurser.

Förutsättningar för framtida norsk olje- och gasproduktion

Oljan och gasen kommer inte att ta slut. Det är istället viljan att betala för det som kan utvinnas, i kombination med produktionskostnaden, som kommer att avgöra när produktionen upphör. Norge inledde sin oljeexport ungefär samtidigt som oljepriset sköt i höjden i samband med oljekriserna i början av 1970-talet. 1980 var kostnaden för prospektering, utveckling och produktion av råolja i Norge omkring 35 US\$ per fat¹⁴. Tack vare förbättringar i teknologi, större fält med mera har den totala produktionskostnaden successivt kunnat sänkas till dagens nivå kring 7-10 US\$ per fat. Skillnaden mellan produktionskostnader och löpande kostnader till havs och på land har blivit mycket mindre än tidigare.

På norsk sockel finns fortfarande stora områden som inte undersökts eller exploaterats, framförallt i Norska havet och Barents hav. Av de totala norska olje- och gasresurserna på 13,8 miljarder Sm³ oljeekvivalenter (mrd Sm³ oe)¹⁵ har ungefär en fjärdedel, eller 3,2 mrd Sm³ oe, utvunnits¹⁶. Majoriteten av den hittillsvarande produktionen har bestått av råolja. Ungefär 60 procent av de kvarvarande energireserverna utgörs av naturgas och 40 procent utgörs av olja.

Oljeproduktionen kommer, enligt gällande planer, att fortsätta till efter 2050 med produktionsmaxima inom något år. Naturgasen, som kommer att svara för en växande andel av den totala energiproduktionen, kommer under rådande exportvolymerna att räcka i ytterligare minst 90 år. Norge har goda förutsättningar för att långsiktigt vara en stor leverantör av gas till den västeuropeiska

¹⁴ 2000 års penningvärde.

¹⁵ Sm³ = standardkubikmeter. 1 Sm³ oe motsvarar ca 9,9 MWh. 1 Sm³ naturgas motsvarar ca 9,9 kWh. Gasens volym beräknas vid 15°C och 1 atm. 1 mrd Sm³ naturgas motsvarar ca 9,9 TWh. (1 mrd m³ naturgas = 1 BCM, billion cubic meter).

¹⁶ Den totala råvaruresursen uppskattas till 13,8 mrd Sm³ oe med ett osäkerhetsområde kring verkliga resurser på mellan 11 och 17,5 mrd Sm³ oe.

marknaden. I många fall ligger andra potentiella leverantörer betydligt längre från marknaden¹⁷.

Efter år 2020 kommer Norge fortfarande att ha mer kvar att producera, främst som naturgas, än vad man producerat under de första femtio årens petroleumverksamhet. Norges problem idag för en fortsatt exploatering av fossila resurser ligger således inte i produktionskostnader eller råvaruresurser, utan på det mänskliga planet. Industrin har svårt att locka till sig högutbildade medarbetare.

”Norrmännen tar alla pengarna som kommer från petroleumaktiviteterna för givet och vill inte nödvändigtvis bygga ut nya fält”, sade Rolf Wiborg. Man har, till skillnad från Ryssland, börjat tveka kring en vidare utbyggnad av upptäckta men oexploaterade fält. Ryssland bedriver idag en aktiv prospekteringsverksamhet också i Barents hav. I Norge betraktar många, särskilt ungdomar, petroleumindustrin som en smutslig och ful bransch. Detta trots att Norge på många områden är världsledande, tack vare en incitamentsstruktur som tillåtit avskrivningar av utvecklingskostnader, och en politik som gjorde det olagligt från första dagen att bränna gas för att producera olja. Bland annat används nu framgångsrikt i andra delar av världen de teknologier för ökad utvinningsgrad och utsläppsreduktion som tagits fram i Norge. Den norska oljan produceras med mellan en tredjedel och en fjärdedel av de totala utsläpp som uppstår vid utvinning av olja i andra länder och den norska naturgasen produceras med omkring en sjundedel av de specifika utsläpp som naturgasutvinningen svarar för internationellt.

”Norge har idag de renaste utvinningsteknikerna ur miljösynpunkt, men det nöjer sig inte miljöaktivisterna med. Vi skulle, genom att leverera naturgas till Europa, kunna hjälpa till att uppnå Europas Kyoto-mål - men det skulle leda till utökade nationella koldioxidutsläpp. Därför finns en stark emotionell debatt mot denna export”, sade Rolf Wiborg.

Oljeproduktionen och gasproduktionen i Norge är starkt beroende av varandra. Sedan starten i Norge har det varit förbjudet att fackla gas som uppstår som biprodukt vid oljeproduktionen då andra alternativ (om än kostsamma) funnits¹⁸ för att ta hand om gasen. Under en lång tid var gasen problematisk och blev tidvis ett skäl för att vänta med utbyggnad av oljefynd. Man fick inte utvinna oljan utan att ta hand om gasen på ett försvarbart sätt. Norge har, och fortsätter, investera stora pengar för att ta hand om naturgasen som uppstår som biprodukt vid oljeutvinningen. Globalt bränns 3,6 procent av all naturgas som produceras. I Nigeria och Gabon bränns 70 procent av producerad gas vid fälten. I Ryssland svarar läckage och fackling av gas under produktionen för ett energislöseri motsvarande tre gånger den elenergi som produceras i de ryska kärnkraftverken. Globalt svarar

¹⁷ Allt är dock inte bara fråga om konkurrens. Leverantörerna är beroende av varandra för att få till stånd infrastrukturen, då investeringskostnaderna i gasledningar är så stora. Norge skulle aldrig ha kunnat vara den enda exportören av gas till Europa.

¹⁸ Exempelvis re-injektion i oljefält eller tomma reservoarer. Även metanolproduktion i stor skala har byggts ut för att utnyttja gas som saknade annan användning.

energislöseriet med fackling av icke omhändertagen och nyttiggjord naturgas för omkring en procent av de totala koldioxidutsläppen. I Norge injiceras runt 30-40 procent av producerad gas tillbaka i oljefälten för att öka utbytet av råolja. Resterande gas exporteras, förutom en mycket liten andel som facklas¹⁹. Förutom den nära kopplingen till oljeproduktionen är tillgången på naturgas även beroende av industrins investeringar i rör och annan infrastruktur. Som ett exempel på sammankopplingen mellan olika utvunna petroleumprodukter nämnde Rolf Wiborg att Snøhvit-fältet nordväst om Hammerfest exploateras i första hand för att få tillgång till kondensaten²⁰. Naturgasen som utvinns som LNG²¹ är en långsiktig intäktskälla som gör projektet robust och försvarbart. Dessutom finns en tunn oljezon, som ännu inte anses ekonomiskt utvinningsbar.

Två utvecklingsvägar för norsk petroleumverksamhet

Rolf Wiborg beskrev avslutningsvis två olika långsiktiga framtidsvägar som man kan skönja för den norska petroleumnäringsen, och som omtalas i stortingsmelding nr 38 2002/2003. ”Forvittringsbanen” illustrerar en utveckling av verksamheten på den norska kontinentalsockeln där näringen och staten är tillfreds med det som uppnåtts, använder sig av de investeringar som är genomförda och bedriver en politik som bidrar till att olje- och gasverksamheten relativt fort fasas ut. ”Den långsiktige utviklingsbanen” kan endast förverkligas om det satsas på ett effektivt utnyttjande av resurserna. Denna utvecklingsväg, med oljeproduktion i 50 år och gasproduktion i ett hundraårsperspektiv, kräver hårt arbete och en målmedveten politisk satsning. För den norska nationen ligger skillnaden mellan de två scenarierna på omkring 4 000 miljarder norska kronor i förlorade eller tjänade intäkter.

Norge som gasleverantör

”Den norska staten äger 40 procent av alla gastillgångarna på norsk sockel. Statoil har en unik position bland företagen verksamma inom den norska naturgassektorn”, sade Sigurd Liland. Förutom att Statoil har de största bolagsreserverna sköter bolaget även all produktion i statens ägor samt marknadsför och säljer statens gas. Detta innebär att Statoil disponerar cirka två tredjedelar av all producerad gas (och reserver) på norsk sockel. Man har genom detta andelar i nästan alla fält och transporträttigheter i alla befintliga rör.

I juni 2001 avvecklades efter krav från EU det norska Gasförhandlingsutvalget (GFU) för gemensam försäljning av gas från Norge till den europeiska marknaden. Tidigare förhandlade Statoil som ombud för de norska producenterna genom GFU som en säljare med olika köpare. Nu måste istället samtliga säljare

¹⁹ Fackling sker främst vid driftsstörningar av säkerhetsskäl.

²⁰ Kondensat är lätta komponenter som vid måttligt tryck och temperatur är i vätskeform.

²¹ LNG = Liquefied Natural Gas är dyrare att producera och hantera jämfört med export i rörledning, men kan löna sig över stora avstånd och för att jämna ut behoven i större marknadsområden. En fördel med LNG är även att man kan tjäna mindre marknader. Idag finns en spotmarknad för LNG. Se även referat från nätverksseminariumet ”Rysslands Olja och Gas”, 1 oktober 2002.

förhandla var för sig med de olika köparna, vilket innebär en enorm ökning av antalet förhandlingsrundor. Detta, sa Sigurd Liland, är inte kostnadseffektivt men det pris man får betala som resultatet av avregleringen på den europeiska gasmarknaden.

Tidigare var det gasleverantörerna som ansvarade för infrastrukturen. Nu har man istället bildat ett separat företag som administrerar rören: Gassco. I detta bolags uppdrag ligger att underlätta leveranser från fälten på den norska kontinentalsockeln till köpare genom att styra bland annat leveranspunkter, volymer och kvaliteter.

Den nordiska marknaden i förändring?

Sigurd Lilands roll som marknadschef för naturgas till Norden inom Statoil har präglats av att marknaden varit mycket låst. Han ansåg dock att man nu kan se tydliga tecken på rörelse inom den danska marknaden. I Sverige finns ett intresse, men det har hittills varit svårt att få politisk acceptans för en ökad naturgasanvändning. Även i Norge är det svårt att få politisk acceptans. Dessutom utgör hemlandet en relativt liten marknad för naturgasen som produkt. Norge är ett mycket glesbefolkat land, vilket innebär att det blir mycket dyrt med en infrastruktur för naturgas till majoriteten av de områden där verksamhet bedrivs. På grund av den låga befolkningstätheten finns inte heller särskilt mycket fjärrvärme och således få kraftvärmeanläggningar. Det finns ett fåtal regioner med tillräckligt många och stora potentiella användare för att ekonomiskt berättiga en naturgasledning till den norska marknaden, och utan en utbyggnad av nya gasdrivna kraftvärmeverk skulle en sådan investering aldrig kunna genomföras. Kraftproduktionen är nyckeln för att introducera naturgasen på den nordiska marknaden.

I Sverige och Norge har, förutom att den politiska acceptansen saknats, de kommersiella villkoren för introduktion av naturgas varit svåra att uppfylla. Naturgaspriserna i Europa är höga jämfört med de senaste årens elpriser. Detta gör att marginalerna för att producera el från naturgas har varit mycket små. Ekonomin har inte ens gått ihop i Norge där naturgaspriset varit relativt lågt. Naturgasen är dock i allra högsta grad en konkurrenskraftig primär energikälla i förhållande till andra bränslen, fortsatte Sigurd Liland. Han redovisade en jämförelse där kostnader för el producerad i en CCGT²² vid varierande gaspriser²³ jämfördes med kostnader för produktion av el i kärnkraftverk, vindkraftverk och kolkraftverk²⁴. I fallet med CCGT svarade bränslekostnaden för mellan 30 och 50 procent av totalkostnaden i de redovisade beräkningarna. I kärnkraftverken och vindkraftverken svarade kapitalkostnaden för majoriteten av produktionskostnaden. Så även i kolkraftverken, men här hade även bränslekostnaden en större inverkan. Vid ett naturgaspris på 1 €/kWh var gasturbinen i Sigurd Lilands

²² CCGT är en förkortning av "Combined Cycle Gas Turbines". Kombination av gasturbin och ångturbin för att maximera systemets totalverkningsgrad.

²³ 1 €/kWh, 1,5 €/kWh samt 2 €/kWh.

²⁴ Källa: Norwegian Water & Electricity board (1999).

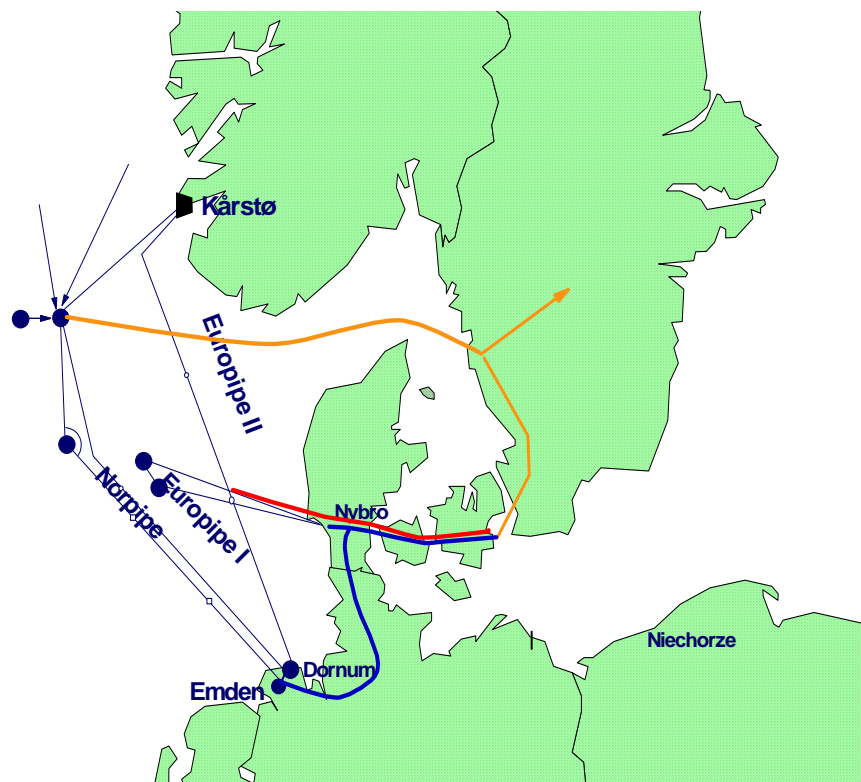
exempel det billigaste alternativet. Vid ett gaspris på 2 €/kWh producerade gasturbinen fortfarande billigare el än kärnkraftsverket. ”Idag ligger naturgaspriset på drygt 1 €/kWh, vilket innebär att elproduktion från naturgas är kostnadseffektivt jämfört med kärnkraft”.

Inga kommersiella initiativ till investeringar för ny elproduktion har tagits i Norden sedan 1996 på grund av avregleringen av marknaden. Detta håller nu på att ändras.

Norsk gas till Sverige?

Enligt Sigurd Liland är potentialen för en ökad naturgaskonsumtion på den svenska västkusten begränsad. Idag brukas omkring 1 mrd Sm³ per år, vilket på sikt kanske skulle kunna ökas till 2 mrd Sm³ per år, med en ökad användning bland annat inom fjärrvärmesektorn. Mellansverige utgör idag nyckeln för en ytterligare ökning av gaskonsumtionen i Sverige. Marknadspotentialen i Mellansverige ligger på mellan 2-4 mrd Sm³ per år. Höga infrastrukturkostnader och lång tid innan efterfrågan byggts upp gör det dock svårt att få ekonomin att gå ihop för en mellansvensk naturgasintroduktion. Ett stort hinder är även EU:s naturgasdirektiv som gör det vanskligt för aktörer att etablera infrastruktur på nya marknader. Direktivet möjliggör tillgång till den nya infrastrukturen för samtliga aktörer och inte bara den som svarat för investeringen. Problemet måste på något sätt lösas innan investeringar i Sverige kan ske, och för detta krävs en politisk acceptans – och målmedveten satsning.

Den tidigare planerade naturgasledningen till Niechorze i Polen med avgreningar till Oslo och Göteborg är i dagsläget inte aktuell, eftersom befintliga kontrakt mellan Polen och Ryssland täcker naturgasbehoven och den nya polska ledningen inte prioriterar diversifiering av gasförsörjningen som den föregående ledningen. Sigurd Liland ser flera möjliga alternativa lösningar till denna ledning för framtida export av norsk gas till Sverige. Statoil kan redan i morgon leverera gas till Sverige genom befintlig infrastruktur i Tyskland, Danmark och Sydsverige. Idag förbrukas ungefär 5 mrd Sm³ naturgas i Danmark per år och 2,5 mrd Sm³ exporteras till Tyskland. När den danska exporten till Tyskland så småningom upphör på grund av sinande danska källor finns här en transportkapacitet av 5 mrd Sm³ som kan göras tillgängligt över Öresund. Detta är fullt tekniskt möjligt med dagens system, men beror i slutändan på ekonomin i transport genom Danmark och Tyskland.



Figur 6: Möjliga lösningar för en ökad export av norsk gas till den svenska marknaden.

Dessutom finns på Europe II²⁵ färdiga grenar för påkoppling av nya naturgasledningar. Genom en anslutning från denna ledning till Nybro i Danmark samt vidare österut över Öresund kan man på relativt kort tid uppnå en leveranskapacitet av 4 mrd Sm³. Den svenska delen av denna ledning utgör en förlängning av en ledning som länge diskuterats för att öka möjligheterna att föra in norsk gas till Danmark. Röret till Danmark, som utgör en investering av i storleksordningen 200 miljoner € skulle kunna vara på plats kring 2008. Dessutom skulle dubblering av passagen över Öresund och investeringar i Sverige krävas. Frågan, sa Sigurd Liland, är om den danska och svenska marknaden tycker att detta är intressant nog.

Ytterligare ett alternativ är en direktledning till den svenska västkusten. Investeringskostnaden är i detta fall mellan 600 och 800 miljoner €. En sådan lösning skulle kräva en förbrukning på mellan 4-6 mrd Sm³ årligen, men skulle säkra den svenska energiförsörjningen för en längre tid. Om någon av de två alternativa lösningarna genom Danmark skulle byggas finns inget utrymme längre för detta alternativ på medellång sikt. Det kanske skulle kunna bli aktuellt igen omkring 2010-2015, då Danmark har behov att öka sin egen import samtidigt som den svenska marknaden för naturgas har byggts upp ytterligare.

²⁵ Europe II ligger på botten av Nordsjön mellan Kårstø, söder om Bergen och Emden i Tyskland.

På en fråga svarade Sigurd Liland att en mottagningsterminal för LNG i Sverige skulle kunna vara en möjlighet, både ur ett tekniskt och ett ekonomiskt perspektiv, även om en mottagningsterminal kanske inte skulle bli så mycket billigare än ett rör.

De kritiska faktorerna för en utbyggnad av naturgas till de nordiska länderna, avslutade Sigurd Liland, är energiskatterna, den framtida utvecklingen inom kärnkraftsområdet, miljöpolitiken samt hur avregleringen av naturgasmarknaden kommer att påverka nya infrastrukturprojekt. Dessutom krävs en kritisk massa i form av försäljningsvolymerna för att regionen ska utgöra en intressant marknad.

Som avslutning fördes en diskussion om bland annat politikernas möjlighet, och vilja, att bidra till större långsiktighet i energipolitiken. Kanske är vi idag i Norden för fega för att ta långsiktiga beslut? Rolf Wiborg nämnde att staten, om den ville, skulle kunna ta samma ansvar för utbyggnaden av gasnät, som den idag tar för de nationella vägnäten eller högspänningsnäten. Det krävs ett politiskt stöd och politiker som anser att det är viktigt med naturgas till Sverige för att någon aktör ska vara villig att gå in och bygga ett gasledningsnät i Mellansverige, eftersom en marknadsuppbyggnad tar lång tid och är kostsam. Sigurd Liland ansåg att Sverige idag saknar ett konsortium av potentiella användare som är starka och kan visa på att efterfrågan finns.

Mikael Toll, december 2002

Irakkrisen – direkt och indirekt påverkan på den globala oljeförsörjningen

Under NOG-seminariumet på ÅF den 11 december 2002 beskrev föredrags-hållare från Energimyndigheten, Totalförsvarets forskningsinstitut (FOI), Utrikesdepartementet (UD), Utrikespolitiska Institutet (UI), Försvvarshögskolan och Stockholm Chartering sin syn på Irakkrisens betydelse och påverkan på den direkta och indirekta globala oljeförsörjningen. I detta referat sammanfattas de olika inlägg och den diskussion som fördes.

Världsekonomin påverkas av det globala råoljepriset, som styrs av bland annat tillgång och efterfrågan. Av de knappt 77 miljoner fat råolja som produceras per dag kommer 24 från Mellanöstern. Regionen är det enda område som har en betydande reservproduktionskapacitet. Saudiarabien är idag troligen ensam om att agera för att reglera tillgången och därmed styra priset. 65 procent av de globala oljereserverna finns i Mellanöstern. USA och Europa importerar 60 procent av sin olja. Japan importerar 100 procent av sin olja. Två tredjedelar av Mellanösterns råoljaproduktion går till Asien, resterande delar till USA och Europa. USA får idag 24 procent av sin olja från Mellanöstern. Av EU:s olja kommer 30 procent från regionen och hela 80 procent av Japans import och

användning kommer från Mellanöstern. ”Vi är idag beroende av Mellanöstern för vår energiförsörjning. Regionen är dock minst lika beroende av oss för sina intäkter från oljeförsäljningen” sade Urban Kärrmarck, verksam vid Energimyndighetens analysavdelning. Oljeförsäljningen är en bärande post för många av OPEC-ländernas statsbudgetar. Han ansåg att det spelar mindre roll vilken region en köpare tar sin råolja ifrån, då oljemarknaden idag är global och ett land vid en bristsituation kan köpa olja från en annan producent om man betalar tillräckligt bra.

”Sverige arbetar långsiktigt med att öka användningen av så kallade uthålliga energikällor. Oljeanvändningen i Sverige har minskat med 50 procent från 1970 till idag. Trots detta utgjorde kol, olja och gas närmare 40 procent av energitillförseln i Sverige under 2001”, sade Urban Bergström som arbetar med beredskapsfrågor på Energimyndigheten. Sverige är sedan 1975 anslutet till International Energy Agency (IEA) i Paris. IEA är ett internationellt energioorgan inom ramen för OECD. Medlemsländernas åtagande inom IEA är att svara för att beredskapslager finns uppbyggda. Länderna ska även ha system för att fördela tillförseln av olja på ett rättvist sätt i bristsituationer, upprätta ett gemensamt informationssystem samt ha program för förbrukningsdämpande åtgärder. De nationella beredskapslagren ska motsvara minst 90 dagars nettoimport. I enlighet med lagen om beredskapslagring av olja och kol så upprätthålls Sveriges beredskapslager av det svenska näringslivet²⁶. Dagens svenska lager innehåller produkter motsvarande 120 dagars förbrukning²⁷.

Gunnar Agfors ansåg att system med särskilda ”strategiska” oljelager är aktuellt av flera skäl. ”Världens kapacitet för råoljeproduktion är hårdare utnyttjad än tidigare. Skillnader mellan efterfrågan och utbud kan inte på samma sätt som tidigare fångas upp av att det ständigt finns en instängd kapacitet inom OPEC-länderna. Både EU och USA har i sina långsiktiga energiplaner markerat större behov än hittills att prioritera åtgärder som stärker försörjningssäkerheten. Större lager och mer flexibla sätt att arbeta med dem som reserv för störningar är därför aktuella frågor”. USA har två olika former av lagersystem för olja. Förutom det lager man har enligt IEA:s krav om 90 dagars lager, som även i USA åläggs de kommersiella företagen, finns även ett statligt kontrollerat lagersystem kallat Strategic Petroleum Reserve, eller SPR. Detta får endast brukas efter beslut av presidenten. Kongressens direktiv markerar att SPR-systemet endast är avsett att användas vid allvarliga störningar, och inte för prisregleringar. SPR är världens största råoljelager och innehåller för närvarande cirka 600 miljoner fat råolja, motsvarande 55 dygns import, vilket därmed ger USA en extra handlingsfrihet. SPR ska fyllas helt, till totalt 700 miljoner fat fram till år 2005. USA har åtagit sig att SPR-lagren endast skall användas efter samråd och beslut inom IEA. ”Man kan dock konstatera att SPR-lagren ger USA en extra handlingsfrihet. Uttag kan starta 6 dygn efter beslut av presidenten och når då via pipelines eller sjöfrakt 95 procent av raffinaderierna i USA. Uttaget kan motsvara hälften av normal import

²⁶ Oljebolag, storförbrukare inom industrin och kraftvärmeverk.

²⁷ Angiven siffra är inklusive kommersiella lager.

under cirka 90 dygn och räcker vid lägre takt för att ersätta ett betydande bortfall av importerad råolja i upp till ett halvår”. Totalt hade USA vid december 2002 motsvarande cirka 129 dagars förbrukning i sina två lager. USA:s kommersiella oljelager ligger dock i år på en ovanligt låg nivå²⁸.

Amerikansk utrikespolitik

Externa drivkrafter i USA:s utrikespolitik är traditionellt både realpolitik/-maktbalans och liberalism/demokratiseringssträvanden/internationell integration. Dessa till synes skilda drivkrafter är inga egentliga motsatspar. ”Alla administrationer i USA, även den nu sittande presidenten, har ägnat sig åt båda två, om än i olika stor omfattning”, sade Mike Winnerstig som är USA-analytiker vid FOI. Dessutom finner man flera olika typer av interna drivkrafter i USA:s utrikespolitik. I Bushadministrationens nya säkerhetspolitiska strategi kan man spåra både realpolitik och liberalism. ”Ett övergripande mål är att sprida frihet, demokrati och fritt företagande. Man vill samtidigt uppnå en maktbalans som gynnar mänsklig frihet, vilket i detta fall betyder att använda USA:s makt för att sprida demokrati i världen”, fortsatte Mike Winnerstig. Enligt den nya säkerhetspolitiska strategin ska USA uppnå sina mål genom främjande av demokrati, preventiva anfall, multilateralism och samverkan när det passar samt avskräckande militär överlägsenhet. Flera av dessa moment har lett till omfattande debatt och kritik. Mike Winnerstig trodde att USA kommer att vara *relativt* restriktiva i fråga om att agera alltför självständigt utan internationellt stöd. Några av de identifierade hoten mot USA:s övergripande mål är terrorism, spridning av massförstörelsevapen och asymmetrisk krigföring. Efter den 11 september känner många i USA att de inte kan sitta och vänta på att något nytt ska inträffa. ”Vad USA gör nu är att de försöker få bort alla möjligheter för terrorister att via andra lyckas komma över massförstörelsevapen.” Både USA och Iraks grannländer ser Irak som ett problem som man bör göra något åt. Mike Winnerstig var dock inte säker på att situationen kommer att leda till ett krig. Det finns flera faktorer som talar mot en ensidig upptrappning till krig från USA:s sida. Dessa är bland annat den höga kostnaden för ett krig, Israel/Palestina-konflikten, de politiska konsekvenserna och USA:s relativt starka vilja att få en legitimering av en eventuell aktion från FN samt den osäkra politiska situationen i Irak och omvärlden om Saddam Hussein avsätts. Dessutom har USA:s nuvarande Irakpolitik visat sig vara framgångsrik. Vapenskramlet har möjliggjort för FN:s vapeninspektörer att återigen verka i Irak. Mike Winnerstig nämnde dock även flera faktorer som talar för ett krig, bland annat Iraks konsekventa brott mot folkrätten och landets politik under Saddam Hussein samt USA:s vilja att stabilisera regionen. Makten över oljan, både på kort och lång sikt, är enligt Mike Winnerstig en bieffekt och inte ett styrande motiv. ”Det vore enklare för USA att

²⁸ IEA har påpekat att det aldrig tidigare har rått så stora skillnader mellan utbud och efterfrågan på kortsiktiga ”papperskontrakt” vid NYMEX-börsen, som är världens största marknad för kortsiktiga oljekontrakt och i praktiken normerande för världsmarknadspriserna. Marknadens kortsiktiga bedömningar har därför orsakat en mot slutet av året allt större eftersläpning i det kommersiella systemets lager för både råolja och produkter jämfört med tidigare års normala nivåer.

köpa olja, även med stigande världsmarknadspriser, än att starta ett krig”, avslutade han.

Anders Hellner, programchef på UI med Mellanöstern och USA som bevakningsområden, betonade att det för att förstå USA:s agerande är viktigt att se situationen ur deras perspektiv. ”USA fungerar annorlunda än Europa! Man ligger relativt isolerat, och har mycket bra kontroll över vad som händer i grannländerna. I de fall de inte har kontroll över utvecklingen överreagerar USA ofta, som i fallen med Cuba och Nicaragua. Krig förs på bortaplan. Man trodde inte att man kunde vara hotade på den egna marken. Plötsligt inträffade terrorattackerna den 11 september 2001, vilket slog mot kärnan av USA. Presidenten är på flykt under en hel dag. Vicepresidenten låser in sig i källaren i två veckor. Detta skapade en enorm chock i USA. USA reagerar därefter, vilket innebär att 11 september kommer att innebära en väldig scenförändring, med stora konsekvenser.” Inte heller Anders Hellner ansåg att oljan skulle vara huvudmotivet för en förestående amerikansk attack på Irak. Många länder i arabvärlden som idag stöds av USA är hårt styrda och har plågade och missnöjda befolkningar. Alternativ till USA på den globala arenan saknas idag, till skillnad från under det kalla kriget. Kommunismen som alternativ finns inte längre. ”Lösningen” för dessa missnöjda befolkningsgrupper blir då ibland anslutning till olika fundamentalistiska grupper. De fundamentalistiska nätverken finns på många olika platser, och har dessutom stora grupper av sympatisörer. Det är grundläggande ekonomiska och sociala problem samt religiösa orsaker som är grogrunden för att dessa grupper bildas. USA har ett problem i sin politik mot Irak i det att det saknas uppenbara kopplingar mellan Irak och terrorattackerna den 11 september. Saddam Hussein har inte mycket med fundamentalism att göra. Anders Hellner tror inte att Iraks massförstörelsevapen, om de nu har några, är huvudskälet till USAs planer på en attack. Han ser istället andra skäl. Ett huvudmotiv skulle kunna vara att USA vill ha bort Saddam Hussein för att kunna skapa en ny inriktning med en demokratisk reformering i denna del av världen. Det finns enligt Anders Hellner flera faktorer som borde avskräcka USA från att agera unilateralt. Bland annat kan det nu uppbyggda samarbetet mot global terrorism få sig en törn samtidigt som andra länder kan känna sig hotade och misstänka att de står som nästa mål på listan. Dessutom kan en ensidig amerikansk attack orsaka stora problem med sammanhållningen och legitimiteten hos FN. Det finns i den amerikanska debatten idag inget uttalat motstånd mot en invasion. Det finns endast en diskussion om när anfallet kommer. Anders Hellner trodde att risken för en väpnad konflikt innan sommaren 2003 var stor. ”Ett alternativ kan dock bli att Saddam Hussein tvingas bort eller mer eller mindre frivilligt lämnar makten och går i exil”.

Ingolf Kiesow, verksam vid UD och FOI, ansåg att makten över oljan var ett motiv till USA:s ökade vapenskrammel, och att det under den senaste tiden kommit att betyda mer i och med Saudiarabiens politiska instabilitet och den allt kyligare relationen mellan USA och Saudiarabien. ”Saudiarabiens instabilitet är ett perspektiv som är obehagligt, speciellt i kraft av deras inflytande över andra riken i Persiska Viken. Utan en ny stabiliserande faktor i regionen skulle en

försämring av situationen i Saudiarabien kunna leda till att en stor del av oljeländerna i regionen hamnar i mullornas våld”. Det är således inte den omedelbara tillgången på olja utan snarare den långsiktiga tillgången till hela regionens oljetillgångar som är orsaken till att USA vill skaffa sig nya stödjepunkter i regionen. Genom detta agerande underlättar man för mindre nationer att bibehålla sin politik gentemot USA oavsett vad som händer i Saudiarabien. Andres Muld, direktör vid Energimyndighetens beredskapsavdelning, instämde i detta och berättade att USA samtidigt försöker minska sitt beroende av Mellanöstern genom att söka andra försörjningskällor i exempelvis Västafrika.

Mats Engman, chef för Försvarshögskolans strategiavdelning, ansåg att Irak idag har massförstörelsevapen. Enligt honom var en viktig fråga om eller när Irak även kan ha skaffat sig kärnvapen. Mats Engman såg flera olika möjliga motiv för ett USA-lett anfall mot Irak. Motiven kan bland annat vara att avsätta regimen, att oskadliggöra samtliga massförstörelsevapen, att få bättre kontroll över oljan, att införa demokrati och påverka hela regionen, att bekämpa terrorism (detta motiv används mycket i den amerikanska debatten) eller att påverka den amerikanska hemmaopinionen. Vad är då det egentliga motivet? Mats Engman trodde inte att oljefrågorna är skäl nog för ett krig, utan att USA:s motiv för det första är att avvärja Saddam Hussein och för det andra att eliminera hans förmåga att framöver skaffa sig massförstörelsevapen. Om detta var de enda motiven skulle det vara tillräckligt att avvärja Saddam Hussein, men att låta honom sitta kvar. Han tyckte sig se en viss förskjutning i argumentationen från ”avlägsna Saddam” till ”avvärja Saddam”.

Mats Engman fortsatte med att beskriva hur USA har genomfört en successiv och målmedveten uppladdning i området. Man har i regionen cirka 70.000 man och en fungerande ledningsförmåga för ännu fler trupper. I regionen finns dessutom 300-400 operativa flygplan med en avsevärt bättre förmåga än vad flyget hade under ”Desert storm”. Iraks militära förmåga bedöms samtidigt uppgå till 20-30 procent av kapaciteten från 1990. För USA, och till viss del även briter och fransmän, är militära aspekter en bricka i det utrikespolitiska spelet som de aktivt använder sig av, till skillnad från de flesta övriga europeiska länder.

Möjlig krigsutveckling

Vid ett krig är det troligt att vi kommer att se ett deltagande från många Nato-medlemmar som framförallt kommer att delta genom olika understödsuppgifter och indirekta uppgifter som till exempel att bevaka sjölederna runt Persiska Viken, fortsatte Mats Engman. Han beskrev tre olika krigsscenarier/faser ”Bombing to win”, ”Desert storm light” och ”Desert storm II”. Ett USA-lett krig kommer sannolikt att bestå av en kombination av dessa, men i tre mer eller mindre distinkta olika faser. Fas ett utgörs av en flygoffensiv under cirka en vecka, bland annat med mål att slå ut Saddams förmåga att leda och kommunicera. I fas två sätts lätta, snabba förband med upp till 50.000 man in i mindre operationer för att inta nyckelpositioner som till exempel flygfält, strategiska knutpunkter eller misstänkta områden med massförstörelsevapen.

Möjligen hoppas man att Irak under denna fas ska kollapsa. Om inte detta sker får USA om de verkligen vill avsätta Saddam Hussein gå över till den tredje fasen, i vilken man sätter in en betydligt större styrka. I och med denna fas kommer de att ställas inför flera problem. En av de större osäkerheterna är hur man agerar om man blir stående med ett Bagdad som envist försvarar sig och man måste slå sig fram för att komma åt Saddam Hussein. Ett annat problem/osäkerhet i planeringen är vilka så kallade asymmetriska tricks²⁹ Irak kan tänkas använda sig av denna gång (kemsika stridsmedel mot shiiter, Scud mot Kuwait, västerländska gisslan osv). USA måste se till att ha en stor handlingsberedskap för att möta dessa oförutsedda händelser, vilket talar för att USA skulle kunna nöja sig med att avvärja Saddam Hussein.

Carl Cederström, Irakhandläggare på UD, redogjorde kortfattat för några av sina privata funderingar kring möjliga svar från Irak-regimen samt möjliga inrikespolitiska utvecklingar om Saddam Hussein avsätts. I Irak finns elittrupper³⁰ som är mycket beroende av regimen fortsatta framgång för sin egen säkerhet. Vid ett anfall är det därför sannolikt att dessa kommer att försvara sig och regimen så långt det är möjligt. Dessutom har Saddam Hussein tidigare visat sig kapabel att använda sig av asymmetrisk krigsföring. Bland annat finns farhågor att han liksom i tidigare krig ska bruka biologiska och/eller kemiska vapen eller attackera Israel med kvarvarande scudmissiler. Dessutom, sade Carl Cederström, kanske Irak skulle kunna sätta eld på sina egna oljekällor eller använda den egna befolkning som gisslan mot USA. ”Det är svårt att veta hur Saddam Hussein kommer att reagera, vilket också hämmar ett anfall.”

Effekter av ett krig

Förutom den irakiska regimen finns andra faktorer som påverkar situationen i Irak. Sedan Kuwaitkriget har norra Irak kunnat styras relativt självständigt av olika kurdiska grupper. Dessa har vant sig vid situationen och kommer inte vilja släppa ifrån sig den makt de nu har. Situationen försvåras av att grannländerna absolut inte vill se att kurderna stärker sin makt. I centrala och södra Irak kan klanmotsättningar och maktkamper mellan mäktiga familjer liksom etniska motsättningar och hämndaktioner mot grupper som gynnas av dagens regim skapa instabilitet. Dagens irakiska exilopposition är splittrad och lider på grund av att den varit borta från Irak under så lång tid en brist på legitimitet. Om delar av denna får makten vid ett regimskifte kan den irakiska befolkningen tycka att de går utländska makters ärende, sade Carl Cederström. Troligare är att en federation bildas, där både norra Irak med främst en kurdisk befolkning (20 procent av den totala befolkningen) och centrala och södra Irak ingår (sunnit 20 procent och shiiter 60 procent).

²⁹ Under Kuwaitkriget sändes scudmissiler iväg mot Israel och man tände eld på oljekällor när man retirerade ut ur Kuwait.

³⁰ Republikanska gardet med cirka 70.000 man och ytterligare 20-30.000 man i andra specialtrupper.

Ingolf Kiesow berättade att ett krig i Irak skulle kunna påverka flera andra konflikter i Asien. Många asiatiska länder saknar redan idag större förtroende för FN-systemet, då det inte kunnat hantera exempelvis Vietnamkriget eller andra stormaktskonflikter i Asien. Respekten för FN kan komma att minska än mer om USA agerar utanför systemet som man tidigare sagt sig vilja upprätthålla. Det finns fler muslimer i Asien än någon annanstans och de politiska kostnaderna i Asien av ett unilateralt agerande av USA kan bli höga, med risk för spridning av oroligheter till bland annat Pakistan och Indien.

Ingolf Kiesow gick även in på Koreafrågan. Nordkorea har erkänt att de fortsatt med sitt kärnvapenprogram. Om USA går in i Irak borde man väl även gå in i Nordkorea? Det finns flera skäl till varför USA inte skulle göra just detta. För det första skulle en sådan aktion inte accepteras av Kina. För det andra är Korea-konflikten en av huvudledningarna till att USA finns närvarande i Asien. Om USA framgångsrikt gjorde något åt denna konflikt skulle man kunna bli tvungen att lämna exempelvis Japan, vilket man idag inte är intresserad av att göra. För många asiatiska länder, till exempel Indien och Japan, skulle inställda oljeleveranser från Mellanöstern innebära ett dråpslag för de nationella ekonomierna. "USA:s hänsyn till den japanska ekonomin bör vara rätt stor, då den japanska ekonomin även har stor påverkan på USA:s ekonomi, som för tillfället inte är så stabil."

Johan Dicksved, analytiker vid Stockholm Chartering som är Sveriges största tankfartygsmäklarfirma, beskrev sjöfartens enorma betydelse för att olja som produceras i Irak och Mellanöstern ska kunna transporteras till olika slutmarknader. Cirka 80 procent av regionens totala produktion transporteras genom Persiska Viken med tankfartyg till marknaderna i Asien, USA och Europa. I Mellanöstern är VLCC³¹ den absolut största bäraren av olja. Det skulle behövas en omfattande aktion mot denna tankerflotta, med många utslagna skepp, innan det skulle uppstå en brist i transportkapacitet. Vid oroligheter reagerar marknaden med att höja fraktpriserna, men som regel återgår priserna ganska snart till tidigare nivåer. Under Irak-Kuwaitkriget steg fraktpriserna utan att några incidenter inträffade med tankfartygen. Ett krig i Irak kommer att innebära högre transportkostnader, men då fraktens andel av det totala oljepriset är relativt liten kommer effekterna på råoljepriserna inte att vara så stora. Det uppmärksammade "tanker-kriget" mellan 1984 och 1988 under kriget mellan Irak och Iran var speciellt. Som en del i detta krig angrep de båda länderna fartyg som anlöpte motståndarens hamnar. Under kriget attackerades ett stort antal fartyg med betydande förluster som följd. Trots detta kunde transporter av olja ske från området.

Johan Dicksved målade upp tre olika scenarier med varierande effekter på transportsektorn. Det första bestod av en militär aktion som begränsas till Irak, med brett internationellt stöd och medverkan. Johan Dicksved trodde att effekterna på oljetransporterna av detta scenario skulle vara ganska små. Troligen

³¹ Very Large Crude Carrier. VLCC lastar typiskt 2 miljoner fat. Det finns idag cirka 420 stycken.

skulle den irakiska oljan stoppas samtidigt som oljepriser och fraktkostnader steg. Dock skulle övriga producenter, främst Saudiarabien, träda in och täcka upp dessa volymer. Tankflottan skulle troligen förbli intakt. En annan utveckling är att aktionen i Irak ställer omvärldens förhållande till Mellanöstern på sin spets och att oljeproduktionen i regionen störs med lägre volymer som följd. Troligen skulle tankflottan även vid denna utveckling förbli intakt. Efter en initial riskbetingad uppgång i fraktpriserna skulle sedan fraktpriserna sjunka till följd av lägre volymer av transporterad olja från regionen. Som ett tredje scenario målar Johan Dicksved upp en utveckling där aktionen i Irak eskalerar till en utbredd regional konflikt med bland annat angrepp på oljeinstallationer och fartyg. Han trodde inte själv på detta scenario, men om det inträffar blir följderna troligen mer långtgående störningar i den globala oljetillförseln, med bland annat prischocker som följd.

Bland deltagarna rådde en relativt stor koncensus att Irakkrisen kortsiktigt inte kommer att påverka energipriserna i Sverige nämnvärt.

Mikael Toll, december 2002

Internationella oljemän om oljeläget

Under NOG-seminariumet på ÅF den 19 februari höll Adolf Lundin, Lundin Petroleum, och Staffan Riben, som arbetat en lång tid inom Statoil – senast som VD för Statoil Venezuela, varsitt anförande under rubriken "Internationella oljemän om oljeläget". De närvarande fick bland annat höra om Adolf Lundins syn på oljevärlden idag och hur den kan komma att utvecklas under de kommande tio åren samt hur situationen ser ut inom Rysslands olje- och gassektor. Staffan Riben redogjorde för den aktuella och något instabila politiska situationen i Venezuela. I detta referat sammanfattas vad som sades under eftermiddagen.

I augusti 2001 såldes Lundin Oil AB till det kanadensiska Talisman Energy. Aktieägarna i Lundin Oil fick vid försäljningen omkring 400 miljoner US\$ samt en aktie per gammal i det nystartade bolaget Lundin Petroleum AB. Vid försäljningen till Talisman behöll det nya bolaget tillgångar i Sudan och Iran. Från detta utgångsläge har därefter Lundin Petroleum, där Adolf Lundin är hedersordförande, bedrivit en aktiv expansion. Bolaget är idag, två år senare, större än det tidigare Lundin Oil.

Idag har Lundin Petroleum en diversifierad portfölj med produktion av drygt 15.000 fat råolja per dag i Venezuela, Tunisien, Frankrike, Indonesien och Nederländerna. De totala reserverna uppskattas till 115 miljoner fat oljeekvivalenter. Av dessa reserver finns mer än hälften i Sudan, där ingen produktion ännu sker. "I Sudan finns enorma möjligheter, men reserverna ligger vid gränsen av ett inbördeskrig", sade Adolf Lundin som är optimistisk till att kriget kan få ett

slut under detta år. ”För tillfället råder vapenstillestånd i området och starka internationella politiska krafter har engagerat sig i konflikten för att få tillstånd ett varaktigt fredsavtal.” Adolf Lundin bedömde sannolikheten för att en varaktig fred ska kunna slutas i området under det kommande året, och att produktionen från regionen därmed skulle kunna öka, till över 90 procent. Även i Iran och Albanien, där Lundin Petroleum är delaktig i explorering, finns stora möjligheter. Vid nyår 2003 fick Lundin Petroleum även en viss närvaro på norsk kontinentalsockel, då man köpte upp mindre ägarandelar i fälten Brage och Njord. ”Med dessa nya tillgångar och möjliga produktionsökningar kan företagets produktion komma att fördubblas inom de närmaste åren”, sade Adolf Lundin.

En gyllene tidsålder

Adolf Lundin betraktar de kommande 20 åren som en gyllene tidsålder för aktiva oljebolag. ”Vi står inför en stor kris. Oljan håller på att ta slut. Varje år konsumerar vi 4-5 gånger mer än vad man hittar globalt.” Idag ligger den dagliga globala produktionen och konsumtionen på omkring 75 miljoner fat. Det är osäkert hur länge produktionen kan hålla jämna steg med efterfrågan. ”Vi befinner oss idag tidsmässigt nära *The Great Rollover*, när världens produktion av råolja inte längre kan tillfredställa konsumtionen. När denna kommer vet vi inte. Kanske är den så nära som 1-2 år”, sade Adolf Lundin. År 2010 kan efterfrågan enligt flera bedömare ha stigit till cirka 90 miljoner fat oljeekvivalenter per dag, bland annat tack vare en snabb efterfrågeökning i Asien. Samtidigt åldras befintliga oljefält. I snitt sjunker ett fälts produktion med 5 procent per år. Den producerade volymen i befintliga fält kan, enligt Adolf Lundin, ha svårt att hänga med denna efterfrågeökning och ligger kanske år 2010 på omkring 50 miljoner fat oljeekvivalenter per dag. ”Här finns således möjligheten till ett gap mellan producerad och efterfrågad volym råolja om 8 år på i storleksordningen 40 miljoner fat per dag.” Idag finns inte så stor reservproduktionskapacitet. Saudiarabien, som idag är det enda landet med någon nämnvärd reservkapacitet, uppges ha upp till 3 miljoner fat per dag i extra kapacitet. Dessa siffror är dock omdiskuterade. ”I Saudiarabien är det statliga oljebolaget trött. Detta är allvarligt då det står för en stor del av världens råoljaproduktion. Egentligen vet man inte om reservkapaciteten finns, eller hur stor den i så fall är”, sade Adolf Lundin.

”Vi kan se stigande oljepriser fram till en punkt när entreprenörer börjar ersätta oljan med andra bränslen. För att detta ska ske krävs höga oljepriser och en försäkran om att priserna ska vara höga under längre tid.” Han trodde att det krävs långvariga perioder med oljepriser över 50 US\$ för att flytande bränslen från tjärsand och andra råvaruresurser ska vara ekonomiskt fördelaktiga att utveckla.

Industri i förändring

Oljeindustrin förändras idag i snabb takt. De stora bolagen som BP och Shell är inte längre rena oljebolag. De är istället ”monetära institutioner som prospekterar mindre och har svårt att öka sin produktion”. ”Vad gör de då istället?”, frågade Adolf Lundin retoriskt och svarade själv med att påstå att ”de eliminerar sig själva!” Han exemplifierade med ExxonMobil som under 2002 köpte tillbaka

egna aktier till ett värde av 6 miljarder US\$ samtidigt som de delade ut 5 miljarder US\$ till befintliga ägare. Under samma år satsade bolaget endast 3 miljarder US\$ på ny prospektering. ”Det är kvartalskapitalismen som styr denna elimineringsprocess. Det pågår en kraftig reduktion av prospektering bland de stora oljebolagen.” Han sade också att de stora bolagen ibland även säljer sina befintliga fält för att finansiera nya verksamheter. Efter denna förändring bland flera av de större bolagen finns utrymme för mindre, oberoende oljebolag som fortfarande aktivt prospekterar. Exempelvis har Norge anpassat sig till denna nya situation och har börjat släppa in mindre aktörer på den norska sockeln. Lundin Petroleum har nyligen, som omnämns ovan, gått in som aktör på norsk sockel.

”När de stora bolagen säljer sina fält i övriga världen är Ryssland det stora glädjeämnet”, fortsatte Adolf Lundin. Där har skett en privatisering av oljesektorn sedan landet ”kom tillbaka till världen” efter 70 års isolering. Privatiseringen skedde under råa kapitalistiska former, men har lett till en ökad oljeproduktion i landet. På 1980-talet var produktionen av råolja omkring 12 miljoner fat per dag. Denna var under mitten av 1990-talet nere på 5-6 miljoner fat per dag men håller nu på att återhämta sig, med en ökning på 8-9 procent per år. Adolf Lundin trodde att produktionen i Ryssland på längre sikt kan komma att öka till cirka 10 miljoner fat per dag, vilket skulle göra det till världens största oljeproducerande land. Han fortsatte att beskriva utvecklingen i Ryssland. ”Den ryska ekonomin är oro-väckande stark. Det växer så det knakar och man har minskat sin utlandsskuld i relation till BNP. Den ryska ledningen har medvetet agerat för tillväxt i produktion och export av olja för att reducera sårbarheten för oljepriset.” Ryssland behöver år 2003 ett oljepris på 17-18 US\$ per fat för att statsfinanserna ska vara balanserade. Motsvarande behov år 1997 var 28 US\$ per fat. ”Så lågt som 17 US\$ kommer oljepriset inte att bli.” Man är samtidigt mycket beroende av sin olja. ”Om 3-4 år kan volymen av Rysslands oljeproduktion gå om Saudiarabiens, för att därefter aldrig senare understiga denna igen.”

Rysk tillväxt

Återhämtningen och tillväxten i Ryssland baseras på olja, devalvering av rubeln, produktivitetsförbättringar, skattereformer, stabilitet och ett ökat förtroende och spenderande bland rysslands konsumenter. Ryska bolag håller för närvarande cirka 160 miljarder US\$ i utländska bankkonton. Det finns även cirka 40 miljarder US\$ undanstoppade av den ryska allmänheten som inte finns tillgängliga i det ryska banksystemet. Dessa pengar börjar plockas fram i och med att förtroendet för det egna systemet ökar.

Ungefär hälften av den ryska oljan går på export och resterande andel används inom landet. ”Just nu dumpas oljepriset på den ryska lokala marknaden”, då flera exportrutter inte kan användas till sin fulla kapacitet³². I januari 2003 såldes rysk råolja på den nationella marknaden för 20 procent av priset för Brentolja. Även våren 2002 upplevde den ryska oljesektorn problem med dumpade priser inom

³² Exempelvis har hamnarna i Östersjön delvis frusit.

Ryssland. Den nationella råoljemarknaden är inte så stark så att en reduktion av exporten kan mötas av en stigande nationell efterfrågan. Idag är en stor flaskhals för exporten den begränsade kapaciteten genom Bosporen. Ryssland måste därför utveckla sin exportinfrastruktur om man vill kunna öka produktionen ytterligare. Möjliga infrastrukturella projekt för att öka exportkapaciteten som nämndes av Adolf Lundin är en förlängning av "the Baltic Pipeline System" till Murmansk där man genom en ny oljehamn skulle kunna exportera olja med supertankers till bland annat USA³³, en exportrutt från Angarsk till Nahodka och en annan från Angarsk till Daqing i Kina. Dessutom finns i dag även outnyttjad exportkapacitet i Ventspils³⁴.

Ryska olje- och gasaffärer

Trots en värdeökning av de ryska bolagen på senare tid är de fortfarande, enligt Adolf Lundin, lågt värderade. I internationella bolag som BP och ExxonMobil värderas oljereserver till omkring 10 US\$ per fat. För de ryska bolagen är motsvarande siffra under 2 US\$ per fat. "Anledningen är att folk är rädda för Ryssland", sa Adolf Lundin. Den ryska olje- och gassektorn är dock på väg tillbaka till kapitalmarknaden. Längst i arbetet med konsolidering, optimering och internationalisering har bolaget Yukos kommit. Detta är det högst värderade av de ryska oljebolagen, och har på cirka två år gått från ett värde på 1 miljard US\$ till över 20 miljarder US\$. Största bolag i Ryssland är dock Gazprom. Det är världens största "kolväte"-företag med reserver på knappt 130 miljarder fat oljeekvivalenter³⁵, vilket kan jämföras med det största oljebolaget ExxonMobils reserver på drygt 22 miljarder fat oljeekvivalenter. Gazproms produktion (framförallt naturgas) är på knappt 3 500 miljoner fat oljeekvivalenter per år, vilket är drygt två gånger mer än vad ExxonMobil producerar årligen. Gazprom är ett ytterst viktigt bolag för Ryssland och svarar för hela 11 procent av Rysslands skatteintäkter. Det levererar 30 procent av Europas naturgas och äger hela det ryska gasnätet.

"Hur är det ryska affärsklimatet i allmänhet? Det är 25-50 stora affärsgrupper som sköter Ryssland", sade Adolf Lundin. "Alla i dessa grupper är ryska. I varje grupp är det några få personer som kontrollerar 60-90 procent av aktierna." Det finns, fortsatte Adolf Lundin, fyra olika typer av affärsmän i Ryssland. För det första de organiserat kriminella, som nu håller på att försvinna från scenen kring ägandet av den tyngre industrin. Dessa återfinns dock fortfarande inom metallsektorn. För det andra de som var chefer under de sista åren av kommunisttiden. Även dessa håller på att försvinna. Den tredje större gruppen är oligarkerna. Dessa finns kvar men "börjar bli lite för fina för att göra oljeaffärer". Den fjärde gruppen utgörs av de "unga vargarna" som är i 30-34-årsåldern. Dessa är både aktiva och mycket

³³ Ryssland har idag inga möjligheter att lägga till med supertankers vid någon av sina exporthamnar.

³⁴ Under NOG-seminariet "Rysslands Olja och Gas" den 1 oktober 2002 berättade Carl Fredriksson om Rysslands satsningar på bland annat snabb utbyggnad av flera exporthamnar i Finska viken.

³⁵ Se även referat från "Rysslands Olja och Gas", från den 1 oktober 2002.

aggressiva i sina affärsmetoder. ”Om du ska göra större affärer i Ryssland måste du ha ryska partners. Ryska affärsmän har ett stort försprång då de vet hur man ska handskas med regionala guvernörer, uppsägningar, kriminaliteten, teknologin och produktionen.” De affärshemligheter som man behöver känna till kan bara ryssarna själva. För att göra affärer krävs att man har mycket goda kontakter med många inom det politiska skiktet, på alla nivåer.

”Förra veckan hände något mycket intressant inom den ryska oljesektorn”, fortsatte Adolf Lundin. Då gick BP in och köpte 50 procent av TNK för 6,75 miljarder US\$. I ett svep ökade BP sina reserver till cirka 5-9 miljarder fat, beroende på källa. Trots att BP i relation till ryska förhållanden betalade ett högt pris per fat olja i befintliga reserver (3,2 US\$) var det ur ett internationellt perspektiv ett mycket lågt pris. ”Genom denna affär har BP blivit nästan lika stora som Shell i fråga om reserver. Nu sitter alla andra internationella bolag och räknar på hur de ska kunna köpa de andra ryska bolagen”.

Adolf Lundin tror att Kazakstan kan bli nästa riktigt stora oljeländ. De bevisade reserverna i Kaspiska havet är begränsade, men de möjliga tillgångarna är enorma. Kazakstan producerar nu cirka 1 miljon fat per dag men kan troligen öka denna till 4 miljoner fat per dag och hålla sig på den nivån under en lång tid framöver. För att detta ska fungera krävs dock ytterligare en stor pipeline från området. Det var Adolf Lundins uppfattning att många av de krig och den politiska instabilitet som råder i detta område var oljerelaterade.

Adolf Lundin avslutade där han började, med att berätta om sin övertygelse om att de kommande två årtiondena kommer att vara en guldålder för oljeindustrin. ”Även om de globala oljereserverna så småningom tar slut finns mycket pengar att tjäna under dessa kommande år.”

Venezuela i kris

Under andra halvan av eftermiddagen berättade Staffan Riben om den aktuella utvecklingen i Venezuela. Föredraget var till stora delar en fortsättning på nätverksseminariet den 23 april 2002, som genomfördes i samband med den misslyckade statskuppen i Venezuela.

Venezuela är till ytan cirka två gånger så stort som Sverige och har omkring 25 miljoner invånare. Enligt officiell statistik är landets konventionella oljereserver omkring 77 miljarder fat och återfinns huvudsakligen i tre regioner³⁶. Vid normal produktion är landet världens 5:e största råolja-producent och den 4:e största exportören. Petroleumsektorn står normalt för 80 procent av exporten och 50 procent av statsinkomsterna. Merparten går till USA.

³⁶ För en något utförligare beskrivning av reserver av konventionell olja och ytterligare reserver av tyngre fraktioner, se referat ”Venezuela – Oljeländ i kris” från den 23 april 2002. Förutom dessa reserver finns en offshoreprovins vid Trinidad där gas kan produceras (och konverteras till LNG).

Den nuvarande politiska krisen i Venezuela beror till stor del på den konflikt som uppkommit i landet på grund av den politik som förts av president Hugo Chávez sedan han kom till makten. Hugo Chávez är en tidigare militär och politisk uppkomling med ett misslyckat kupp försök och några år i fängelse bakom sig. Han valdes till president, med 58 procent av rösterna, i december 1998 på en våg av missnöje med den gamla ordningen. Efter valet steg sympatierna för honom ytterligare, när han påbörjade sitt reformprogram. Chávez politik, eller ”politiska revolution”, har social rättvisa som mål. I detta begrepp lägger Chávez total uppgörelse med det ”gamla systemet” och en statlig ledning av ekonomin där privat ägande – hellre små nationella företag än stora internationella – främst ses som ett komplement till statligt ägande. Han är starkt nationalistisk och inspirerad av Castro på Kuba ville han genom sin egen gräsrotsrörelse aktivera massorna. Hösten 2000 hade Chávez stöd av cirka 80 procent av landets befolkning. Konsekvenserna av hans första år vid makten blev dock en ekonomisk kräftgång och kapitalflykt, en koncentration av den politiska makten till en mindre grupp tidigare militärer, främst gamla vänner till Chávez. Han har medvetet utmanat USA:s politiska hegemoni, vilket lett till att Venezuelas relationer till USA numera är ansträngda.

Med Chávez makttillträde skiftade Venezuelas oljepolitik. Produktionen var på väg upp, samtidigt som oljepriset var på väg ner, när han tillträdde. Chávez bestämde sig för att, tvärt emot tidigare förd politik, ”ställa in sig i OPEC-ledet” och från att ha varit ett av de länder som var minst strikta när det gällde att efterleva tilldelade produktionsvolymerna inom OPEC:s kvotsystem blev Venezuela ofta den mest följsamma inom organisationen. I Chávez nya politik prioriteras högt pris framför marknadsandel. Detta har visserligen lett till högre oljeinkomster för staten, men till priset av minskad ekonomisk aktivitet i landet och ett försvagat PDVSA.

Chávez revolutionära retorik har ökat klassmedvetandet i Venezuela och det politiska klimatet har blivit alltmer polariserat samtidigt som konflikter har kommit upp till ytan. Missnöjet med Chávez som president växte sig starkare, och stödet för honom hade sjunkit till omkring 30 procent vid slutet av 2001. I mars 2002 bestämde sig Chávez för det avgörande steget att ta total politisk kontroll över PDVSA. Han avsatte den professionella ledningen och tillsatte politiker i dess ställe. Det var detta som var upphovet till den föregående misslyckade kuppen mot honom i april 2002, som varade i knappt två dygn³⁷. Militärens agerande i samband med kupp försöket visade att den var mycket splittrad, vilket den fortfarande är. Inom militären anses cirka 70 procent vara ”professionellt opolitiska” och inställda på att underordna sig den civila politiska makten (konstitutionalister). Ungefär två tredjedelar av den mindre gruppen på resterande 30 procent är uttalade motståndare till president Chávez, och en tredjedel stödjer

³⁷ För en utförlig beskrivning av bakgrunden till den nuvarande krisen i Venezuela, se referat från seminarium ”Venezuela – Oljeland i kris” den 23 april 2002. Där beskrivs den historiska utvecklingen fram till det kupp försök som genomfördes under april månad 2002, vid vilket president Hugo Chávez avsattes för att senare inom två dagar återkomma till makten.

honom aktivt. Att militären avstått från att kliva in och påverka utgången av de oroligheter som rått under det senaste året beror på att konstitutionalisterna utgör en majoritet.

Konsekvenser av kuppörsöket

”Vad blev konsekvenserna av den misslyckade kuppen och att president Chávez kom tillbaka till makten?”, frågade Staffan Riben retoriskt. ”De grundläggande motsättningarna fördjupades, och det var rätt tydligt att något skulle hända. Nu har detta hänt!” Venezuela är ett delat land. Efter kuppen initierades en dialog mellan presidenten och hans motståndare som inte gav några resultat.

Den 2 december 2002 utlystes ett civilt stopp (generalstrejk). Oppositionen tog över gatorna och Venezuela stod stilla i två månader. Bland annat gick PDVSA:s anställda ut i strejk, och oljeproduktionen minskade drastiskt. Venezuela hade före strejkerna en OPEC-kvot på cirka 2,8 miljoner fat per dag och en något högre faktisk produktion (cirka 3,2 miljoner fat). När krisen var som värst var den dagliga produktionen nere på några hundra tusen fat. Oppositionens ledare trodde att regeringen skulle vara tvungen att vika efter några veckor, men regeringen stod fast. Tillslut blev priset av uteblivna inkomster som oppositionens industrialister och arbetare fick betala alltför högt. Strejken avblåstes under de första dagarna i februari 2003, utom inom oljeindustrin. Chávez ser sig som segrare i denna konflikt. Han anser att de strejkande agerade olagligt. Dessa i sin tur rättfärdigade strejken med bestämmelser i den nya konstitution som Chávez själv står bakom. Då han betraktar strejkerna som olagliga har Chávez sagt upp de strejkande inom oljesektorn från PDVSA. Totalt har hittills 12 000 personer avskedats, vilket avsevärt försämrar landets möjligheter att återhämta sig när det gäller produktion av råolja.

Strejkens konsekvenser för Venezuela

”Det är idag osäkert hur stor den faktiska oljeproduktionen i Venezuela är. Regeringen hävdar att man återigen ökat produktionen till omkring 2 miljoner fat per dag. Andra säger att dagens produktion ligger kring 1,3 miljoner fat per dag.” Även optimistiskt sett, om de strejkande oljearbetarna så småningom tillåts gå tillbaka till sina tidigare arbetsplatser kommer det att ta lång tid för produktionen att stiga till tidigare nivåer. Också i detta fall kommer strejken och den lägre oljeproduktionen att innebära ett genomsnittligt produktionsbortfall av i storleksordningen 800 000 fat per dag för Venezuela under 2003. Om regeringens linje kvarstår, och oljearbetarna inte får gå tillbaka till sina jobb, kommer återhämtningen gå långsammare och det resulterande produktionsbortfallet bli än större.

På kort sikt har Chávez stärkt sin politiska position på bekostnad av oppositionen. Dock har det internationella engagemanget för vad som försiggår i Venezuela ökat. Venezuelas rykte som pålitlig oljeleverantör har skadats rejält, vilket kommer att få kommersiella effekter i framtiden. Chávez har fått full politisk kontroll över PDVSA men till en stor kostnad av avskedanden, lägre produktion och ett större beroende av utländskt privat kapital. Objektivt sett rimmar detta illa

med hans egna uttalade önskemål att ha stark nationell kontroll över oljeproduktionen i Venezuela.

De strejkande är ekonomiskt utmattade och de ekonomiska konsekvenserna i landet från strejken märks tydligt. ”Ekonomi krymper med mellan 12 och 22 procent och den officiella arbetslösheten har stigit och ligger över 20 procent. Inflationen ligger på 45-50 procent. Den Venezuelanska valutareserven sjönk och landet har idag både en officiell och en inofficiell växelkurs.”

Vilken väg tar då Venezuela ut ur den nuvarande krisen? ”Omvärldens tryck främjar en konstitutionell lösning och ett samlande alternativ skulle kunna vara en folkomröstning i augusti-september 2003, som eventuellt följs av nyval i slutet av detta år”, sade Staffan Riben. En klar möjlighet finns då att en ny politisk fas kan inledas, men vissa hävdar att Chávez har chans att bli omvald då oppositionen idag är splittrad. ”Oppositionen måste samla sig och ställa upp med rimliga alternativ, annars kan Chávez trots låga opinionssiffror bli omvald”, fortsatte Staffan Riben. Omvärldens allt större påtryckningar är en viktig faktor. Bland andra stödjer 2002 års nobelfredspristagare Jimmy Carter och Organisationen av Amerikanska Stater försoningssamtal. ”Det lutar idag åt att regeringen kommer att acceptera en folkomröstning senare i år”, sade Staffan Riben. Han pekade även på två mindre lyckosamma scenarier för framtiden. Alternativ till nyval är nya kupp-försök eller att Chávez styr alltmer repressivt över en försvagad Venezuelansk ekonomi.

”Oavsett vad som händer den närmaste tiden kommer Venezuela framöver att vara ett sargat land och en svagare oljeexportör”, avslutade Staffan Riben.

Mikael Toll, mars 2003

Industriell efterfrågan på naturgas

Under NOG-seminariumet på ÅF den 8 april berättade Anders Hedenstedt, VD för Göteborg Energi, om bolagets planer på ett nytt naturgaseldat kraftvärmeverk i Göteborg. Han beskrev även den tyska naturgasmarknaden, utifrån erfarenheter från sin tid i Berlins energibolag Bewag. Därefter berättade Lars Lind, VD för Perstorp Oxo, om motiv för det pågående bytet från tung eldningsolja till naturgas som råvara inom Stenungsundsanläggningen. Robert Onsander, som är chef för Preems varuförsörjning och raffinering, avslutade eftermiddagen med att berätta om det ökande intresset för naturgas som energikälla och råvara inom raffinaderiindustrin. I detta referat sammanfattas vad som sades under eftermiddagen.

Anders Hedenstedt är relativt ny tillträdd VD för Göteborg Energi. Han har tidigare varit vice VD på Vattenfall. Under de senaste åren har han ingått i

ledningsgruppen för Berlins energibolag Bewag. Med denna bakgrund har han en god inblick i hur energifrågorna har behandlats i Sverige och hur energiläget ser ut nere på kontinenten. Han tycker att det är beklagligt att så lite hänt i Sverige inom gasområdet och ser en stor skillnad i hur naturgas betraktas och även används mellan Sverige och länderna på den europeiska kontinenten. Anders Hedenstedt ser stora utmaningar i att leda Göteborg Energi in i framtiden under det rådande svenska politiska klimatet med bland annat nya skatter och styrmedel.

Fjärrvärmens basen för Göteborg Energis verksamhet. Från att under slutet av 1970-talet främst ha producerat värme genom förbränning av olja har bolaget idag en helt annan råvarusammansättning. "Göteborg Energi är världsunika då bolaget använder en mycket stor andel spillvärme. Fjärrvärmens i Göteborg är Sveriges bästa miljöprojekt. Fjärrvärmenätet har under de senaste decennierna minskat CO₂-utsläppen i Göteborg med mer än en miljon ton per år." Inom fjärrvärme-produktionen ingår bland annat värme från avfallsförbränning, värmepumpar samt spillvärme från Shells och Preems raffinaderier. Naturgas har på senare år utgjort ett allt större inslag i bränslemixen. Idag härstammar tre fjärdedelar av värmen i Göteborg Energis fjärrvärmenät på årsbasis från spillvärme³⁸. "Allt är skattedrivet!", sade Anders Hedenstedt och fortsatte med att förklara att den bränslemix man använder beror uteslutande på hur skattesystemet är uppbyggt och hur bolaget kan minska sina kostnader. Han ansåg att det av denna anledning är viktigt att skattesystemen är uppbyggda så att de får de effekter man verkligen önskar uppnå. "Alla bränslen kommer att behövas tillsammans. Biobränsle har sina fördelar i vissa tillämpningar, naturgasen i andra!" Pellets är idag svårt att hitta på marknaden för en köpare som Göteborg Energi. "Trots att transportkostnaden från Kanada är hög är det billigare att köpa kanadensisk pellets idag, även om detta inte kan vara grundtanken med att använda biobränslen. I slutändan är det skattesystemet som avgör hur marknadsaktörer agerar med avseende på bränslemixen", fortsatte Anders Hedenstedt.

"Naturgas är ett mycket bra bränsle som är tekniskt enkelt att använda med en bra verkningsgrad. Den har en lägre miljöbelastning än de flesta andra bränslen och leder till ökad försörjningstrygghet. Introduktionen av naturgasen i Göteborgs energisystem har inneburit stora miljöförbättringar", sade Anders Hedenstedt. Göteborg Energi har ett eget distributionsnät av naturgas till industrier och småskaliga kraftvärmeproduktionsanläggningar. Gasen används även som stadsgas och till fordonsdrift. Idag finns 1 600 gasdrivna fordon i Göteborg. "Gasen finns för 100 år framåt i tiden i Norge. Vi måste fråga oss om vi ska ha gas från Norge och Ryssland, eller olja från mellanöstern? Vissa politiker börjar nu se fördelar med gas, men andra vill inte alls ha naturgas. En del säger, av okunskap eller andra skäl, att det räcker med biobränsle och att spara."

³⁸ År 2001 kom 20 procent av de producerade 4,2 TWh värme från naturgas, 15 procent från värmepumpar, 32 procent från spillvärme från raffinaderierna, 3 procent från olja, 2 procent från biobränsle, 8 procent från gasbaserad kraftvärmeproduktion och 20 procent från avfallsförbränning.

Ryaverket i Göteborg

Göteborg Energi säljer mer och mer fjärrvärme, och man tror att extra tillskott i fjärrvärmeproduktionen kommer att behövas till vintern 2005. Det finns en god potential att få relativt sett mycket el från en kraftvärmeanläggning när naturgas används som energiråvara. ”Om biobränsle används får man en halv del el på en del värme. När naturgas används får man en del el per del värme. Det är således bättre att vid ett givet värmebehov använda naturgas om man vill öka andelen el som produceras.”³⁹ Av dessa skäl har Göteborg Energi långt gångna planer på ett nytt naturgasdrivet kraftvärmeverk, Ryaverket. 2005 vill man att anläggningen ska vara i drift.

Anders Hedenstedt höll med om att den traumatiska konflikten som råder mellan olika bränsleslag, exempelvis biobränslen och naturgas, är olycklig. ”Det har varit mycket effektivt att ha ett konkret projekt att visa upp för att lyckas övertyga skeptiker till naturgasen. I detta projekt har det funnits data att presentera. Det har varit en pedagogisk fråga att nå igenom, men det har i många fall lyckats.”

I dagens nordiska elsystem är det kolkraft som produceras på marginalen. Ett uppförande av Ryaverket, med sin naturgasråvara, skulle leda till minskade utsläpp av både svaveldioxid, kväveoxider och koldioxid⁴⁰ i ett nordeuropeiskt perspektiv. I de diskussioner som förts med externa intressegrupper och beslutsfattare har Göteborg Energi förutom att betona att de totala koldioxidutsläppen skulle reduceras även framhävt att man kan se användningen av gas som ett steg på vägen till vätgassamhället. Detta argument har haft effekt, trots att ett möjligt vätgassamhälle förmodligen ligger långt in i framtiden.

Ryaverket motsvarar en investering på 1,5-2 miljarder kronor. För Göteborg Energi, som har en årlig omsättning på omkring 3 miljarder och en vinst på cirka 300 miljoner kronor, är detta ett stort projekt. Naturgasverket har projekterats med en tillförd effekt på 600 MW⁴¹. Ryaverket skulle kunna täcka 25-30 procent av el- och värmebehovet i Göteborg. Idag finns ingen lokal elproduktion av betydelse i staden. Ett naturgasdrivet kraftvärmeverks ökade möjlighet till elproduktion skulle därför också vara viktigt ur beredskapssynpunkt enligt Anders Hedenstedt. ”Frånvaron av lokal elproduktion gör det idag svårt att kunna säkra elleveranserna till känsliga objekt som sjukhus och liknande om problem i elnätet skulle uppstå”.

³⁹ Det så kallade alfavärdet (kvoten mellan producerad el och producerad värme) kan bli högre i ett naturgaseldat än i ett fastbränsleeldat kraftvärmeverk. Orsaken till detta är att fastbränslen normalt kokar vatten till ånga som driver en turbin i den så kallade *ångcykeln*. I den gaseldade *kombicykeln* kombineras ångcykeln med *gasturbincykeln*, där gasens kraftiga expansion vid förbränningen driver turbinen. Det planerade Ryaverket är ett så kallat gaskombikraftverk, med både gas- och ångturbin. Spillvärmes från ångan eller rökgaserna kan användas till fjärrvärmeproduktion.

⁴⁰ Med det förslagna Ryaverket skulle koldioxidutsläppen från energi som används inom Göteborgsområdet kunna minskas med ytterligare 500 000 ton per år.

⁴¹ Verket är projekterat för en eleffekt på 270-300 MW och en värmeeffekt på 230-250 MW. Det planeras producera 1,5 TWh el och 1,1 TWh värme årligen.

Göteborg Energi har sedan tidigare miljö tillstånd för att bygga verket, men har hittills inte kunnat påbörja bygget på grund av de skatteregler som gjort kraftvärmeproduktion olönsam. I och med den nya energiproposition som lades fram under våren 2003, där förändringar av dessa regler föreslogs, har man tagit upp processen igen. Bland annat har en förlängning på miljö tillståndet begärts till år 2006. Man lever fortfarande i osäkerhet om skatterna, men driver trots detta Ryaverksprojektet vidare, och är idag nära ett beslut. Under våren pågår beslutsprocessen hos lokala myndigheter och internt inom bolaget. Vid ett positivt besked om skatter och från myndigheter kan beslut om byggstart tas i juni 2003 och anläggningen kan börja byggas under hösten 2003. ”I värsta fall skjuts planerna framåt ett år, vilket skulle kunna resultera i att det blir svårare, eller kanske omöjligt, att få till stånd anläggningen. Energibranschen är inte begränsad av teknik längre. Det är aldrig teknik. Det är politik och skatter. Och estetik. Att sätta ihop ett gasdrivet värmekraftverk är inte så svårt. Det svåra är att få politisk acceptans”, sade Anders Hedenstedt, och pekade på den stora osäkerhet som råder med dagens svår genomträngliga och osäkra skattesystem. Även lokal opinion kan skapa motstånd vid exempelvis lokaliseringsfrågor⁴². Anders Hedenstedt upplever det som ett stort problem att olika skatteförslag går emot varandra. I Tyskland har man sedan några år ett certifikatsystem som premierar kraftvärmeproduktion. Totalt kommer 45 miljarder kronor fram till år 2010 att omfördelas till producenter som använder sitt värmeunderlag till samtidig produktion av el. Anders Hedenstedt pekade på detta som ett framgångsrikt system för staten att uppnå de övergripande mål man satt upp. Systemet finansieras genom avgifter på elnätet och betraktas därmed inte som en skatt, vilket har gjort att det godkänts av EU.

Naturgasens allt större betydelse för Tyskland

Naturgasens betydelse inom hela det europeiska energisystemet ökar. I Tyskland förbrukas omkring 850 TWh naturgas per år⁴³. En femtedel av gasen används för energiproduktion, en tredjedel i industrier och hälften i landets hushåll. I Tyskland anses naturgasen vara ett miljövänligt bränsle, fullt jämförbar med biobränslen. Anders Hedenstedt känner därför inte alls igen debatten som finns i Sverige kring naturgas från sina år i Tyskland⁴⁴.

⁴² Den föreslagna lokaliseringen för Ryaverket bedöms av tillståndsmyndigheter som mycket lämplig. I närheten finns redan den infrastruktur som behövs i form av fjärrvärmesystem, kraftledning och gasledning. För Ryaverket är det utformningen av olika skatter och nya system inom energipolitiken som är de helt avgörande faktorerna för om verket byggs eller inte. Utredning pågår för hur kvoter för handel med utsläppsrätter ska fördelas. Detta kan antingen göras efter principen att man följer historiska utsläpp (sk *grandfathering* = tilldelning baserad på historiska utsläpp), eller efter principen kvot efter producerad nyttighet (sk *benchmarking* = tilldelning efter producerad nytta). Fördelningen när det gäller nya anläggningar är inte klara.

⁴³ Den inrikes produktionen svarar idag för 19 procent av konsumerad gas. Tyskland har dessutom gastillförsel från Ryssland (37 procent), Norge (21 procent), Holland (17 procent) och mindre andelar från ytterligare några länder.

⁴⁴ En anledning till detta är bland annat att landet har en mycket stor andel kol, varav mycket brunkol, i sitt energisystem. Frågeställningarna är därför lite annorlunda än i Sverige.

Anders Hedenstedt berättade att många tyngre aktörer i Tyskland idag satsar på naturgasen. Andelen naturgas i det tyska energisystemet förutspås öka från dagens dryga 20 procent till knappt 30 procent år 2020. En drivkraft för detta är att kärnkraften under samma period nästintill helt ska fasas ut. ”Elmarknaden expanderar inte längre, vilket däremot gasmarknaden gör”. Anders Hedenstedt berättade att den tyska gasmarknaden dock inte fungerar helt friktionsfritt idag. De tyska naturgaspriserna är kopplade till andra energiformer som olja, oljeprodukter och kol. Distributörer av gas kan mer eller mindre fritt sätta priserna, som varierar brett mellan olika regioner och användargrupper. Jämfört med övriga Europa är tyska gaspriser till bostäder höga, medan priset på gas till industrin ligger i nivå med övriga Europa. Konkurrensen är begränsad av att transporter av gas genomförs efter förhandlade priser och att det endast finns två större importörer, Ruhrgas och Wingas. Den tyska naturgasmarknaden är en oligopolmarknad där Ruhrgas svarar för 62 procent av importerad/producerad gas, Verbundnetz Gas AG för 18 procent, Wingas för 10 procent och övriga aktörer för 10 procent. Tredjepartstillträde finns i dag i princip, men det fungerar inte så bra i praktiken. ”Den nuvarande lagstiftningen för tredjepartstillträde har ännu inte skapat den konkurrenssituation man tidigare hoppats att man skulle få. Man diskuterar kontinuerligt ytterligare möjligheter till reglering av systemet för att förbättra situationen, eftersom den nuvarande strukturen för import, lagring och transport har för höga trösklar för att nya aktörer ska ta steget och träda in på marknaden.”

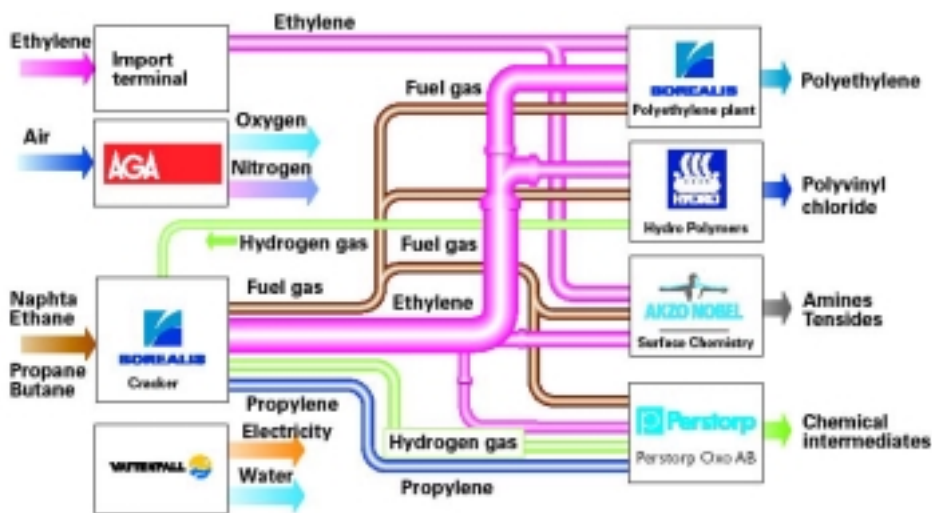
Pågående naturgasprojekt vid Perstorp Oxo i Stenungsund

Stenungsund med sina 22 000 invånare kallas ibland för porten till Bohuslän. Segling är en stor sommaraktivitet och många semesterfirare passerar genom samhället. I Stenungsund finns även Sveriges enda petrokemiska komplex. Detta började byggas på 1960-talet runt Vattenfalls oljekraftverk, som finns nedsprängt under berget⁴⁵. Idag finns sju större anläggningar fördelade på sex företag: AGA, Borealis, Perstorp Oxo, Akzo Nobel, Hydro Polymers och Vattenfall. Aga producerar syrgas och kvävgas. Borealis har två anläggningar, en kracker⁴⁶ och en polyetenfabrik. Hydro Polymers tillverkar Polyvinylklorid och Akzo Nobel tillverkar aminer och tensider. Perstorp Oxo:s huvudprodukter är alkoholer, syror och aldehyder. Alla olika företags anläggningar hänger ihop i ett nätverk där produkter i en process används som råvara i nästa. Totalt arbetar 2 200 personer i dessa företag, som under ett normalår investerar cirka 500 miljoner och omsätter cirka 14 miljarder kronor. 80 - 85 procent av producerade produkter exporteras. Borealis kracker är central inom materialfödesbalansen. In till krackern kommer

⁴⁵ Vattenfalls oljekondenskraftverk har legat i malpåse sedan 1998. Under 2003 har ett av fyra block åter tagits i drift.

⁴⁶ Termen krackning kommer från engelskans Cracking, och betyder nedbrytning – vilket innebär att längre molekyler bryts ner till kortare bitar. Krackeranläggningen producerar eten (C₂H₂) samt propen (C₃H₆) från nafta, etan, propan och butan. Produktionskapaciteten ligger på 600 000 årston eten. Cirka 30% av krackerns råvarutonnage blir biprodukter som leds vidare till övriga fabriker, eller exporteras.

petroleumråvara och huvudprodukten eten används framförallt inom Borealis polyetenfabrik, men även i övriga petrokemiska produktionsanläggningar.



Figur 7: Huvudsakliga produktflöden mellan anläggningar i Stenungsund.

Utöver flöden av huvudråvaror finns en bränslebalans mellan de olika anläggningarna. I fyrtio år har denna varit relativt balanserad. Nu sker ett skifte på råvarufronten, då krackerns råvara till högre andel består av naturgaskondensat från Nordsjön. Andelen nafta i råvaran har minskat. Utbytet av produkten eten blir högre samtidigt som krackern producerar en lägre andel biprodukter. Detta leder till ett råvaruunderskott för övriga anläggningar. En effekt av detta är att övriga bolag har tvingats studera möjligheten att hitta andra källor för sin råvaru- och energiförsörjning. Lars Lind är VD för Perstorp Oxo, en del av Perstorp, som idag är Sveriges enda större helsvenska kemibolag⁴⁷. En av hans hjärtefrågor är att den egna produktionsanläggningen får tillgång till naturgas. Internationella konkurrenter inom Perstorp Oxo:s marknadssegment⁴⁸ använder redan idag till stor del naturgas inom sin produktion. Perstorp Oxo har idag ingen naturgas och Lars Lind upplever att detta har varit en konkurrensnackdel.

⁴⁷ Perstorp bildades för ungefär 1,5 år sedan, då delar av Neste och delar av Perstorp slogs ihop. Inom koncernen finns fem affärsområden, av vilka Oxo är ett. Perstorp profilerar sig som ett specialkemikomplex i världsklass. Totalt omsätter koncernen 6 miljarder kronor (varav Perstorp Oxo omsätter 2 miljarder) och har produktion i åtta länder. Av totalt 2 200 anställda arbetar 250 i Stenungsundsanläggningen. 90 procent av försäljningen sker utanför Sverige. Företagets värdekedja börjar i olja och går via eten och propen till specialprodukter, industrikemikalier och intermediat, som används inom exempelvis färg-, bil- och plastindustrin samt inom jordbruk. Slutprodukter är bland annat färger, kabelisolering, medicinsk utrustning, golv, säkerhetsglas och ensilagekonservering. Företaget har en världsomspännande försäljning och producerar i Stenungsund 300 000 ton produkter per år. Inom vissa produktområden har man en stor del av världsmarknaden.

⁴⁸ Totalt cirka 20 stycken bolag globalt varav 5 stycken i Europa.

Perstorp är nu mitt uppe i en 90 miljoner kronor stor investering för att kunna använda naturgas i Stenungsund. I ett gemensamt projekt med Nova Naturgas kommer en naturgasledning att dras till anläggningen från nätet i Göteborg. Normala årliga investeringar för Perstorp Oxo ligger på omkring 25 miljoner kronor. Därutöver görs en större investering kring 100 miljoner kronor ungefär vart femte år. Den pågående naturgasinvesteringen är således mycket stor för företaget. Nova Naturgas investerar cirka 350 miljoner kronor i detta projekt⁴⁹. Att Nova vågar gå in i projektet bygger på att Perstorp Oxo skriver ett långsiktigt avtal om köp av naturgas. Nova behöver en stor initial förbrukare, och hoppas därefter på en ökad förbrukning längs ledningen. ”Det finns idag inga samhällsbyggare om det inte ger en vinst. För att få till stånd nya gasledningar krävs ett läge där både leverantör och förbrukare direkt tjänar på projektet”, sade Lars Lind, och fortsatte ”detta är ett konkret projekt som pågår och som förhoppningsvis kommer att gagna Naturgassverige”. Idag arbetar Nova Naturgas med kompressorinstallation, marktillträdesprocesser. Ledningsdragningen ska påbörjas inom kort. För Perstorp Oxo:s del pågår anläggningsarbeten inom fabriksområdet samtidigt som miljötillståndsprocessen för den nya driften pågår. Driftstarten planeras till april 2004. Gasanvändning kräver förnyat miljötillstånd, men Perstorp Oxo har inte stött på några problem på lokal myndighetsnivå. Snarare är samtliga parter positivt inställda till processförändringen, då den kommer att medföra flera miljöförbättringar. Projektet kommer att göra Perstorp Oxo till Sveriges största naturgasanvändare, med en gasförbrukning motsvarande 1 TWh om cirka ett år.

Naturgas som kemisk byggsten

Idag tar Perstorp Oxo olefiner⁵⁰ (eten och propen) och vätgas från Borealis kracker, tung eldningsolja från Preem i Göteborg och syrgas från AGA. Via aldehyder produceras sedan alkoholer, karboxylsyror, estrar och dioler. Naturgasen ska användas som kemisk byggsten i produkterna och kommer inte att användas som bränsle. Det är framförallt kolatomerna i naturgasens metanmolekyler (CH_4) man är intresserade av. Ungefär en fjärdedel av varje produkt kommer att vara naturgasbaserad när projektet är färdigt. Gasen kommer att ersätta 60 000 ton olja vid produktion av syntesgas (kolmonoxid och vätgas). Genom att introducera naturgasen som råvara kan man erhålla större mängder vätgas per producerad molekyl kolmonoxid, eftersom naturgasen innehåller en större andel väteatomer än annan fossil råvara⁵¹. Man kommer med denna processförändring att bli självförsörjande av vätgas, vilket resulterar i att vätgas inte längre behöver köpas externt. En drivkraft förutom att ersätta oljan har varit

⁴⁹ De inledande diskussionerna inom detta projekt påbörjades med Nova Naturgas föregångare Vattenfall Naturgas under 1998. 6 mil ny naturgasledning har projekterats. Ledningen från Göteborg kommer i ett första skede att vara lågt trycksatt (15 bar), och sedan höjs trycket inom fabriksområdet i Stenungsund till 45 bar.

⁵⁰ Olefiner = alkener. Kolväteföreningar med dubbelbindning mellan kolatomer. Eten består av 2 kolatomer och 4 väteatomer och propen av 3 kolatomer och 6 väteatomer.

⁵¹ I naturgas, som till stor del består av metan (CH_4), går det fyra väteatomer per kolatom. I alla andra kolvätemolekyler är detta förhållande sämre.

just att få tillgång till egenproducerad vätgas, som är en råvara i flera av processtegen där olefiner förädlas till aldehyder och alkoholer.

Miljöfördelar med projektet är bland annat att svavelutsläppen, kväveutsläppen till havet, tungmetallhalten i slam och CO₂-utsläppen minskar⁵². Dessutom elimineras transportbehovet av råolja med båt utmed den känsliga kusten. ”Det är även ekonomiskt fördelaktigt”, sade Lars Lind som ansåg att gasen känns långsiktigt säkrare än oljan⁵³. En viktig drivkraft till råvarubytet är att gas upplevs ge långsiktig tillgänglighet och, när egenproducerad vätgas finns tillgänglig, en större frihet. ”Gasen ger ett oberoende av stopp hos Borealis, den innebär stora miljöfördelar framför oljan och förenklar anläggningen. Projektet är ett mycket tydligt exempel på ett lyckat samspel där ekonomiskt intresse, försörjnings-säkerhetsfrågor och miljöfrågor går hand i hand”, avslutade Lars Lind.

Naturgas – hot eller möjlighet för raffinaderiindustrin?

Dagen avslutades med ett anförande av Robert Onsander från Preem om hur naturgasen betraktas av raffinaderiindustrin. Preem är Sveriges största oljebolag och äger ett raffinaderi i Göteborg samt majoriteten av Sveriges största raffinaderi, Scanraff, utanför Lysekil⁵⁴. Robert Onsander ansvarar för bolagets raffinering och råvaruförsörjning. Han ansåg att trots att Preem internationellt sett är ett litet bolag har man historiskt visat sig kunna göra en skillnad för drivmedelsutvecklingen i Sverige. Mellan 30 och 40 procent av Scanraff:s produkter går på export, i huvudsak till Europa. ”Scanraff ligger idag i framkanten inom branschen när det gäller produktutveckling. Det är idag en våldsamt skillnad i bränslekaraktär mellan Nordeuropa och Sydeuropa. Nordeuropa ligger mycket långt före sydeuropeerna. Fordonsbränslena i norra Europa blir alltmer av kemiska produkter, som är mycket väl anpassade för att minimera utsläpp.”

Robert Onsander började med att beskriva omvärlden, som den ser ut för ett raffinerande företag. ”Naturgas är i ett europeiskt perspektiv det snabbast växande energibränslet, drivet av kostnads-, skatte- och miljöaspekter, vilket gör den till lite av ett hot för dagens raffinaderiindustri.” Naturgasens marknadsandel är nu i nivå med den för olja och tillsammans svarar de för runt hälften av energibränsletillförseln i Europa. En av Preems största energibränslekunder idag är Perstorp Oxo. Nu kommer man, med introduktion av naturgas till Stenungsund, att förlora dem! ”Där gasen drar fram tappar eldningsoljan marknadsandelar. I Sverige finns även andra faktorer som minskar användningen av eldningsolja. Den installationsvåg av värmepumpsystem som pågår är en sådan”, sade Robert Onsander. Hans slutsats är tydlig: Eldningsoljorna som produceras i raffinaderierna är under

⁵² Koldioxidutsläppen minskar från en redan idag relativt låg nivå, då det främst är frågan om att använda petroleumprodukterna som råvara i processen och inte som energiråvaror.

⁵³ Se även Robert Onsanders kommentarer.

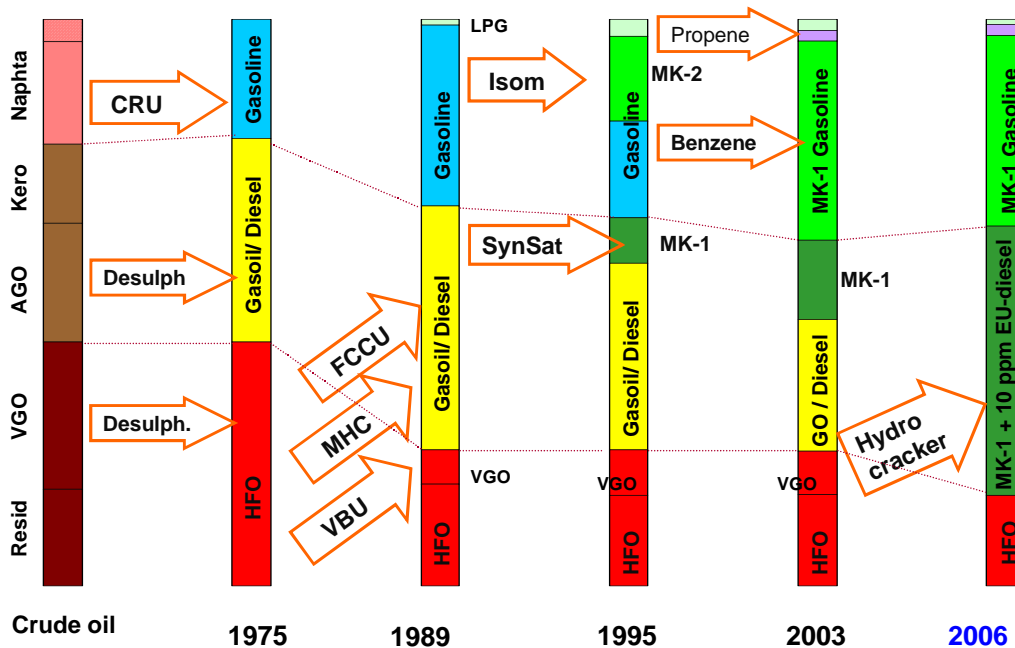
⁵⁴ I Sverige finns fem raffinaderier. Tre av dessa är bränsleraffinaderier. Två ligger i Göteborg och ytterligare ett, Scanraff, utanför Lysekil. I Nynäshamn och Göteborg finns två mindre raffinaderier, specialiserade på produktion av bitumenprodukter, bindemedel i bland annat asfalt, samt specialoljor. Dessa två raffinaderier ägs av Nynäs Petroleum.

press på en krympande marknad⁵⁵. Beskattning av energibränslen slår relativt hårt mot olika eldningsolja, och Preem måste fråga sig om eldningsolja är en bra produkt för raffinaderierna på sikt. Preems, och hela raffinaderiindustrins, slutsats är att man om möjligt ska försöka uppgradera eldningsoljorna till miljöanpassad diesel, för om det idag ser ut att vara relativt svårt att få avsättning för energi-bränslen, ser det betydligt bättre ut på fordonsbränslesidan - och då speciellt för dieselbränslen. Allt högre krav på fordonsbränslen och en krympande marknad för eldningsolja leder fram till nya produktsammansättningar från Scanraff. Andelen tunga oljeprodukter och eldningsolja har minskat avsevärt sedan 1975 genom nyinvesteringar och nya processteg.

Raffinaderiernas förändrade produktsammansättning

Nya EU-direktiv kräver svavelfri bensin och diesel från 2005 med full marknadspenetrering till 2009. Marknadsutveckling och skatteincentiv förväntas snabba på utvecklingen avsevärt, inte minst i norra Europa. I dag är personbilsdieselfordon i Sverige relativt ovanliga. Detta, i kombination med framtida förväntade miljöprestanda från diesel och dieseldrivna fordon gör att efterfrågan på diesel kommer att öka avsevärt under kommande år trodde Robert Onsander. Anpassning till de nya direktiven och marknadssituationen kräver stora och dyra investeringar på raffinaderierna. ”Att klara avkastningskrav och konkurrensposition med en kostsam anpassning är en utmaning för många raffinörer, däribland Preem”, sade Robert Onsander. ”Utvecklingen inom raffinaderierna handlar till stor del om att ta bort svavel och bryta upp kolkedjor.” Nya bättre produkter ur raffinaderiet gör att den lokala energikonsumtionen inom raffinaderiet ökar. Om man dock ser situationen i ett större perspektiv ger det lägre total energiförbrukning och lägre CO₂-utsläpp. Även andra utsläpp från biltrafiken reduceras med renare motorbränslen. ”Denna utveckling sätter fokus på hela diskussionen kring nationsgränser och nationella mål för CO₂-utsläpp”, sade Robert Onsander. Till år 2006 planeras en ny investering inom Scanraff på 3,3 miljarder kronor för att uppnå svavelfri bensin och diesel. Med denna investering ökar man även sin andel fordonsbränsle i produktportföljen väsentligt på bekostnad av lättare eldningsolja. ”Vi har fått de tillstånd som behövs, men står i startblocket och tvekar. Orsaken till detta är den osäkerhet som råder i nuläget kring hur systemet för utsläppsrätter av CO₂ ska utformas”, sade Robert Onsander.

⁵⁵ De höga elpriserna har dock gjort eldningsolja till ett mer attraktivt alternativ igen under det senaste året.



Figur 8: Scanraffs utveckling från start 1975.

Naturgasens roll inom raffinaderiindustrin

Denna nya uppgradering av raffinaderiernas produktportföljer till högre andel fordonsbränsle som är svavelfritt kräver väte, både i processen som tar bort svavel och för att fylla igen bindningar i de uppbrutna kolkedjorna. Naturgas kan vara ett attraktivt råvarualternativ för väteproduktion, eftersom den innehåller en relativt sett hög andel vätgas. Utvecklingen mot lättare oljeprodukter och större andel fordonsbränslen de senaste decennierna har resulterat i högre andelar butan och propan bland raffinaderiets produkter. Dessa molekyler har traditionellt använts internt inom raffinaderiet som bränslen. Utvecklingen går dock mot att dessa bränslen blir alltmer eftertraktade på den petrokemiska marknaden. Scanraff kan idag få en bättre avkastning genom att sälja dessa råvaror till externa kunder istället för att bränna upp dem, berättade Robert Onsander. Problemet är att om de säljs blir raffinaderiet av med delar av sin energitillförsel. ”Bränslena måste ersättas, och även här är naturgasen ett mycket bra alternativ.” Med naturgas på plats kan den ökande andelen propan och butan i raffinaderiernas bränslebalanser ersättas. ”Den möjliga framtida naturgaskonsumtionen skulle kunna uppgå till 250 000 ton per år, vilket motsvarar fyra gånger den konsumtion Perstorp Oxo står inför.”

”Med naturgas som vätekälla och energibränsle tenderar också raffinaderiernas CO₂- och NO_x-prestanda att förbättras. Dessutom finns ytterligare energieffektiviseringsmöjligheter och en ökad produktion av propan/butan genom vissa nyinvesteringar gynnas om naturgas finns tillgängligt”, sade Robert Onsander. Är då naturgasen ett hot eller en möjlighet för den svenska raffinaderiindustrin? Industrin, som är helt nödvändig för att det svenska transportsystemet ska fungera,

har i första hand att anpassa sig till utvecklingen på energi- och fordonbränsleområdet. ”Den generella utvecklingen i samhället medför att eldningsolja- och fordonbränslemarknaderna utsätts för en konstant ökad press. Dock finns fortfarande stora möjligheter på fordonssidan. I denna utveckling spelar naturgasen en mycket positiv roll. Med naturgas finns goda möjligheter till värdeskapning och bättre miljöprestanda i samband med uppgradering och drift mot mer miljöanpassade produkter”, sade Robert Onsander. ”Problemet är att det inte finns någon naturgas i Lysekil eller dess närhet!”, fortsatte han. Den föreslagna uppgraderingen av Scanraff vill man ha färdigt till mitten av 2006. ”Vi är inte beroende av att vi får naturgas utan kan lösa det ändå – projektet är designat för att kunna ta befintliga produkter som råvara. Men naturgasen skulle kunna skapa mer gynnsamma förhållanden för raffinaderiet”, avslutade Robert Onsander.

Mikael Toll, maj 2003

Kolbaserade energiråvaror – Framtida möjligheter

Under NOG-seminariumet på ÅF den 8 maj inledde Lars Strömberg, Corporate Strategies Vattenfall, med ett anförande under rubriken ”Koldioxidinfångning och lagring – tekniska och ekonomiska möjligheter”. Därefter berättade Gunnar Agfors, GA Konsult och Christer Björklund, ÅF, om de internationella forskningsaktiviteter som pågår kring den potentiellt alternativa fossila råvaruresursen metanhydrat. I detta referat sammanfattas vad som sades under eftermiddagen.

Lars Strömberg är ansvarig för Vattenfalls koldioxidprojekt. Koldioxidproblematiken har blivit mycket aktuell inom Vattenfall efter att man under senare år köpt upp tyska bolag med en stor andel kol i sin bränslemix. Sedan tre år har Lars Strömberg arbetat med de tyska bolagen i Berlin, där han på nära håll kunnat följa de aktiviteter som pågår i Europa inom området. ”De flesta har ännu inte insett den påverkan handel med utsläppsrätter kommer att ha på företagen. Det råder idag en stor diskussion inom detta område i Tyskland”, sade Lars Strömberg.

Idag dominerar fossila bränslen fullständigt världens energitillförsel⁵⁶. Utsläpp av koldioxid från förbränning av kol, olja och gas från 1880 till nutid är mycket små i

⁵⁶ Enligt IEA (World Energy Outlook 2002) förutspås det primära globala energibehovet öka med 1,7 procent årligen mellan 2000 och 2030. Fossila bränslen tros svara för mer än 90 procent av efterfrågeökningen. Inom EU-30 kommer idag 80 procent av energitillförseln från fossila bränslen. EU förutspår i grönboken ”Towards a European strategy for the security of energy supply” från 2001 att denna andel kommer att öka till 85 procent till år 2030. (EU-15 inkluderar Belgien, Danmark, Tyskland, Grekland, Spanien, Frankrike, Irland, Italien, Luxemburg, Nederländerna, Österrike, Portugal, Finland, Sverige och Storbritannien. EU-30 inkluderar förutom ovan länder

förhållande till de mängder kol som fortfarande finns lagrade i konventionella och icke konventionella resurser⁵⁷. ”Detta sätter perspektiv på vår hittillsvarande energiförbrukning. Hur kan vi möta kravet på energitillförsel, behovet av att använda fossila bränslen, samtidigt som vi hanterar miljöfrågorna? Kan vi klara av koldioxidproblemet?”, frågade Lars Strömberg. Europas (EU-15) koldioxidutsläpp från fossila källor uppgår årligen till ungefär 3 000 miljoner ton. Av detta svarar energiproduktionen för ungefär en tredjedel⁵⁸ Vattenfall släpper ut cirka 70 miljoner ton koldioxid per år, varav ungefär 60 miljoner ton släpps ut från de tyska anläggningarna. I Europa är det endast företaget RWE som enskilt svarar för större koldioxidutsläpp, alla sektorer inräknade.

Specifika koldioxidutsläpp varierar mellan olika bränsleslag⁵⁹. Koldioxidutsläppen är dock inte enbart beroende av vilket bränsle som används. Vid produktion av elektricitet spelar valet av produktionsanläggning, och dess verkningsgrad, också en stor roll. I ett gammalt dåligt kolkraftverk är koldioxidutsläppen cirka 1 100 kilo per producerad MWh elektricitet. I ett helt nytt kolkraftverk kan motsvarande utsläpp reduceras till under 800 kilo. Vattenfalls nya högeffektiva brunkolseldade kraftverk i Lippendorf släpper ut drygt 700 kilo per MWh. I ett nytt koleldat kraftvärmeverk, där koldioxidutsläppen fördelats mellan producerad el och värme, kan de specifika koldioxidutsläppen reduceras till knappt 400 kilo per MWh elektricitet⁶⁰.

Tyskland är det land som släpper ut mest koldioxid inom EU, följt av Storbritannien. 1990 var de totala tyska utsläppen cirka 1 000 miljoner ton. EU har åtagit sig att minska sina utsläpp av växthusgaser med åtta procent från 1990 års nivå till 2008/2012. Enligt överenskommelser inom EU ska Tysklands utsläpp ha reducerats till cirka 800 miljoner ton år 2010⁶¹. En stor del av denna reduktion har

även Bulgarien, Cypern, Estland, Ungern, Lettland, Litauen, Malta, Polen, Slovakien, Tjeckien, Rumänien, Slovenien och Turkiet).

⁵⁷ Icke konventionella reserver och resurser inkluderar bland annat tjärsand, oljeskiffer, tunga råoljor, metan i kolfyndigheter, metanhydrat mm. För ytterligare information om metanhydrater, se senare i detta referat.

⁵⁸ Den största delen av koldioxidutsläppen inom energiproduktionen kommer från elproduktionen. I Europa produceras idag knappt 2 500 TWh elektricitet per år. Av denna elektricitet härrör ungefär en tredjedel från kärnkraften, omkring 14 procent från vattenkraften och 2-3 procent från biobränslen. Naturgas svarar för cirka 14 procent, olja för 6 procent, kol för 17 procent och brunkol för 10 procent. Kol, som svarar för en knapp tredjedel av elproduktionen står för två tredjedelar dessa koldioxidutsläpp.

⁵⁹ Vid produktion av en MWh värme svarar förbränning av brunkol, svartkol, biobränsle och torv för utsläpp kring knappt 350 kilo koldioxid. Förbränning av olja resulterar i utsläpp på mellan 200 och 250 kilo, och naturgas omkring 200 kilo.

⁶⁰ I ett modernt naturgaseldat kraftvärmeverk är motsvarande utsläpp cirka 250 kilo. Verkliga koldioxidutsläpp från ett biobränsleeldad kraftverk ligger kring 800-900 kilo per producerad MWh el. I en biobränsleeldad kraftvärmeanläggning är de verkliga koldioxidutsläppen för 1 MWh elektricitet omkring 300 kilo. Med stor internationellt politisk enighet har det beslutats att dessa produktionsanläggningar ska betraktas som utsläppsneutrala, då biobränslen är en förnybar resurs.

⁶¹ Basen för arbetet med klimatfrågan är Förenta Nationernas ramkonvention om klimatförändringarna, Klimatkonventionen, som undertecknades i Rio de Janeiro i juni 1992. Målet för ramkonventionen är att stabilisera halterna av växthusgaser i atmosfären på en nivå som

redan åstadkommit, bland annat tack vare att samtliga äldre brunkolsverk i före detta Östtyskland är ersatta med moderna anläggningar⁶².

Det går således att reducera koldioxidutsläppen, men produktionskostnaden för elektriciteten varierar avsevärt mellan olika typer av anläggningar. Lars Strömberg redogjorde för resultaten från några olika räkneexempel. Nettokostnaden för produktion av en MWh elektricitet i moderna kraftverk eller värmekraftverk som använder kol, olja eller gas är omkring 25-35 € vilket är något högre än i ett äldre koleldat kraftverk. Motsvarande kostnad för biobränsleanläggningar är över 60 € (se Figur 9). ”Eftersom elnätet i norra Europa är integrerat kommer även våra svenska elpriser att styras av vad som händer i andra länder”, sade Lars Strömberg och fortsatte med att beskriva sambandet mellan marginalkostnaden för koldioxidreduktion och önskad utsläppsminskning. Ju mer utsläppen ska reduceras, desto högre blir marginalkostnaden per ton reducerad koldioxid.

Handelssystem för minskade koldioxidutsläpp

I juni 1998 konstaterade EU-kommissionen att gemenskapen skulle kunna inrätta ett eget internt handelssystem till år 2005, för att bidra till att uppnå utsläppsreduktionerna kostnadseffektivt. Handelssystemet föreslås gälla för ett antal industribranscher och energisektorn, vilket skulle motsvara ungefär 45 procent av EU:s koldioxidutsläpp. Gemensamt för de tre flexibla mekanismerna i FN:s klimatkonvention är att ett land kan dra nytta av utsläppsreduktioner som genomförs någon annanstans, eller i ett annat land⁶³. Tanken är att de mest kostnadseffektiva utsläppsreduktionerna ska genomföras först. Handel med utsläppsrätter skulle på detta sätt kunna minska kostnaderna för att uppfylla de åtaganden om utsläppsreduktioner, som Kyotoprotokollet ger varje land.

innebär att människans påverkan på klimatsystemet inte är farligt. Vid det tredje partsmötet i Kyoto 1997 beslutades om den välkända bilagan till konventionen, där parterna enats om nationella utsläppsminskningar till 2008–2012. Vidare preciserades i klimatkonventionen möjligheterna till samarbete av typen gemensamma åtgärder varvid tre typer av mekanismer fastställdes: gemensamt genomförande (Joint Implementation - JI), mekanismen för ren utveckling, (Clean Development Mechanism - CDM) och handel med utsläppsrätter (Emission Trading - ET). Kyotoavtalet talar om ett globalt handelssystem från 2008.

⁶² Från 1990 till 1999 har de tyska utsläppen per capita minskat med omkring 15 procent. 1999 var utsläppen av koldioxid drygt 10 ton per person och år. I Sverige är motsvarande utsläpp omkring 6 ton per person och år och har under samma tidsperiod varit i princip konstant. De högre siffrorna i Tyskland beror bland annat en större andel brunkol i energimixen. I Sverige härrör majoriteten av den producerade elektriciteten från vattenkraftverk och kärnkraftverk.

⁶³ Handel med utsläppsrätter öppnar möjligheter för aktörer att köpa rätten att släppa ut växthusgaser. Rent praktiskt innebär handeln med utsläppsrätter att aktörer har tillstånd att släppa ut en viss bestämd mängd av en växthusgas. De allmänna diskussionerna kring handel med utsläppsrätter har främst inriktat sig mot växthusgasen koldioxid. Om en produktionsenhet släpper ut mindre koldioxid än den har rätt till, kan den sälja de icke utnyttjade rätterna till andra aktörer som har behov av att släppa ut mer än vad de har tillstånd till. På detta sätt skall handelssystemet skapa ett incitament för att hitta metoder till utsläppsreduktioner. Den sammanlagda mängden utsläppsrätter inom systemet är fastlagt.

Lars Strömberg sade sig stödja grundtanken inom handel med utsläppsrätter, det vill säga att de mest kostnadseffektiva tekniska åtgärderna implementeras först. Även Vattenfall stödjer grundtanken med ett europeiskt handelssystem. "EU:s system får dock väldigt stora ekonomiska konsekvenser", sade Lars Strömberg, samtidigt som också ett handelssystem ger den kommersiella basen för införande av ny teknik. "Vi skapar ett system där utsläpp får ett pris. Om ny teknik kan uppfylla utsläppsreduktionsambitionerna för en motsvarande kostnad har vi också skapat ett sätt att få in konkurrenskraftig ny teknik." Som svar på en fråga beskrev han också skillnaden mellan ett system för *handel med utsläppsrätter* och ett system för *handel med utsläppsminskningar*. Han förtydligade detta med att beskriva ett exempel på handel med utsläppsminskning: "Företagen A och B har ålagts att genomföra minskningar. Företag A väljer att investera i utsläppsminskningar genom att bygga en ny modern anläggning med halverade utsläpp och bjuder därefter ut sin minskning till företag B som behöver köpa. A har då handlat med utsläppsminskningen. Detta är grundtanken som även gäller för Joint Implementation och Clean Development Mechanism. Denna grundtanke håller!" På detta sätt är det tänkt att investeringar ska styras till de anläggningar där de är mest kostnadseffektiva. Kostnaderna läggs på elproduktionskostnaden för både A och B.

Det är dock inte riktigt så här som det planerade handelssystemet inom EU är konstruerat. I EU:s system tilldelas alla aktörer i den handlande sektorn utsläppsrätter⁶⁴. Utsläppsrättigheten är inte kopplad direkt till en investering i lägre utsläpp utan tilldelas eller auktioneras ut till samtliga marknadsaktörer baserat på någon form av historiska utsläpp. Alla producenter måste äga rättigheter som motsvarar deras totala utsläpp. När det totala antalet utsläppsrätter är begränsat uppstår ett marknadsvärde. "Företag A och B tilldelas utsläppsrätter. Företagen har i detta fall två alternativ. För det första kan de låta bli att tillverka sin produkt, och sälja de utsläppsrätter man har till andra. För det andra kan de hålla tillbaka sin produktion tills priset på produkten har stigit så mycket att de får samma intäkt, som om de sålt sina utsläppsrätter." I och med detta kommer marknadspriset på produkten att stiga med värdet av utsläppsrätternas marknadsvärde. Detta medför att de direkta marginalproduktionskostnaderna för elektricitet stiger från dagens nivå. Kostnaden för en rättighet adderas som en direkt marginalproduktionskostnad och ökar därmed spotpriset på elektricitet. "Eftersom utsläppsrätterna motsvarar nästan 100 procent av verkliga utsläpp, medan minskningskraven under lång tid kanske motsvarar 10 till 15 procent, blir kostnadsmassan sju till tio gånger större i ett system med handel av utsläppsrättigheter." Priset per ton CO₂ blir ungefär detsamma i båda systemen.

Priset på en utsläppsrätt bestäms av den totala önskade utsläppsreduktionen, kostnaden för att genomföra denna fysiska reduktion och på vilka länder som

⁶⁴ Sverige ingår. Se tex SOU 2003:60 "Handla för bättre klimat", som överlämnades till näringsdepartementet den 4 juni 2003.

kommer att ingå i systemet⁶⁵. Priset på utsläppsrätterna i EU:s föreslagna system kan uppskattas. ”Om handelssystemet inom EU bara inkluderar EU:s femton nuvarande länder, och kraven på utsläppsreduktion från dagens nivåer uppgår till 15 procent, så kommer kostnaden att bli i storleksordningen 20 €/per ton koldioxid”. Om handelssystemet utvidgas till att även inkludera nya EU-länder och de reduktioner dessa länder genomfört sedan 1990 delvis ingår, eller om andra mekanismer såsom JI och CDM delvis inkluderas i systemet uppskattas kostnaden till 7-10 €/per ton. ”En kostnad på 20 €/per ton koldioxid kommer att medföra upp till 75 procent högre elpriser till år 2010”. Om kostnaden för utsläpp istället hamnar kring 7-10 € uppskattas elpriset stiga med 15-30 procent.

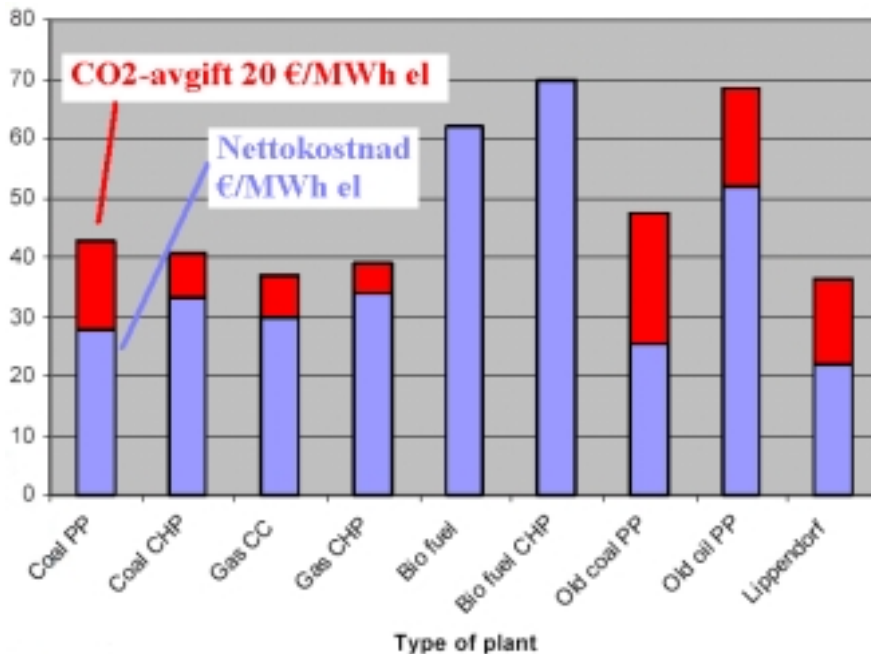
Resultatet av det föreslagna europeiska handelssystemet blir att man kommer att uppleva ett högre konsumentpris på all elektricitet, genom stigande marginalpriser på elproduktionen, enligt flera nyligen publicerade rapporter⁶⁶. ”För precis samma mål och reduktionseffekt har de totala elpriserna dragits upp mer, än i ett system där handeln sker med utsläppsminskningar”, sade Lars Strömberg.

Alternativa metoder att uppnå minskade utsläpp

Med en extra kostnad för koldioxidutsläpp från fossila bränslen på 20 €/per ton ökar produktionskostnaden för moderna fossileldade kraft- och värmeverk till omkring 35-45 €/per MWh. Det är en ökning på 10-15 €/per MWh, beroende av anläggningstyp och bränsleslag. Idag är ett koleldat kraftverk billigare än ett naturgasdrivet kraftverk, men med denna kostnad skulle förhållandet förändras. Detta motiverar bland annat Vattenfall att studera fossileldade kraftverk med små koldioxidutsläpp. ”Även vid en avgift på 20 €/per ton CO₂ framstår produktionskostnaden för samtliga moderna fossileldade kraft- och värmekraftverk som betydligt lägre än vad produktionskostnaden är i biobränsleeldade produktionsanläggningar”, sade Lars Strömberg.

⁶⁵ I EU:s system för handel med utsläppsrätter är det möjligt att ansökarländer, exempelvis Polen, kommer att inkluderas. Dessa länder har i många fall drastiskt reducerade utsläpp idag jämfört med 1990, på grund av stora omstruktureringar inom industrisektorerna. Det är ännu inte bestämt om de rätter som dessa redan genomförda utsläppsminskningar skulle kunna friställa, så kallade ”hot air”, kommer att ingå i systemet. ”Om Polens och Tjeckiens med flera ansökarländers utsläppsrätter kan utnyttjas inom EU sänks marginalkostnaden”, sade Lars Strömberg.

⁶⁶ T.ex. underlagsrapporterna till den svenska ”Flexmex II” utredningen.



Figur 9: Påverkan på total produktionskostnad (€/MWh) vid en CO₂-avgift på 20 € per ton CO₂. Källa: Lars Strömberg, Vattenfall.

Vilka utsläppsreduktioner är då mest kostnadseffektiva? Kan man tänka sig andra typer av projekt än att ersätta äldre anläggningar, konvertera bränsleslag eller minskade produktionsvolymmer?

Vattenfall har studerat möjligheterna för att fånga in och deponera den koldioxid som släpps ut från energianläggningar. ”Koldioxidemissioner från fossila bränslen kan troligen elimineras genom separation och underjordisk deponering till lägre kostnader än för de flesta förnybara bränslen. Om detta är möjligt kan kolanvändningen betraktas som en långsiktig lösning och skapa utrymme för att utveckla de riktiga förnybara lösningarna som ännu inte finns. Eftersom tillgångarna är så stora och väl spridda skulle detta också tillgodose vår strävan efter leveranssäkerhet”, sade Lars Strömberg. Då det är lättast att börja med stora punktvisa utsläpsskällor är det troligen rimligast att försöka fånga och lagra koldioxid från kolförbränning. ”Det är i dessa anläggningar som de specifika utsläppen är störst. Det blir helt enkelt billigast per ton koldioxid som släpps ut!”

Separering, transport och deponering av koldioxid

Lars Strömberg berättade att tekniker för separering och deponering av koldioxid idag är väletablerade och att det i många fall redan finns kommersiella metoder tillgängliga, även om de idag inte används för dessa ändamål. ”Kommersiella tekniker för infångning av koldioxid från kraftverk finns idag. Koldioxid transporteras redan idag i stor skala inom kommersiella system med både rörledningar och fartyg. Storskalig deponering av koldioxid, som separerats från utvunnen naturgas, pågår sedan 1996 i Nordsjön. Praktisk erfarenhet finns sedan 25 år när det gäller storskalig pumpning och lagring av koldioxid men då för

syftet att utvinna mer olja och gas ur befintliga källor⁶⁷”, sade Lars Strömberg. Det finns starka drivkrafter för att utveckla kommersiellt gångbara lösningar. ”Den totala kostnaden uppskattas till under 30 € per ton koldioxid. Vi börjar nosa på den kostnadsnivå som handelssystemet skapar. Möjligen kan därför koldioxidlagring till 2015 komma in som en möjlighet på kommersiella villkor”, fortsatte Lars Strömberg. Han betonade dock att detta inte kommer att bli kommersiellt tillgänglig teknik inom de närmaste femton åren, utan vad som kan vara aktuellt under denna period är främst olika demonstrationsanläggningar. Slutsatser som Lars Strömberg dragit är att infångning och lagring av koldioxid kan utgöra ett kommersiellt gångbart alternativ vid den kostnad som etableras av systemet för handel med utsläppsrätter.

Flera olika alternativ för hur lagring av koldioxid kan genomföras i geologiska formationer har studerats. Bland annat har man funderat på att använda övergivna olje- och gasfält, aktiva fält, bergsformationer som inte innehåller några kolväten som liknar olje- och gasfält till strukturen samt kolbäddar. Lagring av koldioxid i havsdjupen är idag avskrivet som rimligt alternativ, bland annat av hänsyn till den marina miljön. För oss i Skandinavien finns två rimliga lagringsalternativ. Dels att skicka ut koldioxiden och lagra den under botten i Nordsjön, och dels lagra den under mark inom landets gränser. I båda fallen sker lagringen i porösa bergsformationer som liknar dem, där det finns olja och gas, men som bara innehåller geologiskt vatten, s.k. akvifärer⁶⁸. Detta har provats av Statoil i stor skala under ett antal år med exakt kontroll av vad som händer med den flytande koldioxiden. Det Statoil gör i Sleipnerfältet i Nordsjön är att separera koldioxiden från den råvara som utvinns och pumpa ner koldioxiden direkt till en annan icke oljeförande nivå i samma oljefält. Statoil tror att lagringsmöjligheterna under Nordsjön räcker till all den koldioxid som släpps ut i EU under de närmaste 800 åren. Geologerna tror även att de akvifärer som finns inom Tysklands gränser skulle kunna räcka för de närmaste tvåhundra årens utsläpp ut från den inhemska kraftindustrin. ”Idag går mycket av arbetet ut på att utröna vilka formationer som är användbara och hur dessa skulle kunna utnyttjas. Man försöker också ta reda på hur lagrad koldioxid beter sig långsiktigt.” Trots vissa oklarheter är kostnaderna för deponeringen relativt väl kända. Kostnaden är beroende av lagringsdjupet och även vilken typ av formation som ska användas. Akvifärer på land bedöms ha en kostnadsnivå på cirka 2-5 € per ton koldioxid. Akvifärer till havs är något dyrare. Sådana lagringsmöjligheter finns över hela världen. Globalt anser man att den samlade lagringskapaciteten överstiger den samlade mängden tillgängliga fossila bränslen.

Transporter behövs för att förflytta koldioxiden från utsläppskällan till den slutliga lagringsplatsen. Även inom detta område finns idag en ganska god bild av vilka

⁶⁷ Enhanced oil recovery

⁶⁸ Ett akvifärlager är en hålighet som grundvattnet har åstadkommit. Denna hålighet uppkommer i porösa bergarter, vilka i Sverige finns bland annat på Gotland och i Skåne. Samma berggrundsområde där akvifärer har bildats återfinns under Nordsjön och Skandinavien samt under norra Tyskland och Polen. Koldioxid som lagras på 1 000 till 3 000 meters djup är inte en gas utan förekommer i vätskefas.

kostnaderna skulle bli. Transportkostnaderna med fartyg och pipelines är relativt lika, mellan 1-2 €/per ton. Transporter med järnväg är cirka fem gånger dyrare och lastbilstransporter cirka 25 gånger dyrare. Vid ett fullt utvecklat transportsystem för koldioxid i Europa, med pipelines och transport med fartyg sista biten ut på Nordsjön, uppskattas kostnaderna till omkring 2 €/per ton koldioxid.

Transportkostnaden från en demonstrationsanläggning i Tyskland, som Lars Strömberg hoppas att man kan uppföra inom 5-6 år, till deponeringsplatsen ute i Nordsjön skulle uppgå till omkring 5-6 €/per ton.

Både för naturgas- och koleldade anläggningar finns flera olika möjliga tekniker för infångning av genererad koldioxid. ”Av dessa är flera redan idag kommersiellt tillgängliga”, sade Lars Strömberg. Ett alternativ är att koldioxiden avskiljs från rökgaserna med ett absorptionsmedel som återanvänds efter regenerering. Detta kallas ”post combustion capture”.

I naturgasanläggningar kan naturgasen före förbränningen reformeras till koldioxid och vätgas. Koldioxiden avskiljs och vätgasen förbränns. Idag finns dock inga turbiner för förbränning av vätgasrik gas, men det är ett område där utveckling pågår. Processen att ta om hand koldioxiden före förbränning av kol är något mer komplicerad än vid naturgasförbränning, och verkningsgraden blir något lägre. Från kol kan man genom förgasning och via en skiftesreaktion producera vätgas och koldioxid. Därefter kan en liknande process som vid naturgasdriften ovan användas. ”Det alternativ som för närvarande förefaller effektivast och med lägsta kostnad för kolanläggningar är att kolet bränns i en CO₂/O₂-atmosfär”, sade Lars Strömberg. Detta sker genom att en luftseparationsanläggning separerar luftens syre från kvävet. Koldioxid återcirkuleras till brännaren så att istället för luft används en koldioxid - syre blandning. Detta leder till att rökgaserna består av enbart koldioxid, vattenånga och eventuella föroreningar. Efter rening av stoft och föroreningar på konventionellt sätt kondenseras vattenångan ut och kvar blir i stort sett ren koldioxid. Denna komprimeras till vätska och kan transporteras till lagring.

Vattenfalls Lippendorfstudie

2000 färdigställdes Vattenfalls Lippendorfanläggning, som är ett modernt brunkolseldat kraftverk med en installerad eleffekt på 2 gånger 933 MW brutto. Detta kraftverk släpper ut cirka 10 miljoner ton koldioxid ut per år. Vattenfall har studerat hur ett tänkt tredje block skulle se ut, där allt är likadant som i de två första blocken, men där det tredje konstruerades som en ”nollemissionsanläggning” med koldioxidavskiljning genom förbränningen i en CO₂/O₂-atmosfär. För att åstadkomma detta skulle anläggningen kompletteras med två större processteg. För det första en luftseparationsanläggning, som vid full drift skulle förbruka cirka 137 MW. För det andra en rökgasreningsanläggning, där rökgasen hanteras och renas, vattenångan kondenseras ut och den resterande koldioxiden förvätskas. Rökgasreningen skulle kräva totalt 71 MW, framförallt på grund av stora kompressorer för koldioxidförvätskningen. Med dessa båda kompletteringar i processen skulle kraftverkets koldioxidutsläpp kunna reduceras

med ungefär 99,5 procent. Även utsläppen av svavel, NO_x och partiklar skulle reduceras till nära noll.

En sådan ”nollemissionsanläggning” kommer att medföra en ganska liten ökad investering, cirka 10 procent. Den stora kostnadsökningen härrör från en reducerad elproduktion, och därmed en lägre totalverkningsgrad. Utan koldioxidseparering är verkningsgraden för kraftverket knappt 43 procent. Med de kompletterande processtegen skulle kraftverket leverera knappt 700 MW istället för cirka 900 MW och verkningsgraden skulle reduceras till 34 procent⁶⁹. ”En slutsats från denna studie är att det är möjligt att bygga en nollemissionsanläggning”, sade Lars Strömberg. Kapitalkostnaden för kraftverket är knappt 1 200 € per installerad kW utan koldioxidseparering. Med separering blir projekterad kapitalkostnad ungefär 1 670 € per installerad kW⁷⁰. Investeringskostnaderna för luftseparationsanläggningen utgör ungefär nio procent och extrakostnaden för rökgashanterings- och förvätskningsanläggningen svarar för cirka två procent av de totala investeringskostnaderna. ”Investeringskostnaderna blir således inte så värst mycket högre totalt, men eftersom elproduktionen blir lägre blir effekten ändå märkbar. Elproduktionskostnaden uppskattas till omkring 30 procent högre än för det konventionella kolkraftverket, motsvarande under 15 €/ton CO₂ undvikt utsläpp”, sade Lars Strömberg.

Vattenfall har utvärderat även andra alternativ för koldioxidinfångning från kolkraftverk. Slutsatsen som drogs var att O₂/CO₂ förbränningsalternativet är mest fördelaktigt tack vare bästa produktionskostnader, lägsta investeringskostnaderna och det enklaste genomförandet. ”Vad dessa analyser säger mig är att det kan bli möjligt att klara av att producera elektricitet från kol utan koldioxidutsläpp om produktionskostnaderna stiger från dagens 27-28 € per producerad MWh till cirka 35 €. Kostnaderna för infångning av koldioxid från gaskombikraftverk ligger i samma storleksordning.”

Lars Strömberg tror att det är fullt möjligt att klara infångning och lagring redan idag under 30 € per ton koldioxid. Ett internt mål inom Vattenfall är satt till 20 € per ton. Vid denna kostnad tror Lars Strömberg att dessa tekniker blir kommersiellt gångbara, och jämförbara med kostnaderna som uppstår genom systemet för handel av utsläppsrätter. ”Om koldioxidinfångning och lagring visar sig vara ett gångbart alternativ och kostnaderna kan sänkas till 20 € per ton så kan tekniken introduceras kommersiellt inom det kommande handelssystemet med utsläppsrätter inom 10 – 15 år. Inom fem år kan vi visa om detta är möjligt. Då skapar man även ett tak för priset på utsläppen i handelssystemet. Infångning av koldioxid och lagring kan vara ett billigare alternativ för elproduktion än de flesta alternativ där förnybara bränslen används”, sade Lars Strömberg. Totala kostnader för att

⁶⁹ Av de totalt 2026 MW som tillförs i bränslet idag försvinner 1093 i kyltornet, 68 MW i drift av kringutrustning och 865 MW blir elektricitet. Av de totalt 2026 MW som skulle tillföras nollemissionsanläggningen via bränslet försvinner 1084 MW via kyltornet. 45 MW förbrukas i diverse kringutrustning som pumpar, fläktar mm. Luftseparationsanläggningen kräver 137 MW och koldioxidkompressionen 71 MW. Återstår 689 MW elektricitet.

⁷⁰ Räknat på 900 MW i första fallet och 700 MW i andra fallet.

undvika utsläpp av koldioxid skulle, enligt Vattenfalls studier, kunna uppgå till ungefär 2-5 € per ton för lagring (inklusive borrning och pumpning), 2-6 € för transporter (inklusive infrastrukturkostnader) samt 8-12 € för infångning och förvätskning av koldioxiden. ”Totalt skulle detta således kosta mellan 12 och 23 € per ton koldioxid.”

Lars Strömberg jämförde de forskningsinsatser som bedrivs inom Europa med de mycket högre ställda ambitioner som satts av USA inom området koldioxidfri förbränning av fossila bränslen. ”I Europa satsas mycket lite pengar på forskning kring fossila bränslen. I EU:s sjätte ramprogram kom i sista stund en liten rubrik med om infångning av koldioxid, och EU satsar under kommande år under 50 miljoner € inom detta område. I USA satsar Bush en miljard dollar på ett forskningsprogram⁷¹ inom detta område. Oavsett om det visar sig att jag har rätt eller inte, så kommer det att hända mycket inom detta område inom den närmaste tiden”, avslutade Lars Strömberg.

Metanhydrater i fokus

Gunnar Agfors, som har en lång erfarenhet inom nordisk petroleum- och petrokemisk industri⁷², och Christer Björklund, chefskonsult vid ÅF, avslutade eftermiddagsseminariet med att beskriva de internationella forskningsaktiviteter som pågår idag inom metanhydratområdet. ”Metanhydrater är en global energi- och klimatfaktor som kan komma att ändra vår världsbild”, sade Gunnar Agfors.

”Hydrater är gaser som är inneslutna i vattenkristaller formade som en isbur”, berättade Gunnar Agfors. Redan på 1800-talet visades det i laboratorieskala att vatten och många av de lägre kolvätena kan ”samkristallisera” till en isliknande massa vid en kombination av låg temperatur och/eller högt tryck. Vid temperaturer under minus 10°C är metanhydrat stabilt vid atmosfärstryck. I naturgasindustrin är metanhydratbildning ett välkänt och ovälkommet fenomen. Fuktmättad naturgas kan bilda pluggar av metanhydrat om den råa gasen från en produktionsbrunn kyls ner under högt tryck exempelvis i en rörledning. Mycket arbete har därför de senaste årtiondena lagts ned inom olje- och gasindustrin för att hitta sätt att undvika hydratbildning och lösa upp eventuella pluggar. En kubikmeter metanhydrat väger 913 kg. Av detta är 14 viktprocent metan och resten vatten. När en kubikmeter metanhydrat löses upp frigörs cirka 170 m³ metangas⁷³.

⁷¹ ”Future Gen”

⁷² Gunnar Agfors har tidigare varit verkställande direktör i bl a Svenska Petroleum Exploration. Han har även varit styrelseledamot i bl a Vattenfall och Svenska Petroleum samt är ledamot av Kungl Ingenjörsvetenskapsakademien.

⁷³ Detta motsvarar 7,26 kmol och kan jämföras med 1 m³ LNG (vid -161,5 °C) som innehåller 26,33 kmol och frigör 622 m³ metan samt 1 m³ CNG (vid 7 MPa och 27 °C) som innehåller 3,14 kmol och frigör 74,4 m³ metan.

Världens oljetillgångar är mycket ojämnt fördelade. De globala naturgas-tillgångarna är något jämnare fördelade, men även för denna råvara finns betydande regionala obalanser. ”Konventionell naturgas är en kommersiell, särskilt här i Norden långsiktigt tillgänglig energiråvara. Som kemist med ett långt engagemang i det nordiska energisystemet och i den tekniska miljö som skapat Nordssjöutvecklingen vill jag peka på metanmolekylens möjligheter som brygga till ett uthålligare energisystem”, fortsatte Gunnar Agfors. Det finns betydande globala resurser av metan, i många olika former. Konventionell naturgas bara är en av dessa olika metantillgångar. Metanhydrat är sannolikt den största fossila resursen i världen enligt US Department of Energy. USGS⁷⁴ har gjort bedömningen att mängden kol som finns lagrat i metanhydrater är dubbelt så stor som summan av allt kol som finns lagrad i de globala kol-, olje- och konventionella naturgasresurserna.

I naturen finns två typiska fyndmiljöer, nämligen arktiska områden och djupa hav. Metanhydraterna bildas både av att gas tränger upp underifrån, och vid nedbrytning av plankton som faller ned uppifrån.

I arktiska områden kan man räkna med en temperaturprofil som möjliggör flera hundra meter tjocka metanhydratlager. Övre gränsen för stabilitet ligger på några hundra meters djup. Eftersom trycket stiger med djupet tål hydraterna högre temperaturer ju djupare de befinner sig. Samtidigt finns en begränsning genom den ”geotermiska profilen”. Ju längre ner i jorden man kommer, desto högre är temperaturen, och den undre gränsen för metanhydraternas utbredning ligger på mellan 1 000 och 2 000 meters djup.

”I vattenområden är minsta djup för att hålla hydrater stabila vid botten ungefär 1 200 meter. Metanhydraten förekommer framförallt i och under bottensedimenten, då vattnet över ytan normalt håller temperaturer över gränsen för stabilitet.” Även i bottensedimenten ger den geotermiska värmen en begränsning som medför att stabilitetsintervallet är mindre i omfattning i djupled än inom arktiska områden. På större havsdjup kan betydande arealer på och under botten vara täckta av metanhydrat.

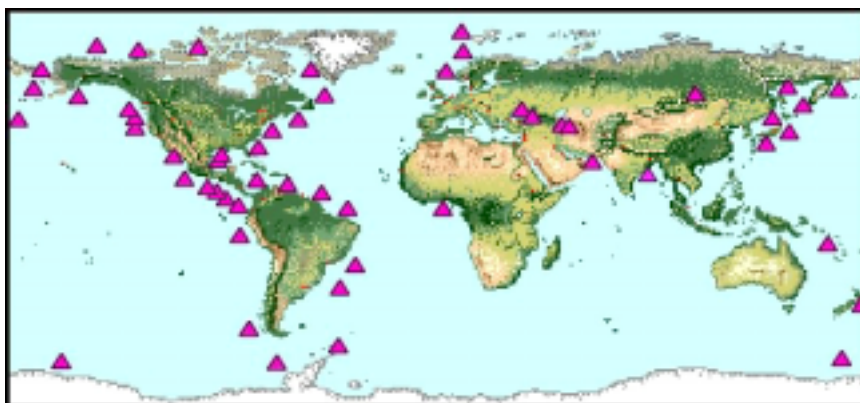
”Är metanhydraterna bara kuriosa som kan vara intressant för kemister och fysiker att teoretisera om? Kan metanhydrat utnyttjas som energiresurs - eller är den en allvarligt förbisedd klimatfaktor? Ska vi oroa oss för möjliga negativa miljöeffekter eller står vi inför en spektakulär möjlighet?”, frågade Christer Björklund retoriskt. Om de uppskattningar som gjorts av bland annat bedömare i USA och Ryssland stämmer, kan det vara en resurs väl värd att studera närmare. Under de senaste årtiondena har intresset för metanhydrat som potentiell råvara tagit fart, och man har försökt lokalisera och kvantifiera befintliga resurser. Några aktörer har även påbörjat arbetet med att finna metoder för att kunna exploatera denna möjliga resurs.

⁷⁴ US Geological Survey

Pågående forskning inom metanhydratområdet

”Forskningsprogram har pågått under de senaste 20 åren, men först nu börjar alltmer pengar att pumpas in inom detta område. Tydliga vattendelare var de senatsutfrågningar som genomfördes om upptrappade anslag i USA från mitten av 1990-talet och när USA:s olje- och gasindustri började visa intresse för frågorna 1993-1994. Nästa tydliga upp-prioritering av metanhydratfrågan inträffade för tre år sedan, då USA:s gaspriser steg väldigt mycket”, sade Gunnar Agfors.

Tidiga bedömningar som hävdade att metanhydrat var rikligt förekommande har på senare år bekräftats från olika håll i världen. I två större vetenskapliga program har mer än 2 500 ”akademiska” borrhningar genomförts mellan 1968-1998 i världshaven! ”De har påvisat metanhydrater i praktiskt taget alla djuphav”, sade Gunnar Agfors. De resursbedömningar som har gjorts är dock fortfarande mycket osäkra.



Figur 10: Kända förekomster av metanhydrat. Källa: US Naval Research Laboratory

Christer Björklund berättade att de länder som hittills visat ett större intresse för metanhydrater grovt kan delas in i nordligt liggande länder som Kanada, Ryssland och Norge, och länder som är beroende av stora mängder importerad energi som USA, Indien och Japan. Dessutom deltar även ytterligare några länder i de pågående internationella forskningsprogrammen. Förutom statliga institut och universitet deltar även bland annat större oljebolag i flera projekt.

”USA har vaknat till liv och hoppas på en enorm resurspool”, sade Gunnar Agfors. USGS uppger att det med 95 procents sannolikhet finns metanhydratvolymen inom USA:s gränser som motsvarar 150 års förbrukning av naturgas vid dagens förbrukningsvolym. I Alaska visar ungefär hälften av studerade loggar från tidigare genomförda ’konventionella borrhningar’ tecken på att metanhydratlager passerats. I Mexikanska gulfen har man upptäckt en helt ny organismvärld som lever av metanhydrat i den mörka och syrefria miljön. I USA:s Methane Hydrates Research and Development Program beskrivs hur en ny

forsknings- och utvecklingsplan inom metanhydratområdet ska läggas upp⁷⁵. Man antyder förhoppningar om att kunna använda metanhydraterna på lång sikt för att kunna förbättra det nationella energisäkerhetsläget. Under åren 2001-2005 satsar USA knappt 50 miljoner dollar i statliga medel, som ska kompletteras med betydande summor från industrin. Även i Kanada finns potentiellt betydelsefulla metanhydratresurser. 1998/1999 genomfördes en borrhning som visade på en betydande potential i nordvästra Kanada. I februari 2003 slutfördes en andra metanhydratborrning i MacKenzie-deltat. ”Enligt de knapphändiga uppgifter som kommit ut om denna borrhning var resultaten ’mycket lyckade’, men eftersom Sverige inte deltar i forskningsprogrammen har vi inte tillgång till ytterligare uppgifter”, sade Gunnar Agfors. Utanför Japans östra kust finns en stor potential för metanhydrat i djuphavet. Japan har förprojekterat ett fartyg och tittat på möjliga tekniska lösningar för att kunna utvinna metanhydrat från botten. ”Detta är ett fantasifullt men kanske möjligt framtidskoncept, som går ut på att utvinna metan från havsbotten och omvandla den till högre kolväten. Hur långt detta kommit idag, och om konceptet håller i verkligheten återstår nog att bevisa”, sade Gunnar Agfors. Ett av problemen som måste lösas är att få upp metanhydraten till ytan utan att man riskerar att ändra tryck och temperatur så mycket att hela fyndighetens stabilitet rubbas. Även på många andra platser, främst utmed kontinental kuster på lite större djup, finns kända lokalt stora förekomster av metanhydrat.

Möjligt miljöhot?

”Intresset för metanhydrater är dubbelt. Det kan röra sig om världens särklassigt största energiråvara, men också om en allvarlig klimatrisk. Varmare klimat frigör allt mer metan ur ytliga metanhydratlager, och metan har en klimateffekt som är ungefär tjugo gånger värre än koldioxidens”, sade Gunnar Agfors. Bland annat av miljöskäl har Tyskland har engagerat sig i metanhydratfrågan.

”Tendensen från 1800 till 2000 är en snabb ökning av metanhalten i atmosfären. Det finns ett tydligt samband mellan denna halt och människans aktiviteter. Både mänskliga aktiviteter och global uppvärmning kan öka utsläppen”, sade Gunnar Agfors. Den snabba ökningstakten har under 1990-talet avmattats, vilket han tror beror på att vi blivit bättre på att ta hand om naturgas från oljeproduktionen. Enligt IPCC svarar metan för en ökande del av klimateffekterna från luftburna utsläpp. Metan är idag den näst mest utsläppta växthusgasen, och svarar enligt IPCC för 18-20 procent av växthusgasernas klimateffekt. De största mänskligt orsakade utsläppskällorna av metan är djurhållning och risodling, som svarar för omkring 20 procent vardera. Eldning av biomassa samt olje- och gasproduktion svarar vardera för ungefär 14 procent av utsläppen.

⁷⁵ Introducerat från och med 1999. Forskningsprogrammet ska bland annat studera metanhydraters stabilitet på havsbotten, tillgängliga resurser, produktionsmöjligheter, säkerhetsaspekter och miljökonsekvenser. Enligt planen ska produktionstekniska lösningar skapas till 2010, och till 2015 ska praktiska frågor lösas som medger säker gasproduktion från hydratzoner.

Jordens medeltemperatur under de senaste 650 miljoner åren har varit cirka 17°C. ”Vi är nu troligen inne i slutet av en kallare period, där den globala medeltemperaturen redan långt före och under mänsklighetens hela existens varit nere på cirka 12°C. Hur påverkar en sådan temperaturökning befintliga lager av metanhydrater?”, sade Gunnar Agfors och påminde om att det finns en mängd faktorer som påverkar klimatet. Enligt en sammanställning av Geosciences⁷⁶ som han refererade till kan olika klimatpåverkande faktorer delas upp i fyra huvudnivåer, där effekterna på temperaturdifferens och deras varaktighet varierar avsevärt. Störst effekt uppges faktorer som solintensitet, solsystemets geometri och växthusgaserna i atmosfären ha. Därefter kommer faktorer som global fördelning av kontinenter och oceaner och långsiktiga tidvattenmönster. I denna uppräknings kommer mänsklig påverkan i form av utsläpp av växthusgaserna koldioxid och metan på den fjärde nivån tillsammans med faktorer som vulkaner, erosion och solstormar. ”Vi måste ha respekt för att alla dessa faktorer samverkar”, sade Gunnar Agfors.

Än återstår flera stora frågetecken när det gäller frågan om metanhydrat kan bli en framtida viktig energikälla. ”Förutom osäkerheten om hur stor resursbasen verkligen är, finns fortfarande flera svårlösta tekniska problem. Det krävs värme för att sönderdela metanhydrat, och man måste vara klar över stabilitetsvillkoren då en snabb upplösning tydligen vid speciella förhållanden kan ske med ett snabbt, närmas explosivt, förlopp. Lerlaviner på havsbotten kan inträffa när lager av metanhydrat blivit instabila och samma sak kan inträffa i arktiska områden. Man måste ta säkerhets- och stabilitetsproblemen på största allvar”, sade Gunnar Agfors. Även om metanhydraten är en fossil energikälla är det sannolikt lättare att separera och deponera kol om man har god tillgång till energi. Av denna anledning ansåg både Christer Björklund och Gunnar Agfors att det kunde vara av intresse för Sveriges att följa den internationella utvecklingen.

”Stora fynd av metanhydrat leder till ökade globala satsningar på metan som energiråvara, och ett ökande behov av att förstå dess inverkan på klimatet. Mycket arbete återstår och det är även för Sverige värt att följa detta, eller att själva delta. Det vi talar om är ett spännande område, där kopplingen till dagens verklighet kan verka långsökt. Vad vi velat lyfta fram är att jordklotet kan ha lagrat stora mängder metan i en hittills underskattad form, och att detta kan ge metan som energibärare en helt ny prioritet. Vad vi vet med säkerhet och tidigare talat om är långt mer konkret: Nya kommersiella förutsättningar och god tillgång från Ryssland och Norge ger utrymme för mer naturgas i det svenska energisystemet”, avslutade Gunnar Agfors.

Mikael Toll, juni 2003

⁷⁶ Geological Perspectives of Global Climate Change: Introduction and Overview (AAPG Studies in Geology No. 47)

Utvärdering av nätverkets verksamhet

För att kontinuerligt förbättra nätverkets verksamhet har Energimyndigheten och ÅF ett intresse av att veta vad medlemmarna tycker om dagens verksamhet och hur de önskar att verksamheten bedrivs framöver.

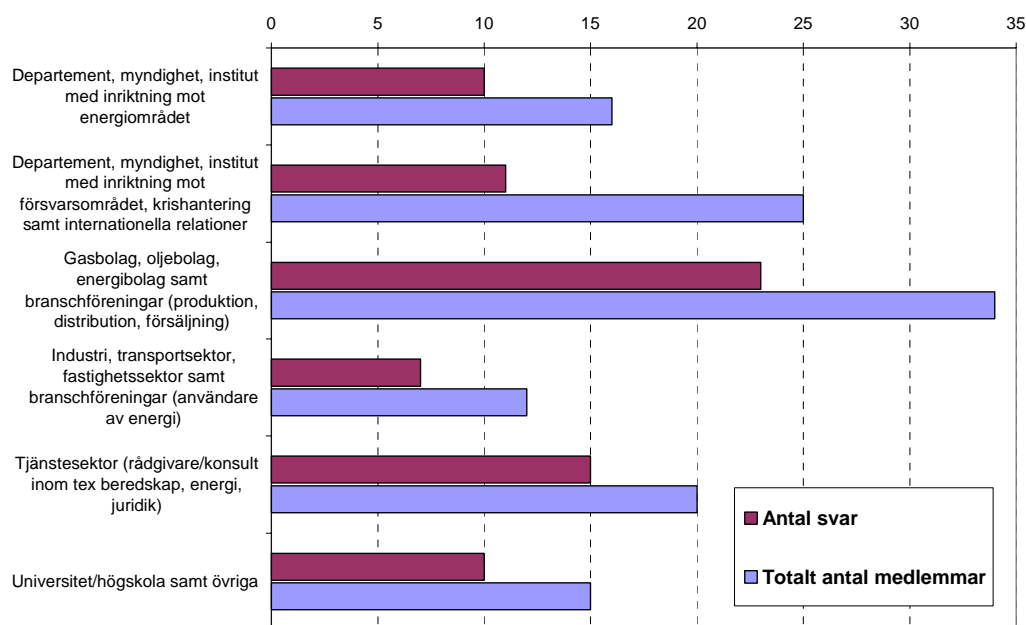
Energimyndigheten beslutade därför att via en enkät ge samtliga medlemmar möjlighet att framföra sina synpunkter på verksamheten. Alla som var medlemmar vid årsskiftet 2002/2003 fick via enkäten möjlighet att besvara ett tjugotal frågor om bland annat nätverkets arbetsformer, inriktning, hantering av information till nätverkets medlemmar samt framtida verksamhet.

En webbenkät skickades ut och besvarades av nätverkets medlemmar under mars-april 2003. Utskick och sammanställning av svaren genomfördes av Stockholms Utrednings och Statistikkontor (USK). Analys av resultaten inför utveckling av den framtida verksamheten har genomförts av nätverkets kansli (ÅF).

Resultat

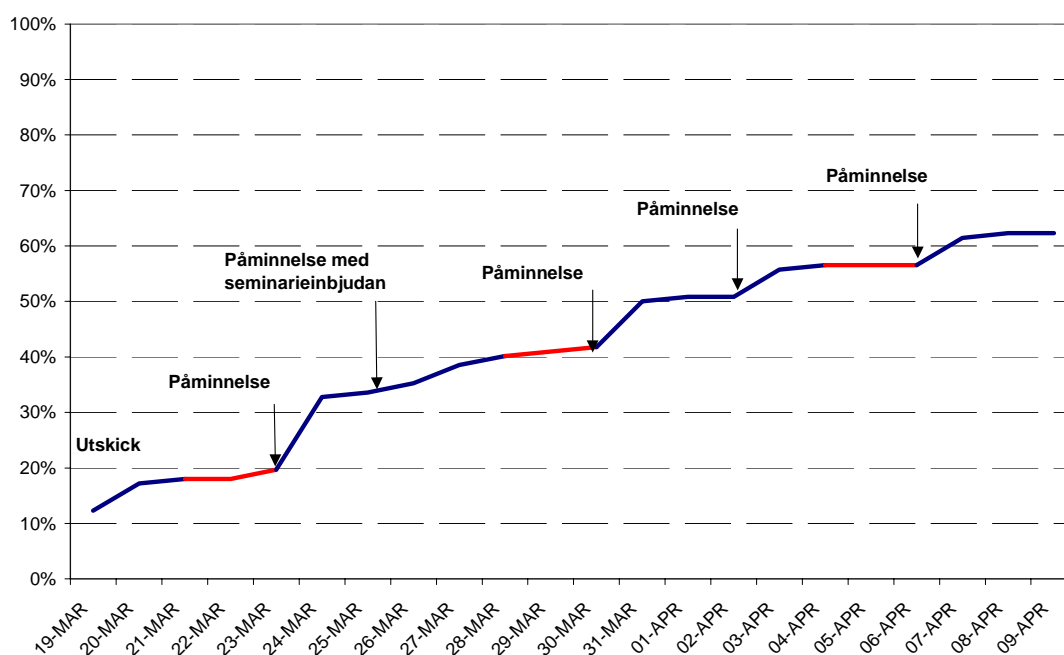
Vid årsskiftet 2002/2003 hade som framgått Nätverk om Olja och Gas 122 medlemmar. Ungefär en tredjedel av medlemmarna arbetade inom den offentliga förvaltningen på departement och myndigheter inom energi-, försvars-, beredskaps- och krishanteringsområdet. En knapp tredjedel arbetade inom energi-, olje- och gasbolag med produktion, distribution eller försäljning av energi i olika former. En tiondel utgjordes av medlemmar från industrin eller andra användare av energi. Resterande medlemmar arbetade inom tjänstesektorn, vid universitet, på branschföreningar eller som politiker.

I Figur 11 nedan redovisas antal enkätsvar samt totala antalet medlemmar, fördelat på de verksamhetstyper de representerar.



Figur 11 Antal medlemmar som besvarat webbenkäten, samt det totala antalet medlemmar i Nätverk om Olja och Gas vid årsskiftet 2002/2003, fördelat på de verksamheter de representerar.

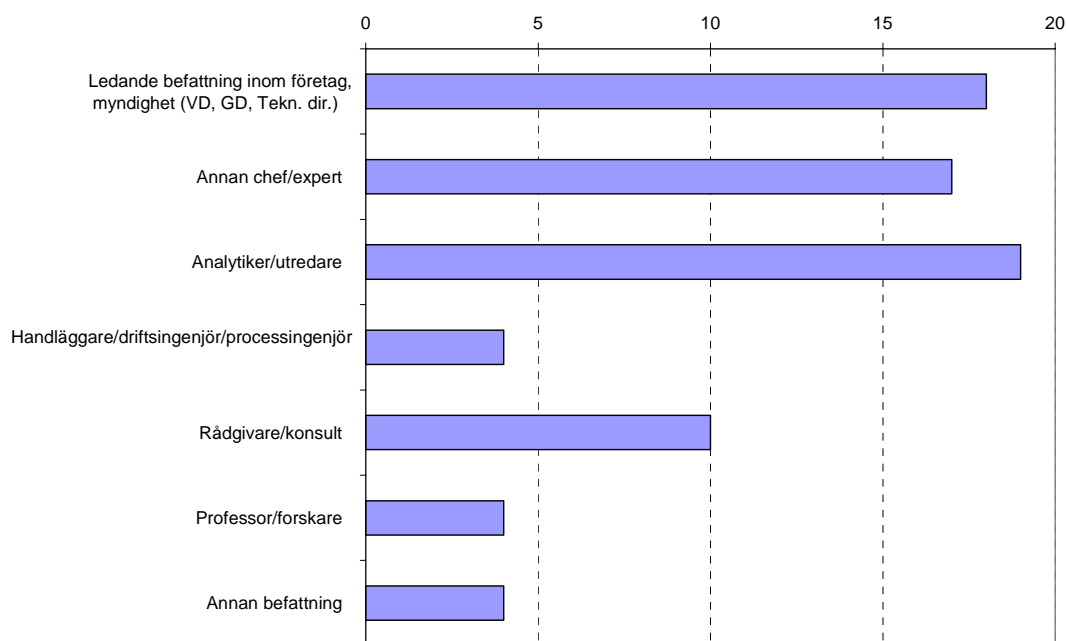
Utskick av webbenkäten genomfördes den 19 mars 2003. Därefter sändes fem påminnelser ut. Efter varje påminnelseutskick steg antalet svarande något, med en naturligt avtagande tendens mot slutet, se Figur 12. Under mitten av april avslutades datainsamlingen och resultatet sammanställdes. Totalt besvarades webbenkäten av 76 medlemmar, vilket motsvarar en svarsfrekvens på drygt 62 procent. För denna typ av undersökning är detta ett gott resultat.



Figur 12 Utskick av webbenkät och uppföljning av svarsfrekvens. Enkäten besvarades av 76 medlemmar vilket gav en svarsfrekvens på drygt 62%.

Det är rimligt att anta att de svarande i högre grad än de som inte besvarat enkäten är aktiva inom nätverket, och tar större del i dess aktiviteter. De 67 svarande utgör med stor säkerhet en majoritet av de mest aktiva medlemmarna inom nätverket. Resultaten bör tolkas med viss försiktighet, och svaren har därför främst analyseras kvalitativt snarare än kvantitativt. Eftersom utvärderingen genomförs för att försöka öka nyttan med nätverket för dess medlemmar, har fokus i analysfasen lagts på att identifiera svar med konstruktiva synpunkter och förslag/önskemål om kommande aktiviteter. I fem av frågorna gavs möjligheten att genom *öppna svar* framföra synpunkter i skriftlig form.

En stor andel av nätverkets medlemmar arbetar i beslutsfattande position. Av de totalt 76 svarande uppgav 18 stycken att de hade en ledande befattning inom sin myndighet eller sitt företag, se Figur 13.



Figur 13 Fördelning av svar på frågan *Vilken befattning har du?* (Antal)

Analysen har genomförts för att utreda om det går att finna några större skillnader i de svarandes synpunkter om nätverkets verksamhet beroende av exempelvis var de svarande arbetar, vilken befattning de har eller hur aktiv personen varit i nätverket. Några betydande skillnader hos de svarande har inte kunnat noteras. Nästan alla svarande är generellt *mycket nöjda* eller *ganska nöjda* med nätverkets aktiviteter.

I följande kapitel redovisas vad de svarande anser om nätverkets nuvarande aktiviteter och hur de önskar se att nätverket fungerar framöver.

Seminarier

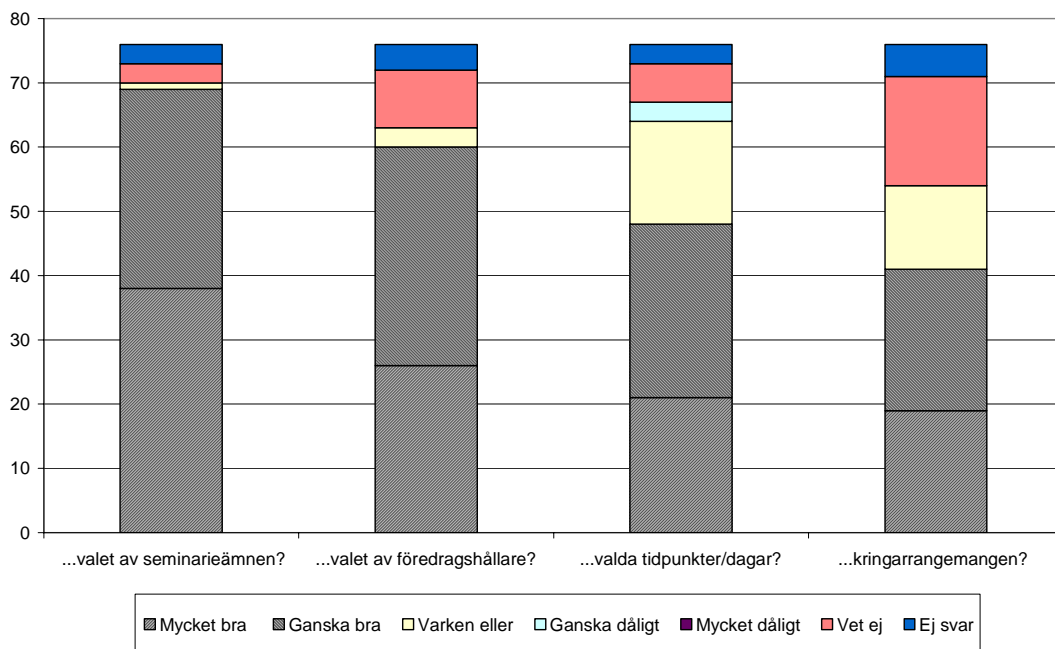
Utvärderingen omfattar sex seminarier genomförda under mars – december 2002 och de informationsaktiviteter som genomfördes kring dessa. De under året senare genomförda seminarierna hade fler deltagare än de tidigaste, tack vare att antalet nätverksmedlemmar ökade stadigt från cirka 20 vid årets början till 122 medlemmar vid årets slut. Totalt deltog 10 medlemmar vid seminariet om försörjningstrygghet den 5 mars 2002 och omkring 60 personer vid seminariet om Irakkrisen den 11 december 2002. 22 medlemmar uppger i fråga två att de *inte deltagit* vid något av de sex seminarier som genomfördes under mars - december 2002. I en senare fråga svarar endast 6 medlemmar att de *inte deltagit* i något seminarium. Detta tyder på att de svar som givits även i viss utsträckning gäller övriga aktiviteter som genomförts inom Nätverk om Olja och Gas (främst december 2002 – mars 2003). Av de svarande uppger 9 medlemmar att de deltagit vid två av de sex uppräknade seminarierna. 11 medlemmar uppger att de deltagit vid tre och 15 medlemmar att de deltagit vid fyra eller fler av de sex seminarierna.

Fler svarande uppger att de deltagit vid något av de två första seminarierna, än vad som faktiskt var närvarande vid dessa. Detta kan bero på att minnesbilden av vilka seminarier man faktiskt deltagit vid blir oklar efter en tid. Intressant är dock att notera att det här är frågan om en övervärdering av deltagande. Detta skulle kunna tolkas som att intresset för nätverket, åtminstone hos dessa medlemmar, är mycket gott. Majoriteten av dem som svarar att de deltog vid något av dessa två seminarier uppger att de deltagit vid fyra eller fler seminarier. Trots dessa oklarheter i underlagsmaterialet blir slutsatsen att de flesta svarande aktivt deltagit i nätverkets aktiviteter, och att de sannolikt varit betydligt mer aktiva än de 38 procent som inte besvarat enkäten.

Det absolut främsta skälet till att man inte deltagit vid genomförda seminarier uppges av de 76 svarande vara att de vid aktuella seminarietillfällen varit *förhindrade att delta*. En betydligt mindre andel av de svarande anger att *mindre intressanta ämnen* var huvudorsak till att de inte deltog. Något mer betydelsefullt än detta skäl uppges vara att personen *inte kände till Nätverk om Olja och Gas vid aktuellt tillfälle*.

38 medlemmar av de svarande tycker att valet av seminarieämnen på det hela taget varit *mycket bra*, 31 stycken svarar *ganska bra* och 1 person tycker att de varit *varken bra eller dåliga*. 6 av samtliga svarande medlemmar *vet inte* alternativt *svarar inte* på frågan. Inte någon av de svarande uppger att valet av seminarieämnen på det hela taget var *ganska dåligt* eller *mycket dåligt*. Även val av föredragshållare, valda tidpunkter och kringarrangemang får generellt goda betyg. Inom dessa områden varierar antalet *mycket nöjda* mellan 26 och 19 personer. 13 medlemmar svarar *varken bra eller dåligt* och 22 personer *vet inte* alternativt *svarar inte* på frågan om kringarrangemangen. Ingen av de svarande anger att kringarrangemangen varit *mycket dåliga* eller *ganska dåliga*. 3 av de svarande medlemmarna anser att valda tidpunkter/dagar varit *ganska dåliga*.

40 av totalt 76 svarande uppger att den information som förmedlas genom nätverkets seminarier är *mycket intressant* för dem i deras arbete. Ytterligare 25 personer uppger att informationen är *ganska intressant*.



Figur 14 Svar på frågan *Tänk på de seminarier som genomfördes under 2002: Vad tycker du på det hela taget om...* (Antal)

Ett tiotal förbättringsförslag lämnades angående nätverkets seminarier. Bland annat framfördes önskemål om att försöka förmå de politiska partiernas energitalesmän och andra ansvariga politiker att delta oftare vid seminarierna. Samtliga öppna svar redovisas i bilaga 2.

Referat

Majoriteten av de svarande har *läst de flesta alternativt delar eller vissa av referaten*. 13 personer uppger att de *inte läst något referat*, 4 personer att de *inte sett något referat* och 1 person *svarar inte*.

Referaten läses i något högre grad av dem som gått på många seminarier. Av de 58 som läst referaten *helt eller delvis* anser 22 personer att referaten på det hela taget är *mycket bra*, 33 svarar att de är *ganska bra* och 3 personer anser att de *varken är bra eller dåliga*. Inte någon av de svarande anser att referaten är *ganska dåliga* eller *mycket dåliga*. 20 svarande av de totalt 58 anser att informationen som förmedlas genom nätverkets referat är *mycket intressant* i deras arbete. 34 personer anser att informationen är *ganska intressant* och 4 personer tycker att informationen *varken är intressant eller ointressant*.

3 personer lämnade förbättringsförslag på referaten. Både mer koncentrerade referat och mer utförliga referat efterfrågades⁷⁷.

⁷⁷ Målet med referaten har hittills varit att så kortfattat som möjligt sammanställa majoriteten av den information som förmedlats under seminariet, för att kunna förmedla denna vidare till samtliga

Informationsförmedling och kontakter

På frågan Hur bra anser du att Nätverket fungerar för att möjliggöra kontakter mellan medlemmarna? svarar 11 medlemmar mycket bra, 19 svarar ganska bra och 24 av de svarande anser att nätverket fungerar varken bra eller dåligt. 1 medlem svarar att det fungerar ganska dåligt, 19 medlemmar hade ingen uppfattning och 2 svarade inte. En större andel av dem som deltagit vid många av de genomförda seminarierna är positivt inställda till denna fråga, jämfört med den grupp som endast deltagit vid ett fåtal seminarier. Av de 26 medlemmar som uppger att de deltagit vid tre eller fler av de sex seminarier som genomfördes mars – december 2002 anser 10 att nätverket fungerar mycket bra för att möjliggöra kontakter, 6 svarar ganska bra, 9 svarar varken bra eller dåligt och 1 person svarar ganska dåligt.

5 medlemmar gav skriftliga synpunkter på hur informationen som förmedlas via e-post kan förbättras. Både önskemål om nyhetsbrev och information i koncentrerad form efterfrågades. Vid flera tillfällen, bland annat i dessa svar, har önskemål om spridning av e-postlistor med deltagare/nätverksmedlemmar efterfrågats⁷⁸.

Inriktning och framtida frågeställningar

De svarande är generellt *mycket intresserade* eller *ganska intresserade* av de flesta frågeställningar som hittills tagits upp inom ramen för Nätverk om Olja och Gas. Av sex givna svarsalternativ till frågan *Hur intresserad är du av följande frågeställningar?* kan följande inbördes rangordning utläsas ur svaren:

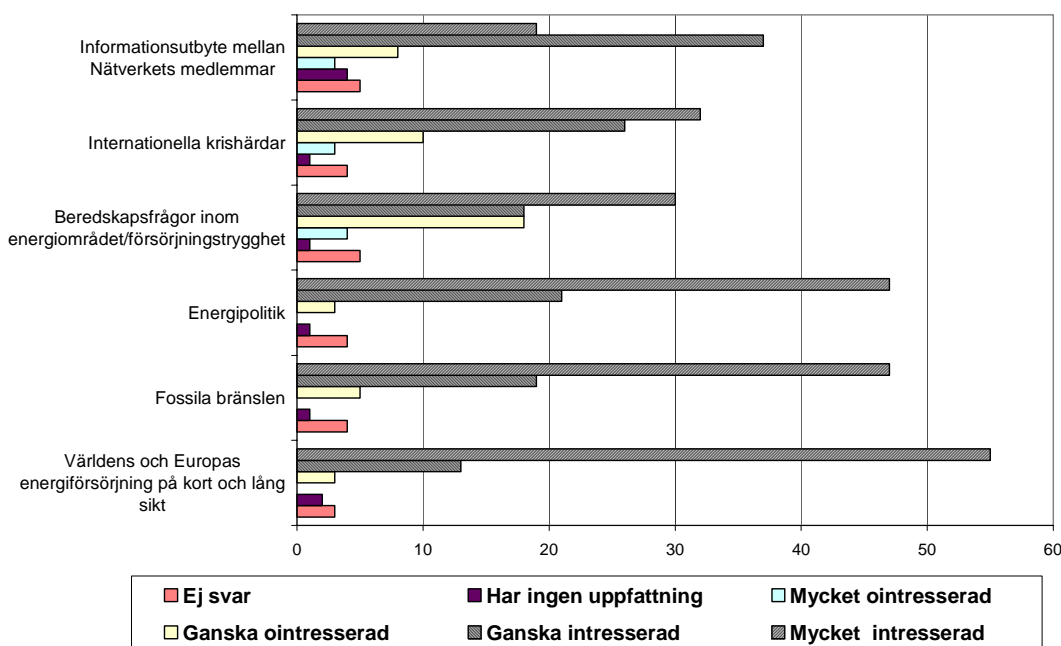
- Världens och Europas energiförsörjning på kort och lång sikt
- Energipolitik
- Fossila bränslen
- Internationella krishärdar
- Beredskapsfrågor inom energiområdet/försörjningstrygghet
- Informationsutbyte mellan medlemmar

Endast ett fåtal svarande var ganska ointresserade eller mycket ointresserade av något av ämnesområdena.

Grafen nedan redovisar hur intressant de svarande ansåg att de sex uppräknade områdena var.

nätverksmedlemmar. Ibland inkluderas även viss bakgrundsinformation för att underlätta för den i sakfrågan inte så insatta läsaren.

⁷⁸ Nätverkets kansli har hittills inte spridit e-postlistor över nätverkets medlemmar, för att förhindra okontrollerade massutskick. Inga planer finns heller på att göra detta framöver. Om specifika e-postadresser söks kan dessa erhållas från nätverkets kansli.



Figur 15 Svar på frågan *Inom ramen för Nätverket: Hur intresserad är Du av följande frågeställningar/ämnen?* (Antal)

De medlemmar som arbetar med produktion, distribution och försäljning av energi är i högre grad än övriga svarande intresserade av området *energipolitik*. Detta verkar även vara det mest intressanta enskilda området för dessa personer. Svarande som arbetar inom departement, myndigheter eller institut med inriktning mot försvarsområdet, internationella relationer och med krishantering är i något högre grad *mycket intresserade* av områdena *internationella krishärdar* och *världens och Europas energiförsörjning* än av övriga ämnesområden.

16 medlemmar gav förslag på andra områden som de tycker nätverket bör behandla framöver. Bland annat nämns:

- Energifrågornas betydelse för välbefinnandets utvecklingen
- Fordonsbränslefrågor
- Naturgasförsörjning
- Kolpolitik
- Teknikutveckling, infrastruktur
- Internationella och nationella förberedelser för en eventuell försörjningskris
- Trender beträffande ersättning av fossil energi med förnybar energi
- Frågor om miljöbelastning
- Hur man resonerar i andra länder över framtidens energi
- Centralasiatiska olje- och gasfrågor

En komplett lista över samtliga *öppna svar* redovisas i bilaga 2.

Finansiering

Nätverk om Olja och Gas finansieras för närvarande helt av Energimyndigheten. Hur nätverket ska finansieras i framtiden är inte helt fastställt. För att utröna betalningsviljan hos nätverkets medlemmar för de aktiviteter som genomförs idag ställdes frågan *Tror du att ditt företag/din organisation är intresserad av att delta i nätverket även om ni får betala medlemsavgift?* En majoritet av de svarande har *ingen uppfattning* eller *svarar inte* (37 respektive 2 personer). 19 medlemmar svarar *ja* och 18 medlemmar svarar *nej*. Betalningsviljan är större bland de medlemmar som deltagit vid tre eller fler seminarier, men inte större bland medlemmar i ledande befattning jämfört med andra kategorier. 8 av 23 svarande inom produktion, distribution och försäljning av energi samt 5 av 15 inom tjänstesektorn tror att deras företag skulle kunna vara intresserat av att betala en medlemsavgift. Andelen jakande svar är endast något högre bland personer verksamma inom departement, myndighet eller institut inom energiområdet, totalt 4 av 10. De 19 personer som svarar *ja* fick även ange vad de tycker är en skälig medlemsavgift per år. Angivna summor varierade mellan 200 och 5 000 kronor.

En slutsats av dessa svar är att det sannolikt är svårt att finansiera nätverkets verksamhet enbart med hjälp av medlemsavgifter.

Framtida aktiviteter

Totalt 55 av de svarande uppger att de är *intresserade av att få regelbundna nyhetsbrev* från nätverket med e-post. 13 personer uppger att de *inte är intresserade* av detta och 8 har *ingen uppfattning* alternativt *svarar inte* på frågan.

Vissa ämnen är för smala för att vända sig till alla medlemmar. Det kan exempelvis röra sig om att några nätverksmedlemmar vill dela med sig av sin kunskap inom ett specifikt område eller att en för vissa medlemmar aktuell fråga behöver diskuteras. Ett förslag är att sådana ämnen skulle kunna tas upp under mindre så kallade rundabordsmöten, med 10-15 deltagare.

37 medlemmar uppger sig vara *intresserade av ämnesinriktade rundabordskonferenser* för ett begränsat antal deltagare om sådana skulle genomföras. 17 medlemmar uppger att de *inte är intresserade* av detta och 22 medlemmar har *ingen uppfattning* alternativt *svarar inte* på frågan. Högst andel nekande svar gavs av medlemmar inom produktion, distribution, försäljning samt användning av energi. Störst intresse för denna typ av aktiviteter visar medlemmar verksamma inom departement, myndigheter, institut eller tjänstesektorn.

Slutkommentar

9 medlemmar använde sig av möjligheten att i en avslutande fråga framföra synpunkter som inte tidigare framkommit i enkäten. Generellt framkommer bilden av att de flesta svarande är nöjda med hur nätverket bedrivs i sin nuvarande form. Inga större förändringar av verksamheten förslås därför i dagsläget. I den fortsatta verksamheten kommer de synpunkter och önskemål som framkommit i denna

utvärdering kring ämnesområden, seminarier, referat och informationsförmedling att beaktas för att inom de ekonomiska ramar som givits för nätverkets verksamhet så gott som möjligt skapa aktiviteter till nytta för dess medlemmar. Försök med rundabordskonferenser kommer att genomföras under hösten 2003 och frågan om nyhetsbrev kommer att studeras vidare.

Den framtida formen för hur nätverket ska finansieras bör studeras ytterligare.

Bilagor

Frekvenstabeller

n= 76 Svarsfrekvens 76/122 = 62,3%

	Antal Svarande
1. Vilken befattning har Du?	
Ledande befattning inom företag, myndighet (VD, GD, Tekn. dir.)	18
Annan chef/expert	17
Analytiker/utredare	19
Handläggare/driftsingenjör/processingenjör	4
Rådgivare/konsult	10
Professor/forskare	4
Annan befattning	4
Ej svar	0
Totalt	76

Under 2002 genomfördes sex seminarier inom Nätverk om Olja och Gas.

2. Vilka av dessa seminarier deltog Du i?

(flera svarsalternativ kan markeras)

Försörjningstrygghet (5 mars)	16
Venezuela - oljeländ i kris (23 april)	18
Energipolitik (15 maj)	25
Rysslands olja och gas (1 oktober)	32
Norgeperspektivet (19 november)	31
Irakkrisen (11 december)	23
Deltog inte i något seminarium under 2002	22
Ej svar	0
Totalt	76

3. Om Du tänker på de seminarier Du inte deltog i under 2002, vad var huvudorsaken till att Du inte deltog?

(flera svarsalternativ kan markeras)

Noterade inte inbjudan	2
Förhindrad att delta	62
Mindre intressant ämne	12
Var inte medlem i Nätverket/kände inte till seminariet vid aktuellt tillfälle	16
Annat skäl	4
Deltog i alla seminarier	4
Ej svar	1
Totalt	76

Tänk på de seminarier som genomförts under 2002

4. Vad tycker Du på det hela taget om...

...valet av seminarieämnen?

Mycket bra	38
Ganska bra	31
Varken eller	1
Ganska dåligt	0
Mycket dåligt	0
Vet ej	3
Ej svar	3
Totalt	76

...valet av föredragshållare?

Mycket bra	26
Ganska bra	34
Varken eller	3
Ganska dåligt	0
Mycket dåligt	0
Vet ej	9
Ej svar	4
Totalt	76

...valda tidpunkter/dagar?

Mycket bra	21
Ganska bra	27
Varken eller	16
Ganska dåligt	3
Mycket dåligt	0
Vet ej	6
Ej svar	3
Totalt	76

...kringarrangemangen?

Mycket bra	19
Ganska bra	22
Varken eller	13
Ganska dåligt	0
Mycket dåligt	0
Vet ej	17
Ej svar	5
Totalt	76

5. Hur intressant är den information som förmedlas genom Nätverkets seminarier för Dig i Ditt arbete?

Mycket intressant	40
Ganska intressant	25
Varken eller	3
Ganska ointressant	0
Mycket ointressant	0
Har inte deltagit i något seminarium	6
Ej svar	2
Totalt	76

6. Har Du några synpunkter eller förslag på förbättringar när det gäller nätverkets seminarier?

Ja	12
Nej	63
Ej svar	1
Totalt	76

7. Textsvar synpunkter till fråga 6 12

Referat har skrivits från samtliga seminarier 2002. Referaten skickas per e-post till medlemmarna i Nätverket.

8. Har Du läst referaten?

Har läst de flesta referaten	30
Har läst delar eller vissa av referaten	28
Har inte läst något referat	13
Har inte sett dem	4
Ej svar	1
Totalt	76

9. Vad tycker Du på det hela taget om referaten från seminarierna under 2002?

Besvaras om läst referat i fråga 8 n=58

Mycket bra	22
Ganska bra	33
Varken eller	3
Ganska dåliga	0
Mycket dåliga	0
Ej svar	0
Totalt	58

10. Hur intressant är den information som förmedlas genom Nätverkets referat för Dig i Ditt arbete?

Besvaras om läst referat i fråga 8 n=58

Mycket intressant	20
Ganska intressant	34
Varken eller	4
Ganska ointressant	0
Mycket ointressant	0
Ej svar	0
Totalt	58

11. Har Du några synpunkter eller förslag på förbättringar när det gäller nätverkets referat?

Ja	3
Nej	72
Ej svar	1
Totalt	76

12. Textsvar synpunkter till fråga 11 3

13. Inom ramen för Nätverket: Hur intresserad är Du av följande frågeställningar/ämnen?

Världens och Europas energiförsörjning på kort och lång sikt

Mycket intresserad	55
Ganska intresserad	13
Ganska ointresserad	3
Mycket ointresserad	0
Har ingen uppfattning	2
Ej svar	3
Totalt	76

Fossila bränslen

Mycket intresserad	47
Ganska intresserad	19
Ganska ointresserad	5
Mycket ointresserad	0
Har ingen uppfattning	1
Ej svar	4
Totalt	76

Energipolitik

Mycket intresserad	47
Ganska intresserad	21
Ganska ointresserad	3
Mycket ointresserad	0
Har ingen uppfattning	1
Ej svar	4
Totalt	76

Beredskapsfrågor inom energiområdet/försörjningstrygghet

Mycket intresserad	30
Ganska intresserad	18
Ganska ointresserad	18
Mycket ointresserad	4
Har ingen uppfattning	1
Ej svar	5
Totalt	76

Internationella krishärdar

Mycket intresserad	32
Ganska intresserad	26
Ganska ointresserad	10
Mycket ointresserad	3
Har ingen uppfattning	1
Ej svar	4
Totalt	76

Informationsutbyte mellan Nätverkets medlemmar

Mycket intresserad	19
Ganska intresserad	37
Ganska ointresserad	8
Mycket ointresserad	3
Har ingen uppfattning	4
Ej svar	5
Totalt	76

14. Har Du något förslag på annat/andra ämnen som Nätverket ska behandla framöver?

Ja	16
Nej	58
Ej svar	2
Totalt	76

15. Textsvar förslag till fråga 14 16

16. Hur bra anser Du att Nätverket fungerar för att möjliggöra kontakter mellan medlemmarna?

Mycket bra	11
Ganska bra	19
Varken bra eller dåligt	24
Ganska dåligt	1
Mycket dåligt	0
Har ingen uppfattning	19
Ej svar	2
Totalt	76

17. Har Du några synpunkter eller förslag till förbättringar på den information som förmedlas via e-post inom Nätverket?

Ja	5
Nej	67
Ej svar	4
Totalt	76

18. Textsvar synpunkter till fråga 17 5

För närvarande finansieras aktiviteterna i Nätverket om Olja och Gas av Energimyndigheten

19. Tror Du att Ditt företag/Din organisation är intresserad av att delta i Nätverket även om ni får betala medlemsavgift?

Ja	19
Nej	18
Har ingen uppfattning	37
Ej svar	2
Totalt	76

20. Vad tycker Du är en skälig medlemsavgift per år?

Besvaras om Ja i fr 19 n=19

Kronor	
200	1
500	5
1000	6
2000	2
5000	4
Ej svar	1
Medelvärde = 1817 kronor Median = 1000 kronor	
Totalt	19

21. Är Du intresserad av att få nyhetsbrev per e-post från Nätverket regelbundet med information i aktuella frågor?

Ja	55
Nej	13
Har ingen uppfattning	6
Ej svar	2
Totalt	76

22. Är Du intresserad av ämnesinriktade rundabordskonferenser för ett begränsat antal deltagare, som komplement till Nätverkets seminarier.

Ja	37
Nej	17
Har ingen uppfattning	19
Ej svar	3
Totalt	76

23. Har Du synpunkter som inte framkommit tidigare i enkäten eller andra önskemål som Du vill framföra?

Textsvar	9
Ej svar	67
Totalt	76

Svar på öppna frågor

7. Synpunkter och förslag på förbättringar när det gäller nätverkets seminarier.

1. ca 2 ggr per höst och vår räcker
2. De politiska partiernas energitalesmän borde få tillfälle att få presentera resp partis ståndpunkter och ges tillfälle att få förklara/försvara sig!
3. det finns ingen anledning att lämna så mycket utrymmer för bisarra teorier om oildepletion. Dessa geologer har hävdat samma teser i över 100 år, dvs det kommer ju hela tiden nya generationer. Just nu går en vurm genom Sverige men internationellt är frågan fullständig död
4. Se till att kopplingen till den svenska energisituationen klargörs när det gäller ämnen med internationellt perspektiv.
5. Fördjupningar inom vissa ämnen, t ex försörjningstrygghet
6. Ta med politiker, andra intresseorganisationer mm
7. Har framfört direkt till Mikael Toll

8. Kanske några grupparbeten som redovisas gemensamt.
9. Mer strukturerad diskussion med förslag på (något mer detaljerade) diskussionsfrågor som skickas ut i samband med inbjudan
10. I mitt arbete är energipolitik intressant ur ett geopolitiskt och säkerhetspolitiskt perspektiv, men dessvärre inte direkt på andra sätt. I de fall seminarierna inte behandlar denna aspekt kommer jag att ha svårt att lägga tiden på dem – men jag inser att intressena varierar mellan deltagarna. För mitt arbete vore det mycket intressant att se hur de stora emerging markets klarar energiförsörjningen, främst Kina och Indien. Detsamma gäller i-landet Japan. Med andra ord – gärna fokus på Asien vid ett/flera seminarier!
11. öka intressentkretsen med "ansvariga politiker", förmå dem att medverka och delta som åhörare. Några nya tema: EU:s ambitioner och förslag för att påverka medlemsländernas energisäkerhet, Energiskatter och behovet av internationell harmonisering . Inriktning och prioritering av forskningsprogrammen på energiområdet.
12. Bredda området till att omfatta bränslen !

12. Synpunkter och förslag på förbättringar när det gäller nätverkets referat.

1. Referaten är bra, men någon ytterligare koncentration skulle underlätta "snabbläsning".
2. kanske mer länkar till intressanta sites, fler biografiska detaljer kring föredragshållarna, deltagarlista i e-mailform med adresser
3. Tydligare sammanfattning och konklusioner för Svenska förhållanden som man snabbt kan ta till sig.

15. Förslag på annat/andra ämnen som Nätverket ska behandla framöver

1. Energifrågornas betydelse för välbefinnandets utvecklingen, dvs. nyttan med energin.
2. KOL och kolpolitik
3. Transportsektorn Storstörningar Oljeprospektering Grönland Vätgas - teknik, infrastruktur, ekonomi Torvproblematiken Biogas
4. Teknikutveckling, fordonsbränslefrågor
5. Trender beträffande ersättning av fossil energi med förnybar. Våra förberedelser för en eventuell försörjningskris - internationellt och nationellt. Betydelsen av Irak som oljeprovins på lång sikt.
6. Framfört direkt till Mikael Toll
7. Ämnen som Europas naturgasförsörjning, Konsekvenser av att Take or pay avtal minskar i sin betydelse och ersätts av prissäkringsmetoder på en blivande börs(er) för naturgas, Konkurrenssituationen på den europeiska naturgasmarknaden- speciellt i Tyskland.

8. Hur resonerar man i andra länder över framtidens energi. Det behöver inte vara någon utlänning som svarar på det men det vore intressant att se problematiken med andra (Västeuropeiska) ögon.
9. Man bör behandla kol och skillnaden i bedömning av kolreserver och oljereserver. Jämför vi äpplen och päron?
10. Mer globala frågor tex diskussion ang. World Business Forum i Johannesburg. Framtida energikällor
11. Se tidigare om energisituationen i Öst- och Sydasien.
12. har angett detta tidigare
13. Bredda till att även omfatta frågor om miljöbelastning !
14. Behöver vi skaffa oss tillgång till naturgasförsörjning - och i så fall hur snabbt?
15. Centralasiatiska olje- och gasfrågor Kina och Japans försörjning av olja och gas i framtiden
16. NOG konkurrenssituation gentemot biobränslen

18. Synpunkter och förslag till förbättringar på den information som förmedlas via e-post inom Nätverket.

1. en maillista med adresser över deltagare
2. Medlemslista med e-postadresser
3. Nätverkets medlemmar bör få ett kort nyhetsbrev t.ex månadsvis eller minst då centrala händelser motiverar det. Nätverkets medlemmar bör uppmanas och ges tillfälle att presentera/ diskutera förslag till teman vid varje seminarium
4. Skulle vilja se ett nyhetsbrev där långsiktiga, övergripande och strategiska frågor behandlas. Inte sån't som står i alla andra nyhetsbrev utan kanske ev bred bevakning av många nyhetsbrev för att vaska fram guldkornen.
5. Viktigt den sker i koncentrerad form

23. Har Du synpunkter som inte framkommit tidigare i enkäten eller andra önskemål som Du vill framföra.

1. Utmärkt initiativ av ÅF med nätverket
2. Kör på som hittills - enkelt och rakt på.
3. Jag vill slippa alla dessa depletionförespråkare
4. Deltagarnas uppfattning i aktuella frågor kan pejas via förberedda enkäter liksom förslag till nya ämnen som nätverket kan belysa.
5. Ett lovvärt initiativ som bör fortleva i ungefär nuvarande former
6. Nej,

7. De skulle vara bra om föredragshållare förbereder material som kan delas ut.
8. Seminarierna fyller en funktion eftersom det underlättar att få information som gör att man själv kan gå vidare i sitt sökande.
9. Tillägg: både när det gäller nyhetsbrev och rundabordssamtal så är det enbart av intresse med energipolitik ur ett säkerhetspolitiskt perspektiv. Vore intressant att tex få prata närmare med Staffan Riben, Gunnar Agfors och Kjell Aleklett - mfl!
Och ett stort tack till Mikael Toll som serverar oss med information på ett föredömligt sett!

Medlemsförteckning Nätverk om Olja och Gas

Följande personer var medlemmar i Nätverk om Olja och Gas den 8 maj 2003.

Förnamn	Efternamn	Arbetsplats
Catarina	Adolfsson	Svenska Shell
Gunnar	Agfors	GA Konsult
Kjell	Aleklett	Uppsala universitet
Hans	Andersson	Krisberedskapsmyndigheten
Magnus	Andersson	Cajoma Consulting
Ingvar	Andreasson	Familjebostäder
Hans	Annevall	ÅF-Energi & Miljö
Lars-Erik	Axelsson	Skogsindustrierna
Calle	Beckvid	Gasföreningen
Martin	Bengtsson	Försvarsdepartementet
Agneta	Bergkvist	Finansdepartementet
Tony	Bergman	Preem Gas AB
Urban	Bergström	Energimyndigheten
Olle	Björk	Näringsdepartementet
Christer	Björklund	ÅF-Energi & Miljö
Marcus	Björkman	FRA
Petra	Björkstedt	Statoil
Per-Arne	Blad	Krisberedskapsmyndigheten
Göran	Bolin	Sydkraft
Lennart	Bragd	Värmek
Per	Brandtell	Försvarsdepartementet
Tomas	Bruce	AB Tomas Bruce
Magnus	Bruno	Svensk Naturgas AB
Åsa	Burman	Göteborg Energi
Karin	Byman	ÅF-Energi & Miljö
Carl	Cederström	Utrikesdepartementet
Catharina	Daggenfelt	SIS Miljömärkning AB
Ronnie	Dahlberg	Sydkraft AB
Björn Dahlroth	Dahlroth	Kommunförbundet Stockholms Län (KSL)
Lars	Dahlström	ÅF-Energi & Miljö
Sara	Dalenstam	Fortum
Bengt-Göran	Dalman	Göteborg Energi
Bo	Diczfalusy	Svenskt Näringsliv
Paul	Dixelius	Eurofutures
Mats	Ekeblom	Vasco Advisers AB

Josefine	af Ekenstam	Svenska Shell
Nils	Elam	Atrax Energi
Göran	Fjällman	Statoil
Fredrik	Folkunger	Utrikesdepartementet
Ove	Fredholm	Kemikontoret
Carl	Fredriksson	Eurofutures
Gabriella	Galambos	Shell Commercial Sweden
Per	Geber	Svenska Shell
Anders	Granlund	Energimyndigheten
Pär	Gustafsson	Vägverket
Stefan	Gustafsson	Svenska Statoil
Ola	Hall	Sydgas
Erika	Hallia	Nynäs Refining
Lars	Hallsten	Svenskt Näringsliv
Hans-Åke	Hansen	Krisberedskapsmyndigheten
Per	Hansson	Regionplane- och trafikkontoret, SLL
Anders	Hedenstedt	Göteborg Energi
Ingela	Hedge	Vattenfall Supply & Trading
Anders	Hellner	Utrikespolitiska Institutet
Peter	Helsing	Svenska Kraftnät
Anna-Karin	Hjalmarsson	ÅF-Energi & Miljö
Jonas	Hjelm	Statsrådsberedningen
Nils-Göran	Holmqvist	Sällsk. Politik & Näringsliv
Lena	Hovmark	Försvarshögkvarteret
Nippe	Hylander	ÅF-IPK
Rolf	Hyringe	Gasföreningen
Olle	Hådell	Vägverket
Tobias	Jakobsson	Energimyndigheten
Claes-Göran	Johansson	Fortum
Anders	Johnson	Nova Naturgas
Anna	Jonsson	Nynäs Refining
Roland	Jonsson	Preem Petroleum AB
Lennart	Josefsson	Svensk Naturgas
Ingolf	Kiesow	FoI
Urban	Kärrmarck	Energimyndigheten
Fredrik	Lagergren	Svebio
Göran	Lagerstedt	Svensk Energi
Robert	Larsson	
Jan	Leijonhielm	FoI
Sigurd	Liland	Statoil ASA
Lars	Lind	Perstorp Oxo
Johan	Lindberg	Kilpatrick Stockton LLP
Tord	Lindberg	Preem Gas AB
Bo	Lindfors	Fortum

Claes	Lindroth	Svenska Kolinstitutet
Åke	Lindström	Statens Räddningsverk
Johan	Linnarsson	Svensk Naturgas
Charlotte	Loid	Fortum Gas
Jan	Lundberg	Krisberedskapsmyndigheten
Conny	Lundgren	Energimyndigheten
Lars	Lundholm	Finansdepartementet
Sören	Lundvall	Utrikesdepartementet
Peter	Maksinen	Göteborg Energi
Gustaf	Malmberg	Gasföreningen
Bengt-Göran	Markeborn	Norsk Hydro Olje AB
Anders	Melbourn	Utrikespolitiska Institutet
Staffan	Molin	FoI
Andres	Muld	Energimyndigheten
Håkan	Murby	Jernkontoret
Thor-Olaf	Naesheim	Nova Naturgas AB
Bengt Erik	Nilsson	Krisberedskapsmyndigheten
Lars	Nilsson	Vägverket
Gunnar	Nordbeck	
Tommy	Nordin	Svenska Petroleuminstitutet
Jan	Nordling	ÅF-Energi & Miljö
Hans	Nordström	Vattenfall
Magnus	Norell	FoI
Nils	Nygren	Fortum Gas
Per	Nylund	Svensk Naturgas
Anna	Nyman	Krisberedskapsmyndigheten
Kent	Nyström	Svebio
Christer	Olauson	Krisberedskapsmyndigheten
Sören	Olsson	Svenska Petroleuminstitutet
Robert	Onsander	Preem
Hans	Ottosson	The International Institute for Critical Infrastructures
		IVA
Göran A	Persson	Försvarshögkvarteret
Anders	Petersson	EFO AB
Johan	Petrelus	SIS Miljömärkning AB
Marianne	Pettersson	Svenska Kraftnät
Folke	Pärnerteg	Kilpatrick Stockton LLP
Thomas	Rajala	
Lars	Ranäng	Atrax Energi
Björn	Rehnlund	Kemikontoret
Birgitta	Resvik	Senior Service
Staffan	Riben	ÅF-Energi & Miljö
David	Ringmar	Birka Teknik
Fredrik	Robelius	

Catarina	Rundelius	Energimyndigheten
Bo	Rydén	Profu
Karin	Samuelsson	Svenska Shell
Edvard	Sandberg	Svensk Energi
Håkan	Schyl	Fortum
Janne	Sjödin	ÅF-Energi & Miljö
Per	Sjöquist	Värmek
Lennart	Snarberg	Statoil
Peter	Stern	Krisberedskapsmyndigheten
Sarah	Ström	Svenska Shell
Lars	Strömberg	Vattenfall
Åke	Sundin	Försvarsdepartementet
Camilla	Sundlöf	ÅF-Energi & Miljö
Håkan	Svanberg	Svenska Statoil
Lars	Svensson	Borealis
Stefan	Swärd	Swärd Research & Consulting
Joakim	Säll	Svenska Statoil
Bengt	Sävbark	Ecotraffic
Ebba	Tamm	Svenska Petroleuminstitutet
Charlotte	Thedéén	Fortum Värme
Mikael	Toll	ÅF-Energi & Miljö
Marie	Trogstam	SAAB
Thord	Tärnbrandt	Räddningsverket
Karin	Törnblom	Fortum
Monica	Ulfhielm	Svensk Energi
Per-Axel	Waern	Energimyndigheten
Martin	Valleskog	Nova Naturgas
Arvid	Wallgren	Finansdepartementet
Per-Erik	Wallgren	Fortum
Anna	Werner	Uppsala universitet
Bengt	Westerberg	Svenska Petroleuminstitutet
Jan F	Westling	Fortum
Rolf	Wiborg	Norwegian Petroleum Directorate
Mike	Winnerstig	FoI
Hans	von Knorring	Utrikesdepartementet
Susanne	Åkerfeldt	Finansdepartementet
Hans	Åkesson	ÅF-Energi & Miljö
Susanne	Örnfjärd	Svenska Shell
Per-Ingvar	Östblom	Svenskt Näringsliv
Lars	Österberg	Svenska Statoil AB



Energimyndigheten

Statens energimyndighet • Box 310 • 631 04 Eskilstuna
Besöksadress Kungsgatan 43
Telefon 016-544 20 00 • Telefax 016-544 20 99
stem@stem.se • www.stem.se