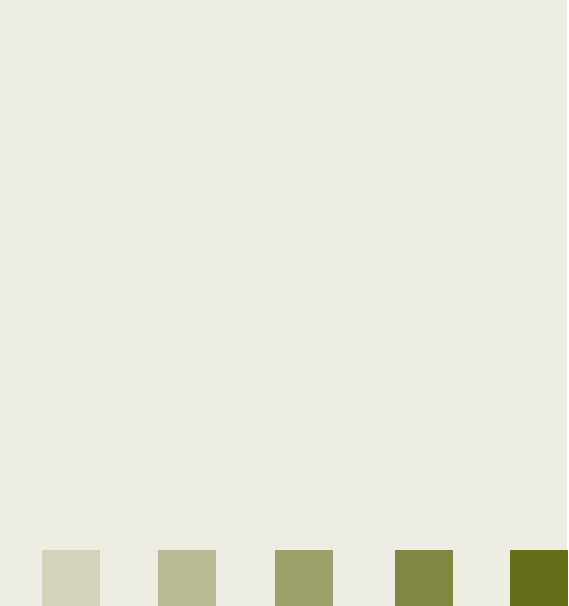




Naturgas i ekonomins och i politikens tjänst

En del av Energimyndighetens omvärldsanalys

ER 2008:22



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

© Statens energimyndighet
Upplaga: 100 ex

ER 2008:22

ISSN 1403-1892

Förord

Bara för några år sedan sågs naturgas som en dellösning på klimatproblemet. Det är nu allt mer uppenbart att naturgasen är en del av problemet.

Som ett led i myndighetens kontinuerliga omvärldsbevakning publiceras en rapport om naturgas.

I rapporten beskrivs de ekonomiska och politiska drivkrafter som under det kalla kriget ledde till en utbyggnad av naturgas, inte bara i Sovjetunionen och USA, utan även i Västeuropa. Energipolitikens starka koppling till den ekonomiska politiken utgör en röd tråd.

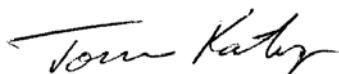
Rapporten fyller i det sammanhanget en viktig lucka i vår samtidshistoria och ger bakgrunden till utvecklingen av EU, och senare den politik med liberaliseringar och avregleringar som följde på 1990-talet, sett ur ett energiperspektiv.

I rapporten ges även en översiktlig beskrivning över hur gashandeln organiserades och hur den har utvecklats. Slutsatsen är att prisbildningen i många år framöver kommer att vara beroende av oljepriset även om kopplingen försvagas.

Även den svenska gasmarknaden behandlas. Slutsatsen är att de inhemska gasprojekten erbjöds ett statligt stöd i paritet med de stöd som gavs i övriga Europa. Men konkurrensen och prisbildningen på den svenska marknaden fungerade bättre än i flertalet länder, vilket innebar att det inte fanns någon leverantör som kunde eller ville leverera gas till ett pris som möjliggjorde konkurrenskraftiga priser på den svenska marknaden. Denna faktor var antagligen mer avgörande för utvecklingen än det politiska motstånd mot gas som växte fram under 1970-talets senare år.

Slutligen behandlas gasens framtid i Europa på ett medellångt perspektiv. I detta perspektiv kommer tillgången att vara en gränssättande faktor. I praktiken är det främst Ryssland som har de reella förutsättningar att både fylla det gap som uppstår genom sjunkande inhemska utvinning och redan pågående investeringar. Detta kommer att öka trycket för att få tillstånd en sydlig tillförselledning via Turkiet och ledningen genom Östersjön.

Rapporten färdigställdes i juni 2008 av experten Urban Kärrmarck. Kriget mellan Ryssland och Georgien i augusti 2008 och den nu pågående finansiella krisen understryker de politiska risker och utmaningar den europeiska energiförsörjningen står inför.



Tomas Kåberger
Generaldirektör



Zofia Lublin
Avdelningschef

Innehåll

1	Slutsatser	9
2	Sammanfattning	11
	DEL I – ÖVERSIKT	17
3	Inledning	17
4	Den globala tillgången	19
5	Tekniken - LNG eller rörledning	23
	DEL II – NATURGAS ÄR POLITIK	29
6	Den politiska logiken	29
6.1	Geopolitiken	29
6.2	Gas är politik.....	30
6.3	Naturgasens politiska logik.....	33
6.4	Den politiska grunden.....	34
6.5	Försörjningssäkerheten - drivkraft och riskfaktor	36
6.5.1	Risker	37
	DEL III – SAMHÄLLSOMVANDLINGEN	39
7	Gasindustrins framväxt	39
7.1	Drivkrafterna.....	39
7.1.1	USA.....	39
7.1.2	Sovjetunionen	40
7.1.3	Europa	41
7.2	Den ryska dominansen.....	42
7.3	Handeln regionaliserades.....	44
7.4	Monopol och marknads-makt bestämde priset	45
7.4.1	Värdekedjan	45
8	Naturgasen omformade Europa	51
8.1	Politiken och energisystemen i Europa från andra världskriget	51
8.1.1	Återuppbyggnaden.....	51
8.1.2	Oljekrisen.....	52
8.1.3	Avregleringar och globalisering	53
8.2	Energipolitiken är en del i övrig politik.....	55
8.2.1	Energipolitiken.....	57
9	Så erövrades marknaden	63
9.1	Industrimarknaden	63
9.2	Hushållsmarknaden.....	66
9.3	Kraftindustrin.....	68

10	Är guldåren över?	73
10.1	Stillahavsmarknaden.....	75
10.2	Atlantmarknaden.....	76
DEL IV SVERIGE GICK MOT STRÖMMEN		77
11	Naturgasen i Sverige	77
11.1	Efterkrigstidens energiagenda	77
11.2	Utredningsfasen	80
11.3	Uppbyggnaden av systemet	81
11.3.1	Marknadsutvecklingen.....	85
11.4	Svaga drivkrafter	85
11.4.1	Säkerhetspolitiken motarbetade gasen.....	88
11.4.2	Kärnkraftfrågan blev ett ytterligare hinder	88
11.4.3	Ägarfrågan - Svarte Petter	89
11.4.4	Lönsamheten	92
11.5	Framtiden.....	94
DEL V – DEN EUROPEISKA UTMANINGEN		97
12	Marknaden	97
13	Varifrån kommer gasen?	101
13.1	Infrastrukturen	101
13.1.1	Rörledningsgas.....	101
13.1.2	LNG	102
13.2	Planerade investeringar i infrastrukturen.....	103
13.3	Några av de större planerade projekten	105
13.3.1	Nabucco eller South Stream.....	106
13.3.2	Nord Stream	107
13.3.3	Skan Led	108
14	Vad kostar gasen?	109
14.1	Europahandeln	109
14.2	Det europeiska regelverket	111
14.2.1	Tillförselsystemen.....	111
14.2.2	Transmissionssystemen och grossisthandeln.....	113
14.2.3	Slutkundshandeln.....	115
14.3	Sammanfattande slutsatser och kommentarer	116
14.4	Strukturella förändringar	118
15	Vem levererar gasen?	121
15.1	Potentialen för ökad import	121
15.1.1	Ryssland.....	122
15.1.2	Norge.....	123
15.1.3	Nordafrika.....	124
15.1.4	Västafrika.....	126

15.1.5	Mellanöstern	127
15.1.6	Centralasien.....	128
15.2	EU -leverantörerna av gas	130
16	Riskhanteringen	133
16.1	Försörjningssäkerheten	133
16.1.1	Den tekniska risken.....	133
16.2	Marknadsrisken.....	137
16.3	Den politiska risken	138
16.4	Rysk energipolitik är en del av utrikespolitiken.....	140
16.4.1	Ryssland och Centralasien	141
16.4.2	Ryssland och de forna delrepublikerna i sydväst.....	142
16.4.3	Ryssland och Europa.....	143
16.5	Övriga politiska risker	144
16.6	Slutsatser och sammanfattning	145
17	Har Europa ett problem med försörjningssäkerheten?	147
17.1	Tillförseln	148
17.2	Vem kan exportera ytterligare 120 Bcm?	149
17.3	Slutsatser.....	150
18	Marknadsutvecklingen	151
18.1	Efterfrågeutvecklingen	151
18.2	Prisutvecklingen	152
	Källor	155

1 Slutsatser

Sverige är - förutom Island, Cypern och Malta som inte har någon naturgas alls – det land i Europa där naturgasen spelar minst roll. Rapporten tar upp och besvarar frågan varför Sverige, till skillnad från övriga Europa, aldrig fick ett utbyggt naturgasnät. Den tar också upp den historiska och framtida utvecklingen av naturgas i Europa. Rapporten är ett led i Energimyndighetens kontinuerliga omvärldsbevakning. Nedan finns ett antal sammanfattande slutsatser från rapporten.

Naturgasens utveckling i Sverige

En fungerande konkurrens och prisbildning stoppade utbyggnaden av naturgas i Sverige.

De svenska gasprojekten erbjöds ett statligt stöd som var likvärdigt med de stöd som gavs i övriga Europa. Men konkurrensen och prisbildningen fungerade bättre i Sverige än i stora delar av Europa under 1960- och 1970-talet och en bit in på 1980-talet. Det medförde att en investering i ett naturgassystem blev olönsam eller i alla fall innebar en allt för stor ekonomisk risk för att kunna attrahera investerare.

En större utbyggnad av naturgas i Sverige är inte aktuell.

En låg eller obefintlig lönsamhet är fortfarande faktorer som påverkar naturgasens framtid i Sverige. Dessutom finns ett politiskt motstånd. Därför finns det knappast finns anledning att tro att nya stora gasprojekt skulle attrahera vare sig nya ägare eller finansiärer. Det gör att frågan om en större gasutbyggnad i Sverige saknar aktualitet. Utifrån kommersiella grunder kan endast en punktvis och stark begränsad utbyggnad komma till stånd.

Naturgasens utveckling i Europa

Det finns inga alternativ till rysk naturgas på kort sikt.

Under de närmaste åren kommer EU att kraftigt behöva öka importen av naturgas enbart för att upprätthålla nuvarande förbrukning. Den inhemska europeiska gasutvinningen minskar stadigt. Det innebär att nya tillförselsystem, nya kontrakt och nya gasfält måste tillkomma i en takt som ligger nära gränsen för vad som är tekniskt, ekonomiskt och politiskt möjligt¹². Det finns knappast några andra alternativ än ökad import av rysk gas under överskådlig tid.

På medellång sikt kommer den fysiska tillgången på gas att bli mer gränssättande än energi- och klimatpolitiken.

På lång sikt kan, förutom Ryssland, även länderna inom OPEC bli stora gasleverantörer till Europa. I ett medellångt perspektiv handlar frågan om ifall

¹ Hänsyn har inte tagits till de kort och medellånga effekter den nu pågående finanskrisen kan få på efterfrågan av energi. Sannolikt kommer behovet av gas att understiga prognoserna de närmaste åren

Europa hinner bygga ut sin importkapacitet. Den handlar också om de tänkbara exportländerna, i första hand Ryssland, i andra hand Algeriet, men även de forna Sovjetrepublikerna öster om Kaspiska havet samt Nigeria och Qatar, kan eller vill bygga ut sin kapacitet att exportera. På medellång sikt kommer därför den fysiska tillgången på gas att vara mer gränssättande än energi- och klimatpolitiken.

Trycket på Sverige gällande Nord Stream kommer att bli stort.

Behovet att snabbt få till stånd en sydlig tillförselledning via Turkiet och ledningen genom Östersjön ökar. Trycket på att Sverige och övriga berörda stater snabbt ska godkänna Nord Stream kommer antagligen att bli stort.

2 Sammanfattning

Naturgasen introducerades som ett kommersiellt bränsle under en period som kännetecknades av svåra politiska motsättningar och en maktkamp mellan öst och väst. Men också under en period där Väst Europa byggde upp sina ekonomier med en strävan att återta ställningen som ledande industri- och handelsregion. Det stod dock snart klart att den europeiska ekonomin saknade konkurrenskraft, med ett föråldrat näringsliv, ett stelbent fungerande regelsystem och en centraliserad energiförsörjning. Naturgasen i Europa kom att bli en bricka i spelet mellan stormakterna, men kom också att fungera som ett av verktygen för omstruktureringen av näringslivet och för övergången från en regleringsekonomi till marknadsstyrning.

Med den nya energi- och klimatpolitik som nu växer fram inom EU kommer naturgasen att förlora rollen som prefererat bränsle, men den är fortfarande en politisk maktbricka, och som det näst största energislaget inom EU kommer den att fortsätta att påverka utvecklingen av energisystemen och ekonomierna i decennier.

Under de närmaste åren kommer tillförseln av gas till Europa att utgöra en restriktion för hur mycket gas som kan användas. Huvuddelen av all ny tillförsel till EU behövs för att ersätta bortfallet från den minskade utvinningen framför allt i Storbritannien. Detta talar för fortsatt höga priser och en möjlig risk för försörjningstörningar i ett medellångt perspektiv fram till år 2015. På längre sikt, efter år 2020, utgör knappast tillförseln av gas något problem. Frågan är i stället hur stort behovet av gas kommer att vara efter år 2020?

Historien om hur naturgasen introducerades och hur den medverkade till att omvandla Europa och världen, samt de problem som marknaden nu står inför redovisas i fem fristående delar.

DEL I: ÖVERSIKT behandlar användningen och tillgången av naturgas samt tekniken för att transportera den. Avsikten är att visa att tillgången på naturgas är god, men inte så god att gas långsiktigt kan ersätta vare sig kol eller olja. Även om nuvarande utvinning avsevärt kan ökas leder en storskalig ökad användning snabbt till att reserverna töms.

I denna del behandlas även frågan om rörledningstransporter respektive LNG. Valet mellan ett rörlednings- eller ett LNG-system kommer även i framtiden att styras av hur gas- respektive stålpriserna utvecklas i förhållande till varandra.

Slutsatsen är att dessa två transportmöjligheter även i framtiden kommer att vara komplementära. Existerande rörledningar kommer inte att ersättas med LNG. För transporter av stora volymer gas till närbelägna marknader kan inte LNG konkurrera. Även om LNG medverkar till att priserna på naturgas utjämnas

mellan olika regioner och bidrar till en ökad finansiell handel, kommer den fysiska handeln att styras av transportlogistiken. Handeln kommer därför fortsatt att huvudsakligen vara regional.

DEL II: NATURGASENS POLITISKA LOGIK. Inget av de traditionella fossila bränslena är i samma höga grad en politisk fråga som naturgas är.

Den grundläggande politiska frågan är naturligtvis om det finns ett intresse att över huvud taget introducera gas i det nationella energisystemet. Regeringen kan i denna fundamentala fråga göra en annan bedömning än näringslivet. En komplikation för alla köparregeringar är gasens kostnadsstruktur. Eftersom den dominerande kostnaden för gas är fast innebär det att när infrastrukturen väl är på plats är marginalkostnaden nära nog 0. Detta ger gasen en stark konkurrenssituation visavi de konkurrerande alternativen. Utan kraftiga styrmedel är den närmast omöjlig att konkurrera med för ett nytillkommande energislag. Infrastrukturen har dessutom en mycket lång livslängd oavsett om det är den ekonomiska eller tekniska livslängden som avses.

Samtidigt är kostnaden och därmed riskerna så höga att det krävs politiska utfästelser som garanterar marknaden. Leveranssäkerheten är en ytterligare faktor som kräver politiska åtgärder och ställningstaganden. Såväl exportörer som importörer och användare av gas exponeras för både marknadsmässiga och politiska risker. Parterna är beroende av att gasflödet fortsätter även om de politiska förutsättningarna ändras. Exportören kan inte riskera pengaflödet som handeln genererar och importörerna kan inte ersätta ett fysiskt bortfall med alternativa leveranser. Länderna tvingas därför till politiska ställningstaganden som garanterar långsiktigheten.

En konsekvens är att logiken när det gäller försörjningssäkerheten med blir annorlunda än jämfört med olja. Säkerheten med olja ligger i diversifiering. Varje producent kan sälja olja till vem som helst på marknaden och varje förbrukare kan köpa olja från vilken producent som helst. *Oljans säkerhet ligger i marknaden som sådan.*

Leveranssäkerheten avseende naturgas kan inte garanteras enbart genom att bygga fler ledningar eller genom flera kontrakt med oberoende leverantörer respektive kunder. Visserligen kan sådana åtgärder minska skadeverkningarna orsakade av att en leverantör eller en kund faller bort. Men det går inte att kompensera ett stort bortfall genom att öka leveranserna från en annan leverantör eller till en annan kund. Enda möjligheten är att ha reservledningarna och avtal med flera leverantörer respektive kunder som ständigt håller en outnyttjad kapacitet att öka sina leveranser/förbrukning. En sådan ordning är inte ekonomiskt försvarbar. Säkerheten ligger därför inte i stora sammanbundna system med många leverantörer och förbrukare. *Gasens säkerhet ligger i det ömsesidiga beroendet.* Exportören är för sin överlevnad beroende av importören på samma sätt som importören är beroende av exportören.

Prisbildningen av gas hänger samman med den politiska logiken. De avregleringar som har genomförts i USA och i Europa syftar till att åstadkomma en marknadsmässig prissättning av gasen. Dessa avregleringar kan visserligen påverka den inhemska konkurrensen och den inhemska prisbildningen, men det kommer att ta lång tid innan avregleringen - om den ens någonsin - påverkar exportörernas prissättning. Det skall dock inte uteslutas att framtida kontrakt mer baseras på gasens faktiska kostnader och mindre på en indexering till oljepriset. En övergång till marknadsprissättning är emellertid inte nära förestående. Avregleringen till trots finns den grundläggande politiska logiken kvar. Denna logik kräver en långsiktig prissäkring som dagens finansiella instrument ännu inte kan lösa.

DEL III: SAMHÄLLSOMVANDLINGEN I denna del behandlas historiken och drivkrafterna för utvecklingen av energimarknaderna efter andra världskriget. Här redovisas vilken betydelse gasen har haft, särskilt i Europa. Naturgasen har inte bara påverkat energisystemen utan även samhällsutvecklingen i stort genom näringslivspolitik och den ekonomiska politiken.

Drivkrafterna bakom utbyggnaden av gasen skiljer sig kraftigt åt mellan olika regioner. I både USA och dåvarande Sovjetunionen exploaterades gasen för att hushålla med oljan – i Sovjetunionen för att kunna öka oljeexporten, i USA för att minska oljeimporten. I Europa däremot byggdes systemen främst för att hålla nere energikostnaderna. Japan importerade dyr LNG för att minska riskerna med landets stora oljeberoende.

Gasen introducerades i Europa för att begränsa industrins energikostnader. Det är en vanlig missuppfattning att gasen infördes som en konsekvens av oljekriserna på 1970-talet. De avgörande avtalen om leveranser och investeringsbeslut i nya ledningar var i huvudsak fattade innan oljekrisen bröt ut. Oljekriserna medförde att gasen snabbare ökade sin marknadsandel på oljans bekostnad och därmed medverkade till att OPEC-ländernas prispolitik bröt samman något snabbare än vad den eljest skulle ha gjort.

Priset på naturgas var redan från tidigt 1960-tal en funktion av oljepriset. Utbyggnaden under 1970-talet ledde därför i sig inte till avgörande lägre kostnader jämfört med oljan. Men den tvingade fram en utjämning av slutanvändarpriserna för de olika energibärarna, i första hand inom länderna men senare även mellan grannländer och regioner.

Gasen kom att demonstrera den långsiktigt ohållbara industri-, energi- och framförallt kolpolitik som fördes i flertalet europeiska länder samt underströk nödvändigheten av ökad konkurrens. Naturgasen omdanade därför inte bara energisystemen, utan den blev också en faktor bland många andra som under 1980- och 90-talen medverkade till omstrukturering av industrin, avregleringar och globalisering.

DEL IV: SVERIGE GICK SIN EGEN VÄG. I ett avslutande kapitel beskrivs den svenska naturgasmarknaden. Här ges en kort historisk beskrivning varför

introduktionen startade senare i Sverige än i de flesta övriga västeuropeiska länder och varför den kom att avstanna efter en blygsam utbyggnad.

I grunden fanns tre sammanflätande faktorer, som fortfarande är relevanta: dålig lönsamhet, ingen stark ägare och ett politiskt motstånd. Det politiska motståndet har i huvudsak motiverats från tre olika utgångspunkter: säkerhetspolitik, kärnkraftaveckling och miljö- samt klimathänsyn. Idag har det säkerhetspolitiska argumentet fallit men i stället har de miljö- och klimatpolitiska argumenten vunnit i styrka.

Den gemensamma nämnaren för i stort sett alla de projekt, som sedan mitten av 1960-talet varit aktuella har varit en svag lönsamhet där risken för förlust varit större än möjligheten till vinst. Avsaknaden av ett långsiktigt politiskt stöd omöjliggjorde i praktiken kommersiella långsiktiga investeringar. Det har därför inte funnits någon eller några starka aktörer som velat eller vågat ta ett långsiktigt ansvar för en storskalig utbyggnad. Utvecklingen kom därför tidigt att inriktas mot ett begränsat risktagande med marginella utbyggnader för att fylla specifika behov.

I allt väsentligt kvarstår alla dessa förhållanden. Det innebär att sett utifrån kommersiella grunder kan endast en punktvis och starkt begränsad utbyggnad komma tillstånd.

DEL V: DEN EUROPEISKA UTMANINGEN. I denna del behandlar dagens och morgondagens europeiska marknad.

Den avreglering som genomförts av gashandeln har ännu inte lett till en mer påtaglig konkurrens. Långsiktiga kontrakt dominerar i alla leden av värdekedjan, även om det numera förekommer en transparent spothandel öppen för andra aktörer än de tidigare monopolisterna. Barriärer i form av de faktomonopol i tillförseln, samt kontroll över inhemska transmissionssystem och lager tillsammans med otillräckliga finansiella instrument innebär att de långsiktiga indexerade leveranskontrakten har kunnat behålla sitt grepp. Den ökade användningen och handeln med LNG kommer troligen att utjämna regionala prisskillnader, men kommer under överskådlig tid knappast att driva fram en handel där priset i huvudsaks bestäms av marginalkostnaden för att försörja marknaden.

En omfattande konsolidering utlöstes genom avregleringen. Denna konsolidering syftar inte enbart till ökade marknadsandelar utan framförallt till ökad kontroll över gasens värdekedja. Ryska Gazprom t.ex. försöker etablera sig även på slutkundsmarknaden, men söker också få en ökad kontroll över tillförselvägarna till Europa. Stora gasföretag eftersträvar även en kontroll över elproduktionen. Traditionella importörer av gas, t.ex. British gas har etablerat sig även som gasutvinnare. De legala möjligheterna att förhindra sådana konglomerat är begränsade. Det enda motmedlet mot en tilltagande oligopolisering är EU-kommissionens strävan efter ”unbundling”, dvs. att transmission och försäljning inte får kontrolleras av samma ägare. Under våren 2008 har EU-kommissionen nått vissa framgångar i det arbetet.

Under de närmaste åren kommer EU att kraftigt behöva öka importen av naturgas enbart för att upprätthålla nuvarande förbrukning. Nedgången i framför allt Storbritanniens gasfält innebär att nya tillförselsystem, nya kontrakt och nya gasfält måste tillkomma i en takt som ligger nära gränsen för vad som är tekniskt, ekonomiskt och politiskt möjligt.

Enbart nedgången i den inhemska utvinningen kan generera ett behov av ny tillförsel motsvarande ca 100 Bcm (ca 1100 TWh) före 2020. Under denna period kan kanske importen öka med upp till 120 Bcm. Detta förutsätter dock en motsvarande utbyggnad av tillförselsystemen och att leverantörländerna också bygger ut sin inhemska kapacitet. Norge kan antagligen öka sin export till EU med ca 30 Bcm under perioden. Algeriet kan kanske tillföra lika mycket ny gas. Ungefär lika mycket måste komma från Ryssland. Men även gas från Mellanöstern och Västafrika kommer att krävas för att täcka behoven.

Denna ökning måste ske kontinuerligt åtminstone från år 2010 och framöver. Det finns visserligen gott om planer om stora utbyggnader, men erfarenhetsmässigt genomförs planerade projekt bara delvis eller inte alls, och ofta med betydande förseningar.

Trycket på att Sverige och övriga berörda stater snabbt skall godkänna Nord Stream kommer antagligen att bli stort.

Den stora prisskillnaden mellan kol och gas kommer sannolikt att bestå, något som motverkar lönsamheten i att ersätta kol- med gaskraft.

Det är svårt att bedöma om den långsiktiga användningen av gas fortsatt kommer att öka eller om förbrukningen ligger nära sin platånivå och snart börjar sjunka. I närtid, fram till ca år 2015, utgör tillgången en gränssättande faktor för gasens tillväxt. Men i ett längre perspektiv särskilt bortom år 2020 är tillgången knappast något problem. Marknaden kommer då att styras av andra faktorer. Gasindustrin tror på fortsatt tillväxt. IEA däremot prognosticerar en måttlig minskning i gasanvändningen bortom år 2020.

EU- kommissionens varningar om att försörjningssäkerheten är hotad ter sig i hög grad befogad. Men deras resonemang, att Ryssland är huvudorsaken och att en ökad säkerhet kräver en minskad import från Ryssland minskar, är inte trovärdigt.

Det finns knappast några andra alternativ till ökad import av rysk gas under överskådlig tid. Vill Europa minska sitt beroende av rysk gas kan det, före 2020, knappast uppnås på något annat sätt än att begränsa användningen.

Möjligheterna att begränsa användningen av gas så kraftigt att det skulle leda till en påtaglig minskning av importen från Ryssland är inte realistisk. Den skulle dessutom innebära att flera länder måste bryta mot redan ingångna avtal och betala skadestånd till Gazprom.

Säkerheten i gasleveranserna ligger i det ömsesidiga beroendet. Europa behöver gasen och Ryssland behöver pengarna.

Exporten av gas till EU står för 65 % av Gazproms intäkter, och för mer än 80 % av de totala exportintäkterna av rysk gasexport. Omkring 65 % av Rysslands totala exportintäkter kommer från handeln med EU. Logistiskt har Ryssland inget annat exportalternativ än EU. Det kommer att ta decennier för Ryssland att kunna vända exportströmmen från EU till andra marknader.

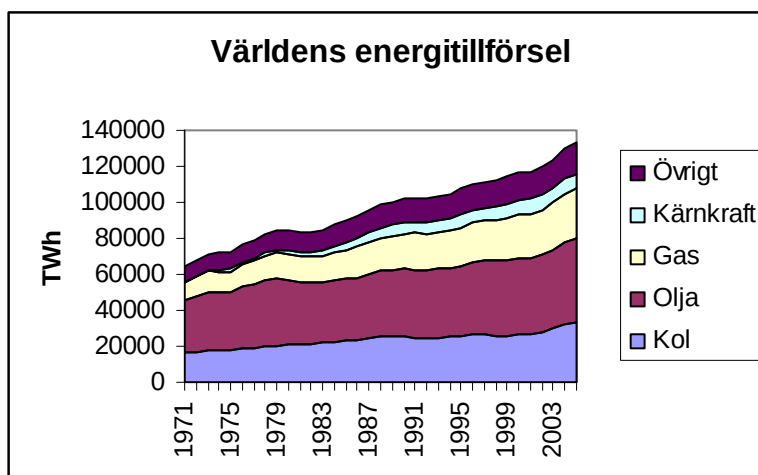
Importen av gas och olja från Ryssland står för sammanlagt ca 16 % av EU:s totala energiförsörjning (olja 8 % gas 6 % och kol 2 %). Detta är en stor andel och den är inte möjlig att ersätta annat än till begränsade delar. Men det är inte självklart att EU är mer beroende av Ryssland än vad Ryssland är av EU.

DEL I – ÖVERSIKT

3 Inledning

Naturgas är globalt det tredje största energislaget. Dess andel i den globala energibalansen har från 1971 till år 2005 ökat från 16 % till 21 %. År 1971 användes 10 000 TWh naturgas år 2006 hade användningen ökat till över 33 000 TWh. Den förnybara energin räknat som vatten, vind, sol, biobränsle och geotermisk kraft har under samma period fördubblats från ca 8500 TWh till 17 000 TWh, vilket är samma ökningstakt som för den totala globala energianvändningen.

Figur 1 Världens energitillförsel (TWh)



Källa: IEA Non OECD Countries Energy Balances 2007

Klimatfrågan kombinerat med rädslan för att främst oljan är nära sin produktionstopp har lett till ett starkt ökat intresse för icke fossil energianvändning.

Naturgasen betraktas både som ett problem och som en del av lösningen. Såväl ur miljö- som ur klimatsynpunkt är gas bättre än olja och kol. Delar av nuvarande användning av kol kan ersättas med gas och därmed minska miljöbelastningen och utsläppen av växthusgaser. Naturgasen kan användas som ett fordonsbränsle, antingen direkt som gas men den kan också omvandlas till syntetiska drivmedel. Innan nuvarande oljebaserade drivmedel kan ersättas med andra förnybara och utsläppsfria lösningar kan därför naturgas utgöra en brygga. Naturgas kan därför vara en del av lösningen på miljö- och resursfrågorna. Men det finns också problem.

Tillgången på naturgas är inte så stor att den storskaligt kan ersätta varken kol eller olja. Att ersätta olja som drivmedel med gas ger en allt för kort uthållighet för att den lösningen skall bli ekonomiskt försvarbar. Den del av nuvarande

användning av kol som kan ersättas med naturgas kan inte heller bli mer än en tillfällig lösning för att måttligt minska utsläppen av koldioxid. Inte ens om all användning av kol ersätts med naturgas blir minskningen i utsläppen tillräckligt stor för att naturgasen på ett avgörande sätt kan bidra till nu eftersträlvade utsläppsnivåer. Med nuvarande ambitioner i klimatpolitiken måste även den globala användningen av naturgas minskas.

I bedömningen av gasens framtid finns anledning att ta hänsyn till de förutsättningar och drivkrafter som skapat dagens system. Användningen av gas har vuxit fram som ett resultat av olika aktörers strategier. Men det handlar inte enbart om strategier. Naturgasens ekonomi varierar i de olika delarna av värdekedjan och har förändrats sedan gasen introducerades. Detta har påverkat och kommer att påverka hur gasen används.

För att bättre kunna förstå naturgasens roll under de närmaste decennierna räcker det inte att enbart utgå från framtida behov och kända krav på förändringar. Den existerande infrastrukturen, som byggdes upp utifrån andra förutsättningar än de som nu gäller, kommer under lång tid att påverka utvecklingen.

Inte bara den tekniska infrastrukturen, utan också den politiska maktfördelningen, näringsgeografiska förhållanden och den ekonomiska resursallokeringen m.m, måste vägas in. De länder som riskerar bli förlorare om den systemmässiga grunden förändras har andra drivkrafter att påverka utvecklingen än de länder som ser potentiella vinster med en förändring.

Efterfrågesäkerhet är lika viktig som tillförselsäkerhet. Ett exportland som förlorar sin marknad, efter att ha investerat hundratals miljarder i en infrastruktur, är lika utsatt som ett importland där leveranserna stryps. Försörjningssäkerheten måste därför bedömas utifrån andra kriterier än de som gäller för olja.

4 Den globala tillgången

De säkra reserverna av gas uppgick till 181 460 Bcm³ år 2007⁴, vilket ger en total energitillgång på ca 2 miljarder TWh, motsvarande ca 1 100 miljarder fat olja. De säkra oljereserverna var ca 1 200 miljarder fat. Med nuvarande utvinningstakt av naturgas räcker denna resursbas i 65 år, vilket kan tyckas betryggande.

Emellertid är varken storleken på de säkra reserverna eller uthållighetsmåttet en bra mätare på tillgången av ändliga fysiska resurser. I Energimyndighetens rapport, 2006: 21. *Oljans ändlighet - Ett rörligt mål!*, beskrivs nuvarande regler för att redovisa säkra reserver av olja och naturgas samt hur dessa tillämpas. Uthållighetsmåttet, dvs. hur länge nuvarande tillgångar räcker utgående från nuvarande förbrukning är missledande. De senaste 10 åren har naturgasanvändningen ökat med drygt 2 % per år. Med den ökningstakten kommer matematiskt naturgasen att ta slut inom 40 år. Inte heller detta ger en rättvisande bild, eftersom möjligheten att öka uttaget av gas ur en given gasfyndighet bland annat är beroende av att det går att upprätthålla ett tillräckligt övertryck samtidigt som övertrycket avtar ju mer gas som utvinns. I praktiken innebär detta att naturgasen som energikälla skulle nå ett maximum redan inom 20 år, varefter den måste börja ersättas med andra energiformer.

De säkra reserverna är därför inget bra mått för att bedöma den aggregerade uthålligheten. Det nuvarande sättet att beräkna och ange av reserver är mer till för att ge aktieägare, investerare och kreditgivare tillgång till enkla nyckeltal för att beräkna vinster, tillgångar och investeringsbehov i det enskilda företaget.

För långsiktig planering behövs andra mått. Det relevanta sättet att mäta tillgången av ändliga råvarutillgångar är storleken på de totalt utvinnbara tillgångarna. Men här ligger problemet. Det ligger i sakens natur att storleken på de totala råvarutillgångarna är okända. Endast de tillgångar som redan hittats kan med säkerhet beräknas. Eftersom dessutom den totala tillgången är begränsad innebär detta med nödvändighet att för varje nytt fynd som görs minskar möjligheten till nya fynd. Detta har inom den s.k. Peak Oil skolan tagits till intäkt för att återstående möjligt utvinnbara tillgångar kan beräknas utifrån den historiska fyndtakten och i tillväxttakten i nuvarande reserver.

Det är emellertid knappast en relevant metod för att bedöma återstående utvinnbara tillgångar. Fyndtakten och tillväxten i säkra reserver är kopplad till företagens behov av att öka sina reserver. Detta behov är i sin tur en funktion av redan befintliga reserver, bedömd efterfrågan och bedömda framtida priser. De stora förvaltarna av naturgastillgångarna är oftast nationella bolag, t.ex. Gazprom i Ryssland, Qatargas i Qatar eller Iranian Oil Company i Iran. Inget av dessa

³ Genomgående används förkortningen Bcm för miljarder kubikmeter och Mcm för miljoner kubikmeter. 1 Bcm motsvarar ca 11 TWh.

⁴ BP. Statistical Review of World Energy, 2007. Oil & Gas Journal, December 2007 anger reserverna till 6185200 Bcf motsvarande 1732 000 Bcm, och WEC, Survey of World Energy Resources, 2007 till 1760 000 Bcm, motsvarande ca 1,9 miljarder TWh

företag har inom överskådlig tid behov av att öka sina kända och fastställda reserver.

I andra länder är de marknadsmässiga förutsättningar för att exploatera eventuella fyndigheter begränsade. Centralasien och Afrika, fränsett Nordafrika var nyligen områden där det saknats marknadsmässiga förutsättningar att exploatera fyndigheterna av naturgas. Inte heller här finns några incitament till att öka reserverna.

Det finns områden som är undantagna från exploatering genom miljölagstiftning. Även om sådana beslut kan ändras ligger det i sakens natur att ingen vill investera i att söka nya fyndigheter i områden där de ändå inte kan utvinnas.

Stora kända men icke närmare undersökta tillgångar av kolväten finns i områden som är föremål för gränstvister mellan olika nationer. I avvaktan på att dessa tvister skall lösas förekommer vare sig sökning efter eller utvinning av fyndigheter. Flera exempel finns på sådana områden, mest känd är den neutrala zonen i Mellanöstern (tvisten om den neutrala zonen är främst inriktad på den olja som finns där), men även Kaspiska havet och Kinesiska sjön är områden med sannolika fyndigheter av olja och gas som tillsvidare är ofullständigt undersökta. Samma sak gäller Arktis, där stora förmodade tillgångar av såväl olja som naturgas får ligga ifred i avvaktan på att intressenterna kan enas om hur rätten till utvinning skall fördelas.

Det finns en betydande geologisk kunskap om vilka förutsättningar som måste vara uppfyllda för att det skall kunna bildas olja och gas. Kunskapen om i vilka områden det finns förutsättningar att göra sådana fynd växer kontinuerligt. Tekniken för att utvinna och transportera gas har utvecklats snabbt under de senaste decennierna. Gas, även långt ner i marken och på betydande havsdjup samt på stora avstånd från befintliga eller nytillkommande marknader kan numera utvinnas.

Det är möjligt att göra bedömningar inte bara av den totala resursbasen utan även av den slutligt utvinnbara mängden gas. Sådana utvärderingar görs regelmässigt. De är givetvis försedda med stora osäkerheter. I sin senaste bedömning, som i allt väsentligt baseras på material insamlade av US Geological Survey och det privata teknikföretaget IHS (tidigare Petro Consultants), har IEA år 2005⁵ bedömt den totala resursbasen av naturgas till motsvarande ca 6 000 miljarder fat olja eller 7 000 miljoner TWh, d.v.s. mer än 3 gånger vad som anges som säkra reserver. Till denna siffra skall läggas mellan 1 till 10 gånger så mycket "naturgas" som finns i form av metanhydrat. För närvarande är det emellertid osäkert om eller hur metanhydrat kan utvinnas. Utöver dessa tillgångar finns även möjlighet att producera syntetisk gas. Den vanligaste formen av syntetisk gas är den metangas som finns inbäddad i kolfält. Men det finns även möjligheter att göra syntetisk gas

⁵ IEA Resources to Reserves, Oil & Gas technologies for the energy markets of the future, OECD/IEA 2005

av biomassa. Det är knappast troligt att biomassa storskaligt kan komma att användas för sådan produktion.

Den totalt bedömda utvinnbara tillgången minskad med den mängd naturgas som redan utvunnits anges till motsvarande 3 700 miljarder fat olja eller drygt 4000 miljoner TWh eller 600 000 Bcm. Om denna uppskattning visar sig hålla utgör den fysiska resursbasen ingen restriktion de närmaste 70 åren, även med nuvarande ökningstakt i användningen på drygt 2 %. Även om tillväxten i gasanvändningen ökar till 3 % per år utgör resursbasen knappast någon restriktion de närmaste 60 åren. Det är därför inte resurstillgången som i närtid begränsar användningen av naturgas.

Tabell 1 De 10 största ägarländerna och deras gasmarknad (Bcm)

	Reserver (1000 Bcm)	Utvinning	Konsumtion	Export/import
Ryssland	48	612	432	180
Iran	28	105	105	– 0,1
Qatar	25	50	20	30
Saudiarabien	7,1	74	74	0
Förenade Arabemiraten	6,1	47	42	5,7
USA	5,9	524	620	-96
Algeriet	4,5	85	24	61
Venezuela	4,3	29	29	0
Irak	3,2	5	5	0
Kazakstan	3	24	20	3,7
Andel i % a totalt	75	54	48	

Källa: BP Statistical Review of World Energy 2007

5 Tekniken - LNG eller rörledning

Det naturliga sättet att transportera gas är i högtrycksatta ledningar, men det är också möjligt att kyla ned gasen till dess den övergår i vätskefas, så kallad LNG (Liquefied Natural Gas). En mellanform är gas under högt tryck, kallad CNG (Compressed Natural Gas), som visserligen ökar i betydelse men som inte tas upp till behandling här.

Både LNG-tekniken och rörledningstransport av gas är kapitalintensiva tekniker. Kapitalkostnaden för konventionell transport i rörledningar består till största delen av kostnaden för stål. Ett LNG-projekt kräver mindre stål men innehåller mer dyrbar teknik. Teknikkostnader brukar falla över tiden. Kostnaden för stål varierar med konjunkturen. Särskilt under den senare delen av 1990- talet föll teknikkostnaden för LNG. Den långa högkonjunkturen har på nytt drivit upp teknikkostnaderna. Men samtidigt har även stålpriserna ökat kraftigt. Vid nyinvesteringar kan LNG numera därför konkurrera med gas i rörledning. Rörledning är som regel att föredra när stora volymer gas skall transporteras. Men på många mogna marknader där tillförseln behöver kompletteras är LNG ofta ett ekonomiskt bra alternativ, och när det gäller riktigt stora avstånd som gas från Mellanöstern till Asien eller USA är rörledning inget alternativ.

Lönsamheten både för transporter med LNG och rörledning ligger i lastutnyttjandet, dvs. under hur många timmar under året som ledningens totala kapacitet utnyttjas. En låg lastfaktor och ett lågt genomsnittligt utnyttjande av kapaciteten leder till höga styckkostnader. För investeraren är det därför ofta nödvändigt att genom kontrakt för lång tid framöver skapa säkerhet i efterfrågan. Detta är en central fråga, och som återkommer i flera kapitel främst i kapitel 6 och 16, som komplicerar möjligheterna för och konsekvenserna av att avreglera gashandeln i de efterföljande leden.

Förvätskning av gas till LNG är energiintensiv och ger därför höga driftskostnader. Energiåtgången för att transportera gas i rörledning är däremot en tämligen obetydlig post i investeringskalkylen. Det finns därför en tydlig ”trade off” vid nyinvesteringar mellan stålpriset och gaspriset. Vid ett högt stålpris och ett lågt gaspris ökar lönsamheten i ett LNG-projekt och vice versa. Investeringskostnaden är en engångskostnad. Varken i ett LNG-projekt eller i ett rörledningsprojekt påverkas lönsamheten av hur teknikkostnaderna respektive hur stålpriserna förändras efter det att investeringen genomförts.

I ett system med rörledningar ökar lönsamheten över tiden men i ett LNG projekt, med höga driftskostnader, påverkas lönsamheten främst av hur gaspriset förändras över tiden.

Under 1980- talet skedde en kraftig teknikutveckling, främst när det gällde att bygga rörledningar ”offshore”, vilket gjorde att investeringar i LNG-projekt kom att framstå som mycket dyra och enbart förebehållna leverantörer och mottagare av gas på så stora avstånd från varandra att kostnaden för stålet omöjliggjorde ett rörledningsalternativ.

LNG-tekniken utvecklades på motsvarande sätt under 1990-talet. Inte bara investeringskostnaden utan även energiåtgången för förvätskning och förgasning kunde minskas. Kostnader för storskaliga anläggningar sjönk mest under denna period, men även teknik för småskalig LNG-hantering började utvecklas och bli konkurrenskraftig.

Den generella trenden är dock ökad storskalighet. Stora anläggningar med flera parallella förvätskningsstationer ger kostnadsfördelar. Stora LNG-fartyg ger också transportekonomiska fördelar, särskilt om gasen skall transporteras långa sträckor. Storleken på nya anläggningar börjar nu närma sig 12 Bcm/år, och storleken på de största nya LNG-fartygen som börjar levereras är 200 000 ton jämfört med den genomsnittliga storleken i dagens flotta på 60 000 ton.

Konsultföretaget Global Insight anger i sin Global LNG Outlook 2007 att beräknad investeringskostnad per Bcm förvätskningskapacitet uppgår till ca 500 miljoner \$, motsvarande ca 3 till 4 öre per processad kWh naturgas. Till den totala kapitalkostnaden tillkommer kostnader för LNG-fartyg och för återförgasningsanläggningen.

En vanlig uppskattning är att kostnaden för förvätskning har minskat med mellan 35 % och 50 % sedan mitten av 1990-talet⁶. Detta är dock en siffra som måste hanteras med betydande försiktighet, eftersom även sjunkande gaspriser ingår. Det framgår inte heller i dessa uppgifter hur inflation och växelkursförändringar har hanterats. Under senare år har dock gaspriserna börjat öka igen och därmed ökar även kostnaden för förvätskningen.

Utvecklingen av LNG har gått språngartat, efter en relativ snabb utveckling på 1970- talet stod utvecklingen ganska stilla. År 1990 fanns bara 9 exportterminaler för LNG med en total kapacitet om 150 Bcm. Runt sekelskiftet, när stålpriserna började skjuta i höjden, men innan gaspriserna hade börjat öka, inleddes en investeringsboom i nya anläggningar, fartyg och mottagningsstationer för LNG. Antalet exportterminaler har nästan fördubblats till år 2007 med 17 terminaler och kapaciteten uppgår nu till omkring 270 Bcm. Redan beslutade och påbörjade projekt kommer att höja kapaciteten till över 450 Bcm år 2012. Därutöver finns projekt motsvarande ytterligare 170 Bcm som ännu inte har beslutats.

Handeln med LNG har de senaste 30 åren mer än fördubblats och ökar avsevärt snabbare än gas transporterade i konventionella gasledningar. Under överskådlig tid kommer LNG fortsätta att öka snabbare än gas i rörledningar.

Valet av LNG är inte enbart en kostnadsfråga. I många fall är det den enda alternativet för att kunna exploatera befintlig gas. Trinidad och Tobago t.ex, som båda är viktiga LNG-leverantörer till USA hade i slutet av 1990-talet vuxit ur hemmamarknaden, och kunde inte nå någon alternativ marknad med rörledning.

⁶ Global LNG Outlook 2007, Global Insight. I outlooken hänvisas till beräkningar av Gas Technology Institute (GTI), samt US Energy Information Administration.

Alternativet att använda gasen inom petrokemisk industri, t.ex. för framställning av konstgödsel kräver massiva investeringar och tillgång till en helt annan teknik, samtidigt som de ekonomiska riskerna är mycket stora om man inte har tillgång till en säker marknad. Den s.k. GTL -tekniken (Gas to Liquids), dvs. framställning av syntetiska drivmedel är ett annat möjligt alternativ. Men även detta kräver massiva investeringar och avancerad teknik, samtidigt som riskerna för en liten aktör är om möjligt större än konstgödseltillverkning.

Förutom för Trinidad och Tobago är LNG huvudalternativet även för länderna Brunei, Indonesien, Malaysia, Nigeria, Oman och Qatar. För några stora konsumentländer är LNG också huvudalternativet. Länder som t.ex. Japan och Korea har bara alternativet LNG. När den inhemska utvinningen i USA kraftigt sjönk under 1970-talet måste gas importeras. Från Kanada och sedermera även från Mexiko importerades gas i ledning men även import av LNG blev nödvändig.

Det finns även andra skäl för både exportörer och importörer att satsa på LNG. För en exportör kan det vara viktigt att ha flera alternativa kunder för att inte bli uppbunden av en stor importör, givetvis gäller samma argument för importören.

LNG erbjuder en viss flexibilitet, över- och underskott kan lättare jämnas ut, särskilt i de situationer där tillträdet till rörledningssystemen är begränsade. Spothandeln med LNG ökar därför stadigt och i snabbare takt än för vanlig naturgas. Spothandeln med LNG har också börjat påverka kontraktshandeln. Det är numera inte ovanligt att LNG-kontrakt börjar indexeras till gaspriserna i Henry Hub⁷ när det gäller leveranser till USA och i Europa till det brittiska gaspriset i BNP (Balancing National Point).

Flexibiliteten skall inte överdrivas. LNG är ingen effektiv lösning för att öka försörjningssäkerheten. LNG erbjuder möjlighet att komplettera en befintlig leverantör med en eller flera ytterligare leverantörer i ett oberoende tillförselssystem. Detta kan vara viktigt nog. Möjligheterna att ersätta ett bortfall från en leverantör med ökad LNG import från någon annan leverantör är i praktiken begränsad. Detsamma gäller oplanerade förbrukningsökningar. Även om mottagarlandet har kapacitet att öka tillförseln av LNG finns det som regel ingen leverantör med ledig kapacitet. Den enda möjligheten är att erbjuda ett så högt pris att någon med redan kontrakterade volymer är villig att sälja sina kontrakt.

Huvudanledningen är att kapaciteten att ta emot LNG är dubbelt så stor som kapaciteten att tillverka LNG. Så har det varit ända sedan LNG först började handlas 1963 och under åtminstone de närmaste 10 till 12 åren kommer detta förhållande att bestå. Under 2007 var den globala förvätskningskapaciteten 270 Bcm samtidigt som regasifieringskapaciteten var 540 Bcm. Den totala handeln

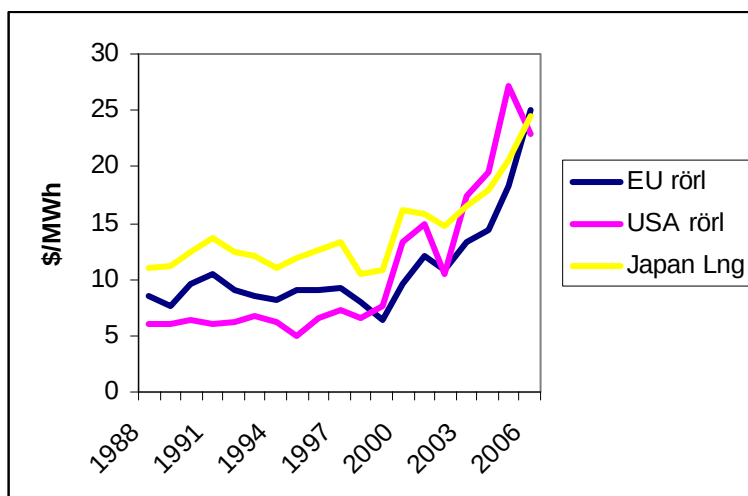
⁷ Henry Hub är en ort i Louisiana där ett antal tillförselledningar möts och där ett antal transmissionsledningar utgår. Dessa ledningar ägs av flera olika operatörer. I området finns även stora gaslager. Tidigt utvecklades en clearinghandel mellan aktörerna för att utjämna över- och underskott. Denna handel utvecklades under 1990-talet till en regelrätt spothandel både med fysiska och finansiella kontrakt.

uppgick till 215 Bcm. Det betyder att nästan 90 % av förvätskningskapaciteten utnyttjades, men att bara 40 % av regasifieringskapaciteten användes. Nominellt finns det alltså stor kapacitet att öka importen, men i praktiken är utrymmet till en nettoökning inte mer än mellan 5 till 10 %. Importökningar därutöver kan endast ske genom omfördelning mellan olika destinationer. Även om förvätskningskapaciteten fram till 2012 beräknas öka till drygt 500 Bcm kommer samtidigt återförgasningskapaciteten att öka till närmare 1000 Bcm. Under överskådlig tid kommer därför förvätskningskapaciteten att utgöra en flaskhals som begränsar flexibiliteten i LNG-systemet och därmed också i naturgassystemet som helhet.

Kostnaderna för en exportterminal skiljer sig kraftigt från en importterminal. Eftersom få investeringar finansieras med eget kapital och exportörerna oftast är beroende av extern finansiering på den internationella kapitalmarknaden är det närmast omöjligt att finansiera en exportterminal om det inte finns långsiktiga kontrakt i orderboken som täcker 90 till 95 % av den planerade kapaciteten. För en importterminal där kostnaderna är avsevärt lägre och där ofta den egna finansieringen eller egna säkerheter är avsevärt större ställer långivarna inte lika hårda krav.

En ökad handel med LNG har länge setts som ett sätt göra gas till en globalt handlad och prissatt energiresurs på samma sätt som kol och olja. Statistiken kan tolkas som att utvecklingen är på väg i den riktningen. Prisskillnaderna mellan de tre stora distinkta gasmarknaderna i Europa, Asien och USA har minskat över tiden, vilket framgår av diagrammet nedan. Men det är långt ifrån säkert att det är LNG-handeln som drivit denna prisutjämning eller om det är det faktum att gasen alltid har att konkurrera mot olja och kol, och där framförallt oljepriserna inklusive transportkostnader uppvisar stadigt minskande skillnader mellan olika delmarknader. Konkurrenssituationen är sådan att lokala och regionala monopol i gasnäten inte längre kan utnyttjas för att hålla uppe gaspriserna, eftersom slutkunderna i så fall börjar byta bränsle.

Figur 2 Genomsnittligt importpris för naturgas



Källa: IEA Energy Prices and Taxes 4: Th Quarter 2007

Den ökande spothandeln med LNG har lett till volatila priser som drivs av regionala över- och underskott. Under senare år, bland annat beroende på att USA på nytt börjat öka sin import av LNG, har spothandeln inte bara kraftigt ökat utan den har också varierat kraftigt i omfattning. Detta har drivit en betydande arbitragehandel, där inte minst europeiska aktörer tillfälligt har dragit fördel av höga spotpriser i USA och omdestinerat fartyg till USA. Den totala spothandeln av LNG har ökat från ungefär 1 % 1992 till över 10 % 2006⁸.

Många anser att spothandeln med LNG bara står inför sin början och att denna kommer att omvandla hela naturgasmarknaden. Men så länge finansiärernas krav är att upp till 90 % av en exportterminals kapacitet måste fyllas med långsiktiga kontrakt finns litet utrymme för s.k. ”merchant trading”, dvs. en rent spekulativt driven handel. Volymtillväxten baseras därför genom arbitragehandel, dvs. aktörer som på olika sätt kan utnyttja underskott på en marknad genom omdestination av laster⁹.

Tabell 2 LNG-exportörer och importörer 2006

Exportland	Volym Bcm	Importland	Volym Bcm
Qatar	31	Japan	82
Indonesien	30	Syd-Korea	34
Malaysia	28	Spanien	24
Algeriet	25	USA	17
Australien	18	Frankrike	14
Nigeria	18	Taiwan	10
Trinidad och Tobago	16	Indien	8
Egypten	15	Turkiet	6
Oman	12	Belgien	4
Brunei	10	Storbritannien	4
Arabemiraten	7	Italien	3
USA	2	Portugal	2
Libyen	1	Kina	1
		Mexiko	1
		Puerto Rico	1
		Grekland	0,5
		Dominikanska Republiken	0,25
Totalt	159	Totalt	159

Källa: IEA Natural Gas Information, 2006

Denna handel är inte helt riskfri, vilket Italien upplevde vintern 2005/6. När spotpriserna i USA steg kraftigt såldes flera laster till USA och därmed tömdes lagren med LNG. Samtidigt kulminerade den rysk ukrainska gaskonflikten och

⁸ World energy 2006. Linda Cook, Fuelling the future – the transition to a global LNG market.

⁹ Michael Stoppard, vid konsultföretaget CERA anger dock, december 2007, att framförallt de stora internationella oljebolagen numera har börjat långsiktigt kontraktera LNG-leveranser som sedan avses säljas på korta kontrakt för att utnyttja möjligheterna till arbitrage i handeln mellan USA och Europa. Om detta stämmer kan det på sikt påverka all handel med naturgas.

leveranserna till Europa minskade under några dagar. Bortfallet av den ryska gasen var tillräcklig stor för att Italien helt tvingades tömma sina resterande lager. Landet var bara några timmar från en kollaps i elsystemet. Det rättsliga efterspelet efter denna affär pågår fortfarande¹⁰.

Det finns anledning att förhålla sig skeptisk till föreställningen om att LNG snabbt kommer att förvandla de regionala marknaderna till en global marknad med ett globalt pris som sätts, utan referens till oljepriset, enbart utifrån tillgång och efterfrågan på gas. Även om utvecklingen går i den riktningen sker den inte så snabbt som ofta antyds.

¹⁰ Uppgifterna baseras på information från Jonathan Stern, Oxford Institute of Energy, 2008-04-18.

DEL II – NATURGAS ÄR POLITIK

6 Den politiska logiken

6.1 Geopolitiken

Den regionala fördelningen av naturgas är ojämn. Mer än 40 % av de säkra reserverna finns i Mellanöstern och drygt 25 % i Ryssland. Endast 3 % av de säkra reserverna finns i Europa. Afrika och övriga Asien har var för sig 8 % av reserverna. Nordamerika och Latinamerika förfogar över ungefär 7 till 7,5 % vardera. Bilden ändras något om hänsyn tas till den förmodade utvinnbara naturgasen. I ett sådant perspektiv minskas Mellanösterns stora dominans till förmån för framförallt Afrika och Latinamerika.

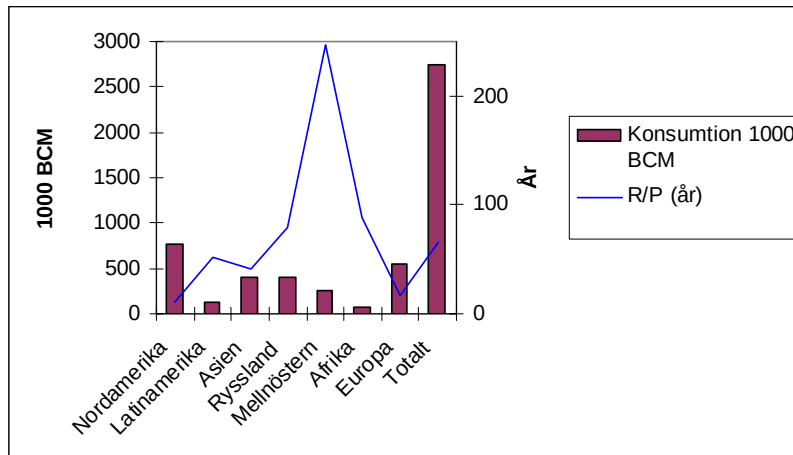
Det antas finnas stora mängder kolväten på extrema havsdjup och i arktiska farvatten. Det är betydligt oklarare över hur dessa fördelas dels mellan gas resp. olja, dels mellan olika länders ekonomiska havszoner¹¹. Dessa tillgångar är redan föremål för vad som kan kallas lågintensiva konflikter mellan berörda strandstater. Konflikterna kan komma att eskalera om fortsatta undersökningar av havsbottenarna påvisar stora utvinnbara tillgångar.

Den regionala användningen av naturgas är också ojämn. Nordamerika står ensam för mer än 25 % av världens samlade förbrukning. EU är näst störst med en andel på drygt 15 %, obetydligt större än Ryssland och Asien.

Genom att dividera de säkra reserverna (R) med den aktuella utvinningen (P) ges ett grovt mått på uthålligheten. I diagrammet nedan framgår vilken betydelse Ryssland och Mellanöstern har för den långsiktiga försörjningen med gas.

¹¹ Den brittiskt baserade konsultfirman Wood Mackenzie uppskattar enligt Oil & Gas Journal, december 2006, att det arktiska området innehåller avsevärt mindre mängder olja men i stället mer gas än i tidigare uppskattningar. Det gäller framförallt inom den zon som oomstritt tillhör Ryssland, men även i farvattnen utanför Alaska och Grönland. Även den norska delen av Barents hav bedöms innehålla stora mängder utvinnbar naturgas.

Figur 3 Utvinning och användning av naturgas samt tillgången



Källa: BP Statistical Review of World Energy 2007

6.2 Gas är politik

All exploatering och användning av naturresurser blir med nödvändighet en politisk fråga. Normalt är det kommersiella krafter som driver fram behovet av politiska ställningstaganden och regleringar. Men när det gäller naturgas har det ofta varit tvärtom. Det är politiska överväganden som drivit fram den kommersiella utvinningen och användningen av gas. I några stora gasländer, t.ex. f.d. Sovjetunionen, fanns inga kommersiella krafter som kunde driva fram naturgasen. I många andra länder, t.ex. Algeriet var naturgastillgångarna redan från början en statlig resurs som exploaterades av det statliga företaget Sonatrach¹².

Huvudanledningen varför det är staten som driver på utvinningen och kommersialiseringen av befintliga naturgasfyndigheter och inte privata intressen hänger samman med risken. Andelen fasta kostnader i ett gasprojekt är mycket hög samtidigt som marknadens storlek och tillväxt är oklar. Risken är för stor för att på spekulation börja bygga upp en marknad. Det är först när marknaden är etablerad och det finns fasta och långsiktiga spelregler som ett kommersiellt företag kan ta risken att på egen hand investera i en utbyggnad. Detta är huvudorsaken till att marknaden som regel först byggs upp nationellt innan gasen marknadsförs på exportmarknaden. Undantag finns, t.ex. Norge. Den norska gasindustrin byggdes för export.

Förhållandet är likartat för möjligheten att importera gas. Leverantörens grundkrav för att leverera gas är att köparen långsiktigt kontrakterar tillräckligt stora volymer till ett pris som möjliggör en finansiering av investeringarna i infrastrukturen. Det finns ingen enskild slutanvändare som har så stora behov att denne för egen del kan förbruka den volym som krävs för att investeringen skall

¹² När olja och gas upptäcktes i Algeriet och när de första besluten fattades om att exploatera dessa var Algeriet fortfarande en del av Frankrike. Det var självklart att franska bolag skulle exploatera och marknadsföra tillgångarna. Under planeringsprocessen blev Algeriet självständigt och de franska bolagen tvingades lämna Algeriet.

bli lönsam. Därför krävs en mellanhand (t.ex. ett energiföretag) som kontrakterar den nödvändiga gasvolymen och ofta även investerar i den infrastruktur som krävs för distribution av gasen. Mellanhanden måste finna köpare till gasen. Men inte heller mellanhanden har den ekonomiska styrkan för att långsiktigt garantera att kontrakten kan fullföljas. Mellanhanden måste också få garantier att säljaren fullföljer sina åtaganden och levererar kontrakterade volymer till överenskomna villkor. Detta är naturligtvis särskilt viktigt vid exportaffärer. Mot den bakgrunden är statlig medverkan ofta nödvändig för att få till stånd affären.

Detta medför en ytterligare komplikation. De kommersiella aktörerna bedömer den kommersiella lönsamheten i affären och tar hänsyn till den politiska stabiliteten i motpartens hemland. Men regeringarna som skall garantera avtalet, både säljarens och köparens regering, har betydligt bredare ansvarsområden.

Det finns en inbyggd motsättning mellan regeringens syn på utvinning av råvaror och de kommersiella företagens intressen. Ett kommersiellt företag vill utvinna så mycket resurser som möjligt under så kort tid som möjligt för att maximera sin vinst. Regeringen vill ha en så stor och jämn vinst under så lång tid som möjligt. Ofta, men förvisso inte alltid, innebär det att regeringen vill dämpa expansionstakten. Men regeringen kan även göra en annan bedömning av marknaden än vad företaget gör. De kan t.ex. vara av den åsikten att gasen skall användas för att täcka egna inhemska behov. Slutligen kan regeringen underkänna företagets bedömning av lönsamheten i avtalet och/eller företagets bedömning av de långsiktiga politiska och ekonomiska konsekvenserna.

Köparlandets regering kommer att tillföra andra värderingar än de rent kommersiella. Den kan också underkänna lönsamhetsbedömningen. Bedömning av leveranssäkerheten kan skilja sig åt mellan regeringen och de kommersiella aktörerna och slutligen är det inte ovanligt att kontrakten villkoras med motköpsaffärer (mer ovanligt i Europa).

Den grundläggande frågan är naturligtvis om det finns ett politiskt intresse att över huvud taget introducera gas i det nationella energisystemet. Regeringen kan i denna fundamentala fråga göra en annan bedömning än näringslivet. En komplikation för alla köparregeringar är gasens kostnadsstruktur. Eftersom den dominerande kostnaden för gas är fast innebär det att när infrastrukturen väl är på plats är marginalkostnaden nära nog 0. Detta innebär att gasen får en stark konkurrenssituation visavi de konkurrerande alternativen. Utan kraftiga styrmedel är den närmast omöjlig att konkurrera med för ett nytillkommande energislag. Infrastrukturen har dessutom en mycket lång livslängd oavsett om det är den ekonomiska eller tekniska livslängden som avses.

När den grundläggande infrastrukturen finns på plats och kontrakterade volymer är sålda finns möjligheter för aktörerna att på egen hand expandera verksamheten utan statliga garantier. Men avtal om gasleveranser från länder med statligt ägda bolag, t.ex. Ryssland med Gazprom och Algeriet med Sonatrach eller Qatar med Qatargas, är trots det knappast genomförbara utan en statlig medverkan mellan säljar- och köparlandet.

Leverantören av gas har en stark ställning när infrastrukturen är klar. Å ena sidan kan leverantören skruva upp priserna till mycket höga nivåer om alternativ saknas för köparen. Men å den andra sidan kan leverantören också sälja gas till priser som ingen annan energi kan konkurrera med. Detta gäller givetvis även för inhemska säljare gentemot sina kunder.

Samtidigt skall sägas att det saknas tydliga exempel på att exportörer eller inhemska leverantörer har missbrukat denna situation, även om det finns exempel som visar att sådant agerande är möjligt. Dåvarande SwedeGas AB togs över av Vattenfall som direktavskrev bolagets investeringar i det svenska stamnätet, därmed minskade företagets kostnader vilket medförde att bolaget kunde erbjuda lägre gaspriser till sina kunder. I samband med den brittiska avregleringen av gasmarknaden, delades British Gas Corporation i två bolag, British gas och Centrica. Det ena bolaget hade som enda tillgång leveranskontrakt med de bolag som opererade gasfälten på Nordsjön. Det andra bolaget ägde infrastrukturen i form av gasledningar samt kontrakten med inhemska kunder. Genom att hota med konkurs om inte oljebolagen sänkte sina priser tvingade bolaget fram en omförhandling av kontrakten.

Inget av dessa fall är ett tydligt exempel på marknadsmissbruk eller prisdumping. För både SwedeGas AB och British gas gällde att priset på den gas de köpte var för hög både med gällande marknadspris och med jämfört med vad marknaden tålde. Inget av bolagen kunde därför sälja gas till konkurrenskraftiga priser. För SwedeGas AB gällde att alternativpriserna till kund på både olja, gasol men även biobränsle låg på samma nivå eller lägre än vad bolaget betalade vid gränsen för importen. Samtidigt låg nya gaskontrakt runt om i Europa på avsevärt lägre nivåer. För British gas gällde att när de tvingades öppna upp sitt gasnät för konkurrens kunde nytillkomna inhemska gasleverantörer köpa in gas till betydligt lägre pris än British gas. Eftersom kontrakten var "take or pay" skulle en priskonkurrens snabbt driva företaget i konkurs.

Det finns även exempel på prisdumping från exportörerna. Särskilt före och strax efter Sovjetunionens sammanbrott sålde Gazprom stora volymer gas vid sidan av kontrakten till fördelaktiga spotpriser. Det är inget fel att sälja gas på spotmarknaden, tvärtom är det nödvändigt för att få en väl fungerande prisbildning. Gazproms motiv för gashandeln var att öka sina intäkter, men handeln fick, eftersom den var så omfattande och relativt långvarig, effekten att alla leverantörer av gas tvingades att anpassa sina priser nedåt. Även om Gazproms avsikt var att kortsiktigt öka sina intäkter bidrog agerandet till att öppna upp den hårt slutna och kontrollerade gashandeln och tvinga fram en priskonkurrens mellan leverantörerna.

Av det ovanstående följer att ett beslut om att introducera naturgas leder till långsiktiga och långtgående konsekvenser. Det handlar inte enbart om leverantörens förmåga att långsiktigt leverera naturgas, eller ett kortsiktigt ekonomiskt lönsamhetstänkande. Det handlar istället om att man för lång tid

framöver bestämmer inriktningen av energipolitiken och utformningen av energisystemen.

De länder i Europa som på 1960-talet bestämde sig för att introducera naturgas i sina energisystem gjorde främst ekonomiska överväganden. Kunde gasen ekonomiskt konkurrera med olja var det ett tillräckligt argument för gas.

På 1970-talet drevs expansionen av naturgas som energibärare dessutom av försörjningssäkerheten. För att minska sårbarheten krävdes ett billigt och rimligt hållbart nytt energislag som inte kontrollerades av OPEC¹³. Kärnkraft och naturgas sågs som likvärdiga alternativ för att minska oljeberoendet och för att öka försörjningssäkerheten. (Värderingar av vilket energislag som var mest önskvärt av de två skilde sig dock från land till land, och från tid till annan).

På 1980-talet tillkom som ytterligare argument att naturgasen var mer miljövänlig än både olja och kol.

På 1990-talet tillkom argumentet att naturgas kunde konkurrera med kol i elproduktionen och därför kunde användas som ett medel att minska koldioxidutsläppen.

Under det innevarande decenniet har medvinden för naturgas börjat vända, särskilt i Europa. Nu framhålls allt mer att naturgasen inte är långsiktigt hållbar och att försörjningssäkerheten utgör ett större problem än för andra bränslen. Samtidigt har gasens konkurrenskraft försämrats jämfört med både kol och kärnkraft.

6.3 Naturgasens politiska logik

Handeln med gas är organiserad på ett fundamentalt annat sätt än handeln med olja, trots att det i mångt och mycket är samma aktörer på båda marknaderna. Oljehandeln kom tidigt att internationaliseras och ledas av internationella oljebolag (IOC), oftast med säte i USA eller Storbritannien¹⁴. Även om konkurrensbegränsningarna är många behövs inga bindande åtaganden från en köpare för att en investering skall komma tillstånd. Bedömer bolaget att kostnaden för att utvinna oljan är lägre än framtida oljepris genomförs investeringen, och oljan, antingen i form av råolja eller som produkter, säljs till ett marknadspris.

Köparna av olja reflekterar inte särskilt mycket över om oljan kommer från en säker region eller säker leverantör. *Säkerheten ligger i den totala marknaden inte hos den enskilde leverantören eller det enskilda oljefältet.* Få länder, utanför kretsen av stormakter, har intervenerat i hur eller varifrån de lokala

¹³ Organization of Petroleum Exporting Countries. Grundades 1960 av Saudiarabien, Venezuela Kuwait, Irak och Iran med syfte att utgöra en förhandlingsmotpart till de internationella oljebolagen i prisfrågor och även för att kunna reglera utvinningen av olja.

¹⁴ Situationen har sedan kommit att förändras. De nationella bolagen kontrollerar nu mer än 80 % av råoljauproduktionen och ökar stadigt sin andel i raffineringen av olja. De internationella bolagen kontrollerar numera i praktiken enbart de sista leden i värdekedjan: raffinering, distribution och försäljning till slutkunder.

oljehandelsbolagen får sin försörjning¹⁵. Detta anses vara respektive bolags egen angelägenhet att sköta¹⁶. Undantagen är få och handlar främst om de fall där en viss regering utsätts för samordnade ekonomiska blockader, som t.ex. Irak under perioden från det första Irakkriget till invasionen 2003. På samma sätt är det få oljexporterande länder som har synpunkter på vilka länder som slutligen förbrukar oljan. I princip är det bara OPEC:s tämligen misslyckade embargo av USA, Storbritannien, Nederländerna och Danmark 1973 där oljeproducerande stater sökt styra oljeflödet från ”fientligt” till vänskapligt sinnade nationer. Oljans politiska logik har historiskt baserats på de internationella oljebolagens kontroll över de olika leden i värdekedjan och möjligheter att ersätta bortfall på en marknad genom att utnyttja överskott från en annan marknad.

När den internationella handeln med gas blev aktuell omkring 1960 fanns det inga möjligheter att organisera handeln med gas på samma sätt som handeln med olja. En avgörande skillnad mot olja är att gasen är ledningsbunden och därmed nationell eller bilateral till sin natur. Sinade leveranser kan inte ersättas genom köp från en alternativ leverantör. Inte heller en leverantör kan snabbt ersätta en marknad med en annan om försäljningsvolymen sjunker. En ytterligare skillnad är att transport av gas är mycket mer kapitalintensiv än transport av olja. Särskilt säljaren måste ha en garanti för att de långsiktiga försäljningsintäkterna täcker investeringskostnaden.

Men det är också uppenbart att få regeringar vill tillåta oljebolagen att kontrollera gasens hela värdekedja.

6.4 Den politiska grunden

Inspirationen och många av grunderna till dagens handel med gas hämtades från tidigare erfarenheter inom andra områden.

Industrialismen hade gjort energi till en handelsvara. En någorlunda säker och kontinuerlig försörjning med energi var en bland flera nödvändiga förutsättningar. Men ur politisk synpunkt kunde försörjningssäkerheten som regel lösas genom en relativt enkel reglering, någon sammanhållen övergripande energipolitik behövdes inte. Det var först i slutet av 1800-talet som behoven av en mer omfattande reglering och en mer sammanhållen politik behövdes. Kraven drevs från två håll dels av den begynnande elektrifieringen och dels av militärteknologin.

Elektrifieringen krävde storskaliga infrastrukturinvesteringar som knappast kunde genomföras utan statlig inblandning i form av ett regelverk som juridiskt löste olika problem och som möjliggjorde finansiering av nödvändiga investeringar. En

¹⁵ När de har gjort detta så har sällan försörjningssäkerheten utgjort något motiv. Däremot har ett antal länder i FN:s regi infört sanktioner och bojkotter av länder. Något oljexporterande land har aldrig bojkottats, med undantag för Irak i perioden mellan de två Gulfkrigen. Däremot har utfärdats embargon i syfte att försvåra för vissa länder t.ex. Iran och tidigare Libyen att exploatera sina olje- och gastillgångar. Under 1970- och 80-talen förekom liknande sanktioner mot Ryssland för att minska deras export av naturgas till Europa.

¹⁶ I det här sammanhanget bortses från den ”peace- keeping mission” som USA självantagit sig sedan andra världskriget för att garantera oljeflödet.

någorlunda heltäckande, rationell och ekonomisk bärkraftig elförsörjning krävde att både producenternas och de tänkta konsumenternas intressen tillvaratogs genom regleringar. Det reglerade monopolet blev lösningen.

Från sjömilitärt håll insåg man tidigt de stora fördelar som kunde uppnås om koleldning övergavs till förmån för oljeeldning. Vid en given storlek på fartyget kunde hastighet, uthållighet, manöverförmåga och eldkraft ökas avsevärt, samtidigt som bemanningen kunde hållas nere. Men den strategiska fördelen kunde snabbt bytas i en ännu större nackdel om inte försörjningen kunde garanteras. Dåtidens militära supermakter: USA, Storbritannien och Tyskland gick olika vägar.

USA hade nära nog total hegemoni på all handel med olja vid denna tidpunkt och behövde inte bekymra sig över sin försörjningssäkerhet. Tyskland valde inledningsvis att avstå från oljans strategiska fördelar och höll fast vid kolet. Storbritannien valde medvetet att gå över från kol till olja.

För att kunna göra detta var man tvungen att på global bas säkra tillgången till olja. Försörjningssäkerheten blev en politisk fråga. För Storbritannien gällde att man måste ha garantier för att de olika flottenheterna, oavsett i vilket hav de opererade kunde försörjas med olja¹⁷.

Övergången till naturgas som energikälla från 1960-talet och framåt har baserat sig på de regleringar och de principer som utarbetades i början av förra seklet.

- Monopol i varje led sågs som en nödvändig förutsättning för att kunna finansiera och minska risktagandet vid investeringar.
- Politiskt stabila leverantörer av naturgas var en förutsättning, men även politiskt instabila leverantörer kunde accepteras om beroendet av en enskild leverantör kunde minskas genom tillförsel även från andra leverantörer och/eller genom inhemskt lagrad gas, eller om användare av gas vid behov kunde gå över till en annan energibärare.

Men monopolet måste balanseras. Lösningen blev att varje del i värdekedjan kontrollerades av ett monopol, men inget monopol fick kontrollera hela värdekedjan. Framförallt gällde det att förhindra att oljebolagen fick ett allt för stort inflytande över prissättningen. Grundtanken var trots allt att gasen skulle konkurrera med oljan om marknadsandelar.

I huvudsak är det denna logik som styrt utvecklingen. Naturgasen kräver stora investeringar. Det är först när hela investeringen är genomförd som gasen kan säljas. Finns det då ingen som vill köpa utgör projektet en totalförlust. Säljaren av gasen måste ha tillgång till en säker marknad innan investeringen kan genomföras.

¹⁷ I ett berömt tal 1911 övertygade dåvarande marinministern Winston Churchill parlamentet om att Storbritannien genom sina oljetillgångar i Sydostasien och Mellanöstern samt kontrollen över Suez, Malta och Gibraltar kunde garantera försörjningssäkerheten. ”*Security of oil lies in variety and variety alone*”.

För att hantera såväl marknads- som den politiska risken infördes långa gaskontrakt. Sådana kontrakt är på mellan 20 till 30 år, men med förhandlingspunkter där båda parter kan omförhandla och anpassa avtalet till den faktiska utvecklingen. Avtalen täcker vilka maxi- och minivolymer köparen respektive säljaren är skyldiga att leverera respektive ta emot.

Ett tjugo- till trettioårskontrakt är tillräckligt för att det skall vara möjligt att skriva av de investeringar i ledningssystem mm. som både köparlandet och säljarlandet är tvingade att genomföra. Men det är först när kontraktet löpt ut som investeringen blir riktigt lönsam. Då är investeringen avskriven, visserligen ökar kostnaderna för underhåll, men i praktiken är marginalkostnaden för att transportera gas nära nog negligerbar. Vinsterna för båda parter att förlänga kontrakten är därmed stora. Alternativet att finna nya köpare och säljare och därmed investera i ett nytt transmissionssystem ter sig minst sagt dumt.

Även politiskt instabila leverantörer har ett mycket starkt ekonomiskt incitament att fortsätta sina leveranser.

Här har vi grundstenarna i naturgasens politik. *Säkerheten ligger inte i marknaden utan i det ömsesidiga beroendet.* Båda parter ställer stora ekonomiska värden på spel genom att bryta en etablerad relation.

Det var utifrån denna logik Natomedlemmar i Europa kunde skriva avtal om gasleveranser med ärkefienden Sovjetunionen.

6.5 Försörjningssäkerheten - drivkraft och riskfaktor

De stora satsningarna på naturgas som inleddes i USA och Sovjetunionen omkring 1950 och sedan i Europa och Asien under 1960- och 70-talen drevs i varierande grad av försörjningssäkerhet och av ekonomiska överväganden. För Europa och Japan handlade det om att diversifiera energitillförseln och finna ett ekonomiskt alternativ till oljan. 1960 täckte t.ex. Japan 95 % av sitt energibehov genom import. År 2004 hade den siffran sjunkit till 76 %, trots att energianvändningen totalt ökade från knappt 1000 TWh till drygt 6000 TWh. Andelen gas i det Japanska systemet var 1968 1 %, år 2004 har den ökat till 14 % samtidigt som andelen olja har minskat från 65 till 48 %.

För länder med stora gastillgångar: Sovjetunionen (numera Ryssland), Algeriet och även Nederländerna och sedermera Storbritannien och Norge handlade det om att kommersialisera och utnyttja de stora inhemska energitillgångar som upptäckts.

Men även om gasen representerade en möjlighet att diversifiera energimixen och minska importberoendet av olja skapade naturgasimport samtidigt nya problem. Oavsett om importländerna satsade på gas genom rörledning eller LNG uppstod ett nytt beroendeförhållande. En ledning går mellan två punkter, i princip gällde och gäller delvis fortfarande samma sak för LNG. Avbryts leveranserna upphör

försörjningen. Detta beroendeförhållande blev i hög grad en fråga om försörjningssäkerhet. När framförallt Västtyskland planerade öka importen av sovjetisk naturgas under 1970-talet framfördes säkerhetspolitiska invändningar från NATO. Dessa invändningar ledde fram till en överenskommelse inom NATO att begränsa importen av Sovjetisk naturgas till högst 30 %.

Liknande resonemang fördes när frågan om naturgasutbyggnad i Sverige aktualiserades. Den svenska alliansfriheten blev ett argument mot en naturgaslösning. En ensidig import av gas från Sovjetunionen eller Norge/Danmark skulle kunna äventyra alliansfrihetens trovärdighet och möjliggöra en säkerhetspolitisk utpressning i ett skärpt säkerhetspolitiskt läge. En säker försörjning med gas ansågs därför ställa krav på två helst tre separata tillförselsystem, ett från Sovjetunionen och ett från Norge och/eller Danmark.

Försörjningssäkerhet handlar inte enbart om tillförselsäkerhet. Det handlar i minst lika hög grad om efterfrågesäkerhet. Kostnaden för att bygga stora transmissionssystem är enorma. Ett gassystem har låga rörliga kostnader men höga fasta kostnader. För att en investering skall komma tillstånd måste därför både köpare och säljare vara inställda på en långvarigt och stabilt förhållande.

Litar inte köparen på att leverantören långsiktigt vill eller förmår infria sina åtaganden och därför vidtar långtgående åtgärder för att säkra sin försörjning i händelse av ett bortfall skapas en motsvarande osäkerhet hos leverantören. Leverantörens intresse av att investera i utvinning och transportsystem påverkas av om kunden senare kan tänkas avstå från eller minska sina inköp. En överdriven misstro från den ena eller andra parten som resulterar i allt för långtgående skyddsåtgärder kan därför eskalera till en nivå där skyddsåtgärderna i sig driver fram en försörjningskris. Det är därför relevant att även tala om efterfrågesäkerhet när det gäller gas.

6.5.1 Risker

Grovt indelat finns tre typer av risker: teknisk risk, marknadsrisk och politisk risk. I kapitel 16 görs en mer fullständig genomgång över dessa risker ur ett europeiskt perspektiv, här görs en mycket kortfattat teoretisk genomgång av riskerna.

De tekniska riskerna består av haverier som innebär avbrott i leveranserna. Eftersom naturgasen levereras från punkt till punkt, finns en begränsad förmåga att kompensera ett bortfall genom att öka leveranserna från andra delar av systemet¹⁸. Dubblerade tillförselsystem begränsar effekterna av en störning men kan sällan kompensera för ett bortfall. Gaslager är ett sätt att hantera störningar, men kostnaden för gaslager gör att uthålligheten med en sådan lösning blir låg. Avbrytbarhet, där vissa förbrukare kan kopplas bort och dessa övergår till ett alternativt bränsle, är en annan metod. Kortvariga och tillfälliga störningar hanteras genom ”line pack”, dvs. den gas som finns kvar i rörledningssystemet

¹⁸ Så som pekades på i kapitel 5 är LNG, åtminstone under överskådlig tid, i huvudsak en punkt till punktleverans.

komprimeras för att kunna upprätthålla trycket i ledningssystemet även när volymen minskar.

Marknadsrisken består av både prisrisk och volymrisk. I de tidiga avtalen hanterades dessa båda risker genom "take or pay"-kontrakt där volymerna reglerades och där alla priser indexerades. På en avreglerad marknad skall priset bestämmas av utbud och efterfrågan i konkurrens. Aktörerna kan sedan använda olika finansiella kontrakt för att försäkra sig både mot pris- och mot volymrisken (finansiell hedging). De finansiella instrumenten är dock ännu inte särskilt välutvecklade och därför finns de långsiktiga "take or pay"-kontrakten kvar och priserna såväl på importerad gas som på gas till slutkonsument är fortsatt oftast indexerade till oljepriset.

Den politiska risken består av olika delrisker. De politiska villkoren både i det land där gasen utvinns liksom i det land där den slutligen förbrukas, men även i länder som gasen eventuellt transiteras genom, kan komma att ändras. För att minska dessa risker är det vanligt att importavtalen bekräftas genom ett avtal på statsmaktsnivå.

DEL III – SAMHÄLLSOMVANDLINGEN

7 Gasindustrins framväxt

7.1 Drivkrafterna

Under lång tid sågs naturgas som ett ont inslag i oljeutvinningen. Varje nytt fält som undersöktes kunde antingen vara torrt, dvs. det fanns ingen utvinnbar olja, eller omturen var framme fanns olja i tillräckligt stora mängder för att möjliggöra exploatering. I många fall innehöll fälten en blandning av olja och gas. De rena gasfälten skrevs av som en totalförlust eftersom gasen saknade kommersiellt värde. I blandade fält, d.v.s. fält där olja och gas förekom samtidigt betraktades gasen som en hanterbar men fördyrande komplikation. Denna gas kallas för associerad. Den normala proceduren var att samla in och avleda gasen varefter den antändes (facklades av). Detta är fortfarande ett standardförfarande i många länder i Mellanöstern och i Afrika. Ganska snart utvecklades en teknik för att återinföra gasen i oljefältet för att upprätthålla trycket och utvinna mer olja.

I framförallt Tyskland, Italien, Frankrike och Österrike utnyttjades små naturliga gasfyndigheter främst för lokal uppvärmning i vart fall från sekelskiftet 1900. Redan i slutet av 1800-talet började begränsade mängder naturgas från olika oljefält att användas i USA. I första hand för intern användning på platsen. Några oljebolag försökte även marknadsföra naturgas som en ersättning till stadsgas. Gasen fördes i rörledning och med atmosfärsikt tryck till närmaste större tätort. Men gasens låga energiinnehåll och därmed behovet av mycket stora gasledningar utgjorde en hämsko. Det var först efter andra världskriget som gasen på allvar började kommersialiseras. Dåvarande Sovjetunionen och USA blev de ledande aktörerna.

7.1.1 USA

I USA bedrevs efter andra världskriget en energipolitik syftade till att begränsa användningen av olja och att ersätta denna med andra energiformer. Bakgrunden var att den inhemska oljeutvinningen på sikt skulle bli otillräcklig och att USA skulle övergå från att vara exportör till att bli importör.

Förstahandsalternativet var emellertid inte naturgas utan syntetisk olja baserad på kol som råvara. Men de tekniska svårigheterna och framförallt de höga kostnaderna tvingade fram en nedläggning av detta projekt. En kommersialisering av de stora tillgångarna av naturgas blev i stället huvudspåret. Naturgas skulle ersätta olja inom industrin, i elproduktionen och i bostadsuppvärmningen.

Problemet med naturgas var inte kostnaden för gasen, i ett associerat fält är såväl den kortsiktiga som långsiktiga marginalkostnaden i praktiken 0. Alla investerings- och driftskostnader belastar oljeutvinningen.

Svårigheten var transporten. Transport av större mängder gas över längre avstånd var länge ett problem. I början sändes gasen med självtryck i rörledningar. Kapaciteten blir allt för begränsad om gasen skall användas mer storskaligt med tryckfall som följd. Lösningen var att komprimera gasen och sända den med högt tryck, men detta ställde inte bara krav på kompressorer utan även på att stålrören tålde höga tryck samt att ledningarna kunde hopfogas utan risk för läckage. Inte bara de teknologiska hindren var stora utan de investeringsmässiga riskerna var höga. En gasledning är bokstavligen en "sunk cost" när den väl har byggts. Den har inget annat alternativt värde än skrotvärdet samtidigt som skrotningskostnaden ofta är högre än själva skrotvärdet.

De första amerikanska högtrycksledningarna (1947) för att transportera gas var konverterade oljeledningar som byggts under andra världskriget för att pumpa olja från Texas till Östkusten. Genom att utgå från befintliga och avskrivna ledningar blev transportkostnaden tillräcklig låg för att gasen skulle kunna konkurrera med olja och kol.

7.1.2 Sovjetunionen

I Sovjetunionen hade man i västra Sibirien redan under 1930-talet upptäckt de väldiga gasfälten Urengoy och Yamburg, senare följt av Sapolyaroye och Yamal. Det finns uppgifter om att gas utvanns och användes regionalt i Sibirien redan före andra världskriget. I samband med det tyska anfallet mot Sovjetunionen, som innebar att Moskva vintern 1941 riskerade att bli omringat, inleddes det första systematiska försöket att storskaligt transportera gas. Inför utsikten av en långvarig belägring ordnades en alternativ försörjning av Moskva där kol kunde ersättas med naturgas. En över 80 mil lång rörledning stod klar 1945. Då var hotet undanröjt och rörledningen fick inte den förväntade betydelsen. Men redan i slutet av 1940-talet hade gassystemet expanderat på ett sätt som innebar att Sovjetunionen kunde exportera gas till Polen. Denna gas kom dock inte från Sibirien utan från Centralasien. Det var först på 1950- och 60-talen som gasfälten i västra Sibirien byggdes ut.

Den första expansionsvågen baserades på den associerade gasen i oljefälten i Centralasien. Dessa låg närmare befolkningscentra och krävde inte lika massiva investeringar. 1968 öppnades den första exportledningen från Sibirien till Europa. Denna ledning försåg Tjeckoslovakien och Österrike med gas. Redan 1973 började gasexporten till Tyskland. Utbyggnaden av de Sibiriska gasfälten har ofta beskrivits som Sovjetstatens sista stora projekt. Tanken var att förse rysk industri och de ryska städerna med billig energi som skulle lyfta inte bara industrin utan även höja levnadsstandarden bland befolkningen men framförallt ge utrymme för en ökad rysk oljeexport.

Under perioden från 1965 fram till Sovjetunionens upplösning 1991 trefaldigades den ryska oljeexporten. Nästan 75 % av oljeproduktionen såldes på export till länder utanför Comecon (Det östeuropeiska områdets motsvarighet till EG/EFTA). Det var möjligheten att öka oljeexporten som drev fram gasen. Exporten av gas till Västeuropa blev ironiskt nog en följeffekt av att

Sovjetunionen och Comecon-länderna inte kunde producera tillräckligt mycket stålrör.

Utbyggnaden kunde inte komma tillstånd utan import av stål och stålrör. I ett första varv anslöts därför Östeuropa, mot att de betalade för gasen genom att leverera stålrör. Men inte heller Östeuropa kunde leverera tillräckligt mycket med stålrör för att Sovjetunionen skulle kunna bygga ut ett heltäckande gasnät.

Bristen på stålrör ledde därför fram till import från västtyska stålproducenter. Eftersom den europeiska stålindustrin led av överkapacitet hade stålindustrin inga svårigheter att gå med på ett ”barter”-arrangemang som gick ut på att få billig rysk gas i stället för stål. Gasen kunde användas direkt i industrin eller omvandlas till el.

Det finns ytterligare en politisk vinkling på den Sovjetiska gaspolitiken, som kan vara värd att erinra om. Under en ganska lång tid var Sovjetunionen nettoimportör av gas. Som tidigare framhållits började utbyggnaden i Centralasien och inte i Sibirien. Innan de Sibiriska gasfälten anslöts ingick Sovjetunionen ett avtal med Iran. Sovjetunionen skulle bygga ett stort stålverk och i utbyte få Iransk gas. För Sovjetunionen var det en affär som inte bara innebar att man säkrade tillförseln av gas i Centralasien utan också skaffade politiskt inflytande i Iran, som på den tiden var nära allierat med USA¹⁹. Den första gasledningen var färdig 1970 och levererade 10 Bcm. Totalt kontrakterades 16 Bcm Iransk gas, varav 14 Bcm var avsedd att transiteras till Tyskland, Frankrike, Tjeckoslovakien och Österrike. Men revolutionen i Iran 1979 och den ryska invasionen av Afghanistan samma år innebar att utbyggnaden kom av sig och även att befintliga leveranser upphörde. De återupptogs dock under en kort period på 1990-talet.

7.1.3 Europa

I Europa förekom, som redan beskrivits, en viss gasutvinning. Men den moderna europeiska gasindustrin började först i och med upptäckten av gasen i Groningen utanför Nederländernas kust 1959. Groningen var det första och också det största gasfältet utanför Sovjetunionen som exploaterades på sina egna meriter. Enligt rådande uppfattningar skulle ett sådant fält inte exploateras. Där fanns ingen olja som kunde bära investerings- och driftskostnaderna. Men fälten låg på grunt vatten nära de mest tätbefolkade delarna av Europa. Nederländerna förfogade inte heller över några andra inhemska energitillgångar. Gasen kunde marknadsföras till konkurrenskraftiga priser jämfört med såväl kol som olja.

Groningen blev startskottet för exploateringen av den övriga Nordsjön. Samtidigt ville Sovjetunionen, i öster, exportera gas, och i söder fanns Algeriet som en betydande naturgasleverantör.

¹⁹ Detta är antagligen det enda exemplet där Sovjet aktivt utmanade USA och dess hegemoni inom oljeindustrin. Anledningen att det lyckades var oljebolagens ointresse av att exploatera den iranska gasen, samtidigt som avtalet med Ryssland, åtminstone ur Shahens synpunkt, avsåg att stärka hans inhemska ställning och visa ett oberoende av USA.

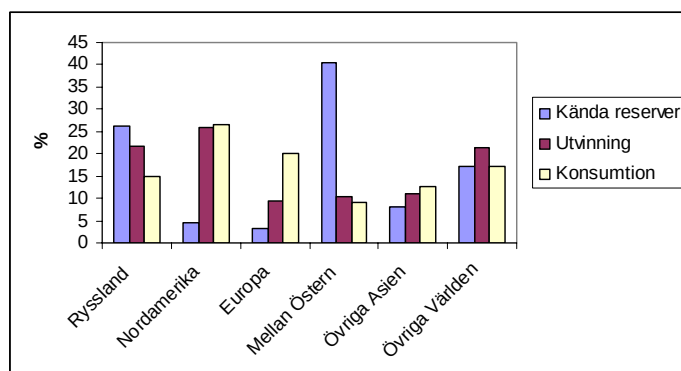
Utbyggnaden i Europa kom senare än i USA och Sovjetunionen. Men de avgörande besluten fattades, kontrakten skrevs och de första investeringarna genomfördes redan under 1960-talet, således innan 1970-talets oljekriser påverkade energisystemen.

7.2 Den ryska dominansen

De tre stora konsumentområdena för naturgas är Nordamerika, Europa²⁰ samt Ryssland. Nordamerika förbrukar 27 % av all naturgas och var fram till 1970-talet självförsörjande. Sedan dess har USA varit nettoimportör. Europa har en andel på 20 %, men svarar bara för drygt 11 % av utvinningen, vilket gör Europa till världens största nettoimportör av gas. Hälften av den internationella handeln är med Europa. Nästan en tredjedel av den internationellt handlade gasen kommer från Ryssland. Ryssland är det näst största konsumentlandet med en andel om 15 % av världskonsumtionen, men står för 22 % av världsproduktionen, vilket gör Ryssland till världens största nettoexportör av naturgas. Mer än 20 % av all naturgas i den internationella handeln kommer från Ryssland. Givet den ryska kontrollen över övriga f.d. Sovjetrepublikers export av gas är den faktiska ryska dominansen i världshandeln större, nästan 1/3. Europa är den största marknaden för Ryssland och mer än 80 % av exporten går till Europa, övrig handel är mellan olika f.d. Sovjetrepubliker.

Den totala utvinningen av gas uppgick 2006 till nästan 3000 Bcm, ca 33 000 TWh. Huvuddelen utvinns och förbrukas nationellt, ca 30 % eller 1000 Bcm (10 000 TWh) handlas internationellt. Den internationella handeln med gas har i volym ökat 14 gånger sedan 1971. Konsumtionen har under samma tid trefaldigats. Andelen gas i internationell handel är ungefär lika stor som andelen kol, däremot bara hälften så stor som andelen olja.

Figur 4 Naturgasbalansen för olika regioner %



Källa: IEA Natural Gas information, 2007

Asien och Mellanöstern är de två återstående stora regionerna med en stor gasförbrukning, deras andelar är 13 respektive 10 %.

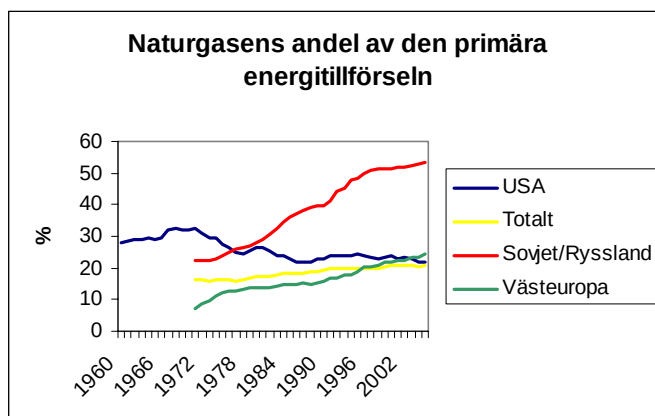
²⁰ Europa är här definierad som EU – 27 samt Norge, Schweiz, Balkanstaterna samt Turkiet.

Länderna i Mellanöstern förfogar över de långsiktigt största reserverna, mer än 40 %. Iran och Qatar har var för sig 15 % och de övriga länderna, främst Saudiarabien och Förenade arabemiraten 10 % tillsammans.

Det ligger en fara i att enbart bedöma balansens styrka utifrån relationen kända reserver och utvinning (se kapitel 4). Men relationen mellan reserver och utvinning visar dock att både Nordamerika och Europa över tiden tvingas investera alltmera i att finna och utveckla reserver för att kunna upprätthålla nuvarande utvinning och i vissa fall redan är inne i en manifest nedgångsfas. Reserverna visar också att både Ryssland och länderna i Mellan Östern kan öka sin utvinning.

Sedan 1971 har naturgasens andel av den totala energibalansen ökat från ca 16 till 22 %. Men skillnaderna mellan olika regioner är stora.

Figur 5 Naturgasens andel i den totala energitillförseln



Källa: IEA OECD Countries Energy Balances och Non OECD Countries Energy Balances

Som framgår av figuren ovan har Ryssland och övriga republiker i f.d. Sovjetunionen den största andelen gas i sina energibalanser, ca 55 %. I USA kulminerade gasanvändningen 1971 med en andel på 33 %, men har nu sjunkit ned till 23 %.

Tabell 3 Handelsflödet av gas år 2006 (Bcm)

Mottagare Leverantör	Europa	Nord-amerika	Syd- och Ostasien	Övriga Världen	Summa
Ryssland	142			30	172
Kanada		104			104
Övr. f.d. Sovjet	5			89	94
Norge	71				71
Algeriet	60	3		2	65
Nederländerna	45				45
Indonesien			36		36
Övriga	104	14	108	24	250
Summa	427	121	144	145	838

Källa: IEA Natural Gas Information, 2007

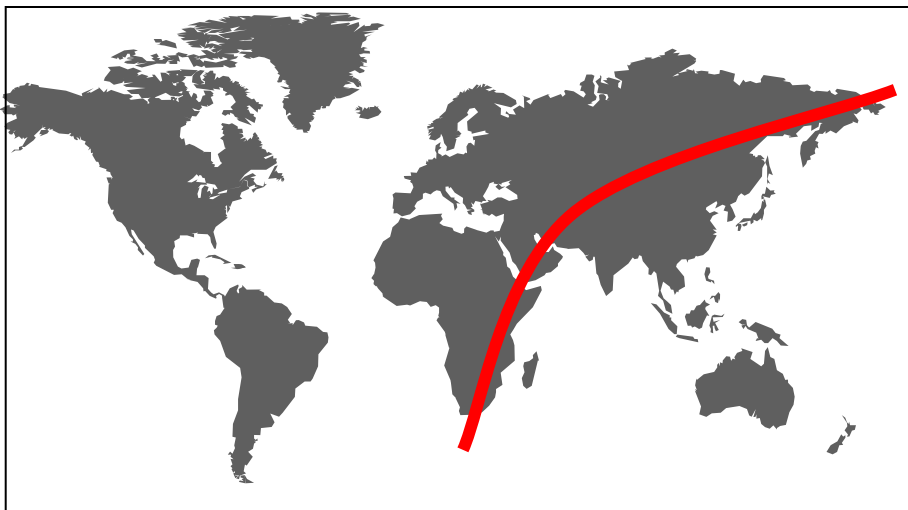
Andelen LNG i internationell handel är nu ca 24 %. Andelen ökar långsamt men stadigt. Störst är Asien med 121 Bcm, ca 1 300 TWh. Europa är näst störst med 73 Bcm, ca 800 TWh, motsvarande 17 % av regionens import av naturgas. USA importerade 18 Bcm LNG, ca 200 TWh, motsvarande 15 % av landets import av naturgas.

7.3 Handeln regionaliserades.

På samma sätt som för olja kan man tala om två handelsområden. Det ena området utgörs av länderna kring Atlanten och det andra området av länderna runt Stilla havet.

Gränslinjerna mellan dessa marknader är inte statisk. Fram till mitten av 1960-talet var all handel begränsad till den gas som kunde levereras med rörledning. Därefter har tekniken med LNG möjliggjort handel även över haven. Även om LNG kan konkurrera med rörledning är dock själva transportkostnaden tillräckligt hög för att ge fördelar för rörbunden handel inom närområdet. Det är antagligen inte ens på lång sikt försvarbart att sända LNG från Australien till Europa eller från Västafrika till Ostasien om det finns en marknad på närmare håll.

Figur 6 Atlanten och Stilla havet är två distinkta huvudmarknader



Marknaderna är fragmentiserade i delmarknader. Ryssland, Europa och Nordafrika kan ses som en marknad. Kanada, USA och Mexico är en marknad, Syd- och Ostasien en tredje och Australien en fjärde marknad. Den östligaste delen av Ryssland kommer med all säkerhet att bli en del av den Ostasiatiska marknaden.

Östra Afrikas betydelse främst (Nigeria och Angola) som exportör av naturgas kommer att öka. Dessa länder kan handla med både Europa och Nordamerika. I formell mening ingår amerikanska stillahavskusten i Stillahavsmarknaden. Men i praktiken, åtminstone ännu så länge, är den marknaden begränsad till den historiska LNG-handeln mellan Alaska och Japan.

Konkurrensen om den gas som finns i skiljelinjen mellan Atlant- och Stillahavsmarknaden, dvs. Östafrika och Mellanöstern, kommer att öka.

Framförallt Mellanöstern är den framtida stora exportören, givet områdets stora reserver. I dag går 80 % av Mellanösterns gasexport till länder i Asien. Men logistiskt är det möjligt för både Nordamerika och Europa att konkurrera om gas från området. Ryssland har potential att exportera gas både till Europa och till Asien. Sakhalin-projektet är det första steget för att öka exporten till övriga länder i Asien. Men det finns även flera gasfält i östra Sibirien som kan föra gas genom rörledning till i första hand Kina (se även kapitel 16).

7.4 Monopol och marknadsmakt bestämde priset

7.4.1 Värdekedjan

Här ges en beskrivning över värdekedjan som den såg ut före avregleringen i Europa och som den fortfarande fungerar i många länder utanför EU och USA. I kapitel 14 redovisas hur värdekedjan inom EU kom att förändras genom avregleringen.

Gasen och transporten av gasen var på den reglerade marknaden integrerade till en gemensam och oskiljbar produkt. Förenklat kan värdekedjan indelas i tre delar: utvinning, transmission och distribution. Transmissionen är i praktiken organiserad i två delar, transporten av gasen från källan till landgränsen respektive transporten av gasen inom landet till enskilda distributionsföretag. I fortsättningen avses i den här framställningen med transmission enbart transporten fram till landgränsen. Transmissionen och distribution inom landet behandlas här som en del av den inhemska handeln.

Figur 7 Gasens värdekedja (förenklat)



Utvinningen av gas

I det första ledet ligger alla kostnader förknippade med att utvinna gasen: koncessionskostnader, ev. royalty till värdlandets regering, kostnader för att finna gasen och för att samla in den, mm. I Europa och Nordamerika är det vanligast att internationella oljebolag hanterar denna del i värdekedjan. Men i många länder är det en verksamhet som är förbehållen ett nationellt oftast statligt bolag.

I många fall sker samarbete mellan ett nationellt bolag och med internationella oljebolag. Detta samarbete kan vara av två slag. I det enklaste fallet anlitas ett internationellt företag som operatör av fältet, men utan ägande och inflytande över utvinningen. Vanligare är att det internationella bolaget ingår som delägare.

Ansvar och befogenheter är i det senare fallet reglerat i ett Production Sharing Agreement (PSA)²¹.

Gasen säljs vid källan till ett transmissionsföretag som för gasen vidare till antingen hemmamarknaden eller exportmarknaden. Priset som utvinnaren får för sin gas är som regel kostnadsbaserat.

Transmissionen

Transmissionsföretaget kan vara ett helt fristående företag eller ett företag ägt av operatörerna av gasfältet, eller som i fallet Algeriet och Ryssland ett statligt helintegrerat företag som ansvarar för hela värdekedjan.

Transporten av gasen kan ske antingen i en rörledning, eller i en tank som LNG. Transmissionsföretagets kostnader består av kostnaden för inköpt gas, investeringskostnader för rörledningar och eventuella LNG-terminaler, samt drift och underhåll av dessa anordningar. På en normal marknad skulle det finnas en konkurrens mellan olika transmissionsföretag som driver ned priset på transmissionstjänsten till den långsiktiga marginalkostnaden. Lokala gaskällor skulle därmed få en avsevärd kostnadsfördel gentemot mer avlägsna. Emellertid har inte handeln byggts upp på detta sätt.

Gas, liksom el, har historiskt betraktats som naturliga monopol, givet de stora kapitalkostnaderna för ledningar. Det har därför inte setts som rationellt att bygga flera sinsemellan konkurrerande ledningar. I fallet Ryssland underlättades detta av att all gas såldes via Gazprom. Nederländerna förbehöll sig ensamrätten till all försäljning av sin gas och har därmed full kontroll över transmissionen. I Norge, där det fanns flera operatörer av gasfält samordnades verksamheten genom Gasförhandlingsutvalget (GFU), som hade ensamrätt på att sluta avtal om försäljning av gas fram till år 2001. I Storbritannien finns visserligen flera oberoende operatörer av ledningarna, men gasen fick endast landas inom landet. Fram till 1989 hade statliga British Gas Corporation (BGC) ensamrätt på all gas som fördes in i landet och kunde därmed bestämma priset.

Den traditionella handelsformen som utvecklades både för tillförsel inom Europa och för tillförsel till Europa från Sovjetunionen och senare Algeriet och Libyen byggde på långsiktiga handelsavtal. Efter det att kontraktet löpt ut fanns möjligheter att förlänga dessa. Den regelmässiga avtalsformen var "take and pay". Ett "take and pay"-kontrakt innebär att köparen är tvungen att ta emot och betala för kontrakterade leveranser. Ett "take and pay"-kontrakt öppnar för en spothandel. Kan inte mottagaren själv avsätta volymen måste den säljas vidare till andra aktörer, ofta till ett rabatterat pris.

²¹ De mest kända och allmänt diskuterade PSA- avtalen är de som tecknades mellan de internationella oljebolagen och Ryssland, t.ex. Shell och ett antal partners om utvinningen av gas på Sakhalin och byggandet av en stor LNG anläggning, samt EXXON/Mobils avtal och TNK-BP:s avtal om gasutvinning i Sibirien. I de två första fallen tvingade den ryska regeringen fram omförhandlingar hösten 2006 respektive sommaren 2007 som innebar att Gazprom övertog kontrollen över båda projekten.

Själva rörledningarna finansierades ofta gemensamt genom ett konsortium bestående av leverantören och den inhemske importören.

Priset i dessa långa kontrakt baseras inte på exportörens kostnader utan traditionellt har en "netback- prissättning" tillämpats²². Exportören utgår från slutkundernas alternativkostnad. Det första företag som systematiskt började utnyttja denna modell var holländska NAM/Gas Export. Eftersom de var de första som kommersiellt och storskaligt började exportera gas bildade de skola för både algeriska Sonatrach och det då sovjetiska Gazprom och sedermera även för det norska Gasforhandlingsutvalget (GFU) och andra exportörer av gas.

När gashandeln började var som regel tjock eldningsolja alternativet. Gas levererad till gränsen prissattes därför så att de inhemska transmissionsföretagen och distributörerna kunde sälja gas till ett pris som kunde konkurrera med den tjocka eldningsoljan. Men eftersom oljepriset är volatilt indexerades kontrakten för att kunna anpassas efter oljeprisets variationer. Inledningsvis, fram till den första oljeprischocken, bestod index till 95 % av priset för tjock eldningsolja och resten av inflationsutvecklingen.

Oljekriserna medförde en nedgång i tjockoljeanvändningen och tjockoljans bana mot att bli en överskottsprodukt inleddes. Raffinaderimarginalerna sjönk och sedan mitten av 1970- talet har indexeringen i gaskontrakt efterhand justerats. Den kvalitet av olja som i Sverige går under namnet villaeldningsolja (eller EO1, internationell benämning gasoil) har fått en ökad tyngd i indexeringen. Men i stort sett följer gaskontrakten till Europa fortfarande samma mall som lades fast av NAM/Gas Export i början av 1960-talet.

Kontraktens bas handlade om volymer. I kontrakten stipuleras hur mycket och när gasen skall levereras. "Take or pay" blev standard²³. Anledningen är enkel. Priset skall täcka kapitalkostnaden för rörledningen. Ju mer gas som levereras desto lägre blir styckkostnaden. Om köparen av gasen, för att förhandla ner styckkostnaden, kontrakterar en mycket stor volym och sedan avstår från att lyfta denna ligger hela risken hos säljaren. I kontrakten finns ofta inlagda särskilda förhandlingsventiler där både volymer och priser kan omförhandlas och anpassas till den faktiska utvecklingen. Om en köpare har kontrakterat allt för mycket gas finns på kort sikt ingen annan möjlighet för köparen än att försöka sälja gasen vidare. I de tidiga "take and pay"- kontrakten fanns ofta klausuler som förbjöd sådan vidareförsäljning av gas. Men i praktiken var detta omöjligt att upprätthålla. Därför växte det fram en spothandel där olika gasföretag kan handla sig i balans. I mångt och mycket har denna marknad fungerat ungefär som det utbyte av tillfällig

²² Det finns tre olika sätt att beräkna gaspriset. Det första utgår från kostnaderna för att faktiskt transportera gasen. Det finns inga indikationer på att denna modell någonsin använts i Europa. Den andra modellen är att direkt koppla gaspriset till oljepriset, antingen råolja eller oljeprodukter. Algeriet försökte tillämpa denna modell under 1980 talet, men fick ge upp. Den tredje modellen är en netback-prissättning utgående från alternativkostnaden på den tänkta marknaden, oftast olja.

²³ Skillnaden mellan ett "take and pay"- och ett "take or pay"-kontrakt är att i ett "take and pay" -kontrakt är mottagaren skyldig att ta emot all kontrakterad gas. I ett "take or pay"-kontrakt är mottagaren skyldig att betala för all kontrakterad gas men är inte skyldig att dessutom ta emot den.

kraft som fanns i Sverige före avregleringen av elmarknaden. Det vill säga en handel mellan monopolister, som kan minimera sina förluster eller maximera sina vinster, utan att detta får prisgenomslag i nästa led. Spothandeln har över tiden ökat. Inte minst i samband med Sovjetunionens sammanbrott när Gazprom utnyttjade all överskottskapacitet i det ryska tillförselsystemet och sålde stora mängder gas till låga spotpriser utanför de etablerade kontrakten.

För att bli effektiv förutsatte den tillämpade formen av netback- prissättningen att handeln över gränserna var begränsad. Olika importländer har olika inhemska kostnader. Tätbefolkade länder med en stor industriell bas kan förbruka mer naturgas per kilometer inhemsk ledning än glesbefolkade länder med en mindre industriell bas. Olikheter i skattesystemens utformning får också inverkan. I två närliggande länder med stora skillnader i priset på den importerade gasen öppnas en möjlighet till arbitragehandel. Länder med ett lägre gaspris kan återexportera en del av sin gas till grannländer med ett högre pris (detta är en del i konflikten mellan Ryssland och Ukraina). Tillförselsystemen byggdes därför medvetet på ett sätt som skulle försvåra gränsöverskridande handel.

De olika nationella systemen i Europa har efterhand byggts samman. Även om det finns flaskhalsar kan i stort sett alla länder i Västeuropa, med några undantag, utbyta gas med varandra. Teoretiskt kan mer än 80 % av den totala marknaden handla över gränserna. Därmed har också skillnaderna i pris mellan länderna minskat.

Distributionen

Det sista ledet i värdekedjan består av distributionen och försäljningen till slutkunderna. Utgångspunkten är given, gasen måste säljas till ett pris som är konkurrenskraftigt med alternativen. Ett naturgassystem har många likheter med ett elsystem. Gasförbrukningen varierar kraftigt över tiden, med ungefär samma mönster som hos elförbrukarna. Dagtid är förbrukningen större än nattetid och som regel är förbrukningen större under vinterhalvåret än under sommarhalvåret. Lönsamheten är starkt beroende av hur väl säljaren av gasen kan balansera sitt system för att nå ett så högt utnyttjande som möjligt. Den ideala kunden är en stor processindustri med en hög och jämn belastning under hela året. Men som regel finns inte tillräckligt många och stora industrikunder, utan marknaden måste breddas till att även inkludera kunder med ett varierande förbrukningsmönster.

För att klara ett högt kapacitetsutnyttjande och samtidigt kunna balansera tillgång mot efterfrågan krävs lager. I princip behövs tre lager: ett säkerhetslager, ett säsongslager och ett spetslastlager (peak load). Sommartid, när förbrukningen är lägre, fylls dessa lager och under vinterperioden utnyttjas lagren när kapaciteten i tillförselsystemet utnyttjas maximalt. Men detta är oftast inte tillräckligt, därför finns även avbrytbara kontrakt med ett antal förbrukare. De avbrytbara kontrakten kan användas under högsäsong och höglasttid för att begränsa uttaget av gas.

All handel fram till avregleringen ägde således rum i ett monopol som var förbehållet ledningsägarna. Det fanns endast en distributör av gas för varje kund. Distributören hade samtidigt enbart en leverantör för sin gas. Grundprincipen var

enkel och i princip den samma som fortfarande används på den svenska fjärrvärmemarknaden. Gamla kunder subventionerar nya kunder. Därmed kan gasföretaget prismässigt konkurrera med befintlig energi och ta marknadsandelar. När en kund väl gått över till gas gäller det att göra denna kund gasberoende. Ingen kund vill betala mer för sin gas än motsvarande kostnad för alternativet. Om kunden inte är gasberoende bestäms gaspriset ytterst av oljepriset: villaolja för mindre kunder, tjock eldningsolja för större industrier och kolpriset för en elproducent. Om kunden är gasberoende, dvs. inte kan byta till olja eller annat bränsle, kan priset däremot höjas till att även inkludera kapitalkostnaden för en investering i en alternativ försörjningskälla. (Fortfarande tillämpas denna prissättningsmodell på fjärrvärmemarknaden, den enda kvarvarande monopolmarknaden inom EU).

Distributören eftersträvar ett så jämnt och så högt utnyttjande av sitt system som möjligt. Därför utnyttjas industrin och elproduktionen som lastutjämnare, men detta kräver att de har flexibilitet och kan byta energislag. Kontrakten med stora förbrukare är därför lika komplicerade som kontrakten mellan exportören och importören. I kontrakten måste både volymer och last regleras. Stora elproducenter är den kundkategori som har enklast att anpassa sin last eftersom de oftast har flera anläggningar med olika bränslen och dessutom tvingas hålla en överkapacitet för att klara sina egna leveransåtaganden. Detta innebär att elproducenterna oftast kan köpa gas till mer fördelaktiga priser än övriga användare.

Kontrakten till användarna är också oftast indexerade mot oljepriset, även om det finns många fler alternativa utformningar av prissättningen och indexeringen beroende på individuella förutsättningar²⁴.

I denna hårt segmenterade struktur, där konkurrensen var obefintlig beslöt EG-kommissionen att införa konkurrens. Processen med avreglering har pågått i snart 10 år, men med vissa undantag fungerar fortfarande handeln i mångt och mycket efter den grundstruktur som byggdes upp i början av 1960-talet.

Visserligen har exportörernas starka ställning kontinuerligt försvagats i takt med att nya leverantörer tillkommit och de nationella gasnäten kopplats samman, men det har mycket lite med avregleringen att göra²⁵. Marginalerna har sjunkit, men själva handelsformen är kvar. De största förändringarna har skett i detaljistledet. Ett antal nya säljare som kan konkurrera om slutkundsmarknaden har etablerats. Eftersom det är fritt fram att byta leverantör kan såväl stora kunder som mindre handelsföretag numera delta i konkurrensen på spotmarknaden.

²⁴ Så har t.ex. Göteborgs Energi, enligt uppgift, ett "netback"-kontrakt där gaspriset är kopplat till elpriset. Ett sådant kontrakt minimerar, i det här fallet Göteborgs Energis, möjliga förlust, men det innebär också att den möjliga vinsten begränsas.

²⁵ Exportörernas svagare ställning från mitten av 1980-talet beror mer på att det funnits mer gas att exportera än vad det funnits köpare till. Denna situation håller nu på att ändras och vi får se mer av säljarens marknad med antagligen högre priser som resultat.

8 Naturgasen omformade Europa

8.1 Politiken och energisystemen i Europa från andra världskriget

Det är svårt att ge en heltäckande beskrivning över utvecklingen i Europa. Antalet länder är många och deras intressen och förutsättningar varierar. Förvisso skiljer sig utvecklingen kraftigt mellan vad som kom att kallas Väst- och Östeuropa. Men åtminstone för Västeuropa kan utvecklingen grovt indelas i tre faser:

- Återuppbyggnaden
- Oljekriserna
- Avreglering och globalisering.

8.1.1 Återuppbyggnaden

Återuppbyggnadsskedet som började 1945 kan sägas sträcka sig fram till första oljekrisen 1973. Ur energisynpunkt karaktäriserades denna period av stora monopol, ofta statliga, som fick ansvar för att återställa elförsörjningen och senare även för att bygga upp gasförsörjningen. I så stor utsträckning som möjligt baserades elförsörjningen på inhemsk energi: stenkol eller lignit i de länder som hade tillgång till dessa energiformer. Vattenkraften fick stor betydelse i Sverige, Norge, samt i Portugal och i alpregionen. Tidigt riktades intresset mot kärnkraften. Någon egentlig försörjningsmässig betydelse fick dock inte kärnkraften före oljekrisen. Däremot expanderade oljeanvändningen mycket kraftigt. Den explosionsartade utvecklingen av bilismen, men också oljans stora konkurrenskraft både som industribränsle och som uppvärmningsbränsle gjorde oljan till den dominerande energibäraren.

Oljan, som efter kriget i ökad utsträckning kom från Mellanöstern, kontrollerades i huvudsak av angloamerikanska företag ”de sju systrarna”. Men även nationella bolag som italienska ENI och franska CPF (Compagnie des Petroles Francaises), numera Total samt belgiska Fina, numera ingående i Total, hade en dominerande ställning på sina hemmamarknader. Oljan prissattes på ett sätt som gjorde att den fick en mycket stark ställning inte bara som drivmedel utan även för uppvärmning och som industriellt bränsle, samt som kompletterande bränsle i elproduktionen.

Varje land hade sina egna nationella energisystem. Handeln över gränser med energi var reglerad. Någon pristransparens var det inte tal om.

Tillväxten var inriktad mot en expansion av industrisektorn. Inledningsvis hade Europa en snabb ekonomisk tillväxt, åtskilligt snabbare än efter första världskriget, och USA:s ekonomiska försprång krympte för varje år. Men tillväxten stod inte riktigt så säkert som vore önskvärt. För att skydda industrin från utländsk konkurrens byggdes ett system av skyddstullar och subventioner upp. Föregångaren till EG, Kol- och stålunionen, blev på många sätt exponenten för detta tänkande. Unionen kom i anslutning till Koreakrisen att bli förespråkare av subventioner till både kol- och stålindustrin. Subventionerna av kolet är ännu

inte fullständigt avvecklade. Den europeiska stålindustrin är fortfarande överdimensionerad och i betydande utsträckning inriktad mot kvaliteter där internationella konkurrensförutsättningar saknas.

Oljekrisen kom att demonstrera, inte bara hur sårbar energiförsörjningen var, utan också att Europas internationella konkurrenskraft var låg.

8.1.2 Oljekrisen

Oljekrisen inleddes i oktober 1973. Den utlösande gnistan var Yom Kippurkriget. Egypten och Syrien anföll Israel under den judiska högtiden Yom Kippur. Krisen 1973 kom på toppen av en lång högkonjunktur som snabbt byttes i en långvarig recession. Oljekrisen sköt ny fart i samband med revolutionen i Iran 1979 och Iraks anfallskrig mot Iran. Från 1973 till 1981 ökade oljepriset från nominellt strax över 3 \$/fat till över 36 \$/fat.

OPEC som sedan 1960 förhandlat med oljebolagen om ersättning för koncessioner mm, höjde i samband med krigsutbrottet ensidigt priset på råolja med 70 % till 5,11 \$/fat, utöver de höjningar som OPEC och oljebolagen förhandlat fram under 1971 och 1972. Sedermera infördes dessutom tett formellt embargo riktat mot de stater som stödde Israel. I ett senare steg infördes även produktionsbegränsningar för att hålla oljepriset uppe. Tidigt inleddes juridiska processer för att nationalisera de utländska oljebolagens tillgångar. Embargot var främst ett psykologiskt drag. Transitering av olja över tredje land till de drabbade länderna var möjlig och genomfördes regelmässigt. Neddragningar i produktionen kom senare och hade inte till uppgift att skapa brist på olja, utan att anpassa utbudet till den sjunkande efterfrågan och därmed kunna upprätthålla prisnivån.

Som framgått tidigare hade exploateringen av olja och gas i Nordsjön redan inletts när oljekrisen startade. Stora gaskontrakt hade tecknats med Nederländerna, Algeriet och Sovjetunionen och utbygganden av infrastrukturen för såväl tillförsel som distribution var i full gång. De avgörande besluten om kärnkraftutbyggnad var också fattade. Visserligen kan hävdas att gasen och kärnkraften kom att substituera olja i stor omfattning, men (den planerade) utbygganden av gas och kärnkraft i Europa var inte en konsekvens av oljekrisen.

Det går inte heller att hävda att vare sig gasen eller kärnkraften lindrade de ekonomiska konsekvenserna av krisen mer än marginellt. De internationella gaskontrakten, först med Nederländerna och senare med Algeriet och Sovjetunionen, var relaterade till oljepriset och innehöll prisomräkningsklausuler som innebar att priset, visserligen med en viss eftersläpning, årligen anpassades till oljepriset. Ny kärnkraft, med en mycket hög kapitalkostnadsandel, är sällan konkurrenskraftig de första åren.

Både den europeiska och amerikanska ekonomin drabbades hårt av oljekrisen. Den reala tillväxten låg före oljekrisen på mellan 4 % och 6 % per år. Under åren 1974 till 1976 upplevde flera länder recessioner, något som upprepades även under perioden 1980 till 1982. I genomsnitt har den årliga tillväxten i Europa sedan dess legat på mellan 2 och 4 %. Samtidigt sköt inflationen fart, under

oljekrisen låg inflationen på mellan 10 och 15 % för OECD- Europa. Det var först omkring 1990 som inflationen på nytt sjönk under 5 %. Under samma period ökade arbetslösheten. I t.ex. Västtyskland fyrfaldigades arbetslösheten mellan 1973 och 1975 och för de flesta länder byttes ett överskott i betalningsbalansen till ett underskott.

Den traditionella Keynesianska ekonomiska politik som fördes i de flesta västeuropeiska länder fungerade inte. Enligt Keynes teorier skulle en stagnation i ekonomin stimuleras med offentliga åtgärder som ökade köpkraften. Men i den situation som uppstått stimulerades inte ekonomin med stora budgetunderskott och därmed inte heller efterfrågan, framförallt ökade inte industrins internationella konkurrenskraft. Den enda effekten var att arbetslösheten ytterligare ökade på grund av att inflationen skapade kostnadskriser. En ny ekonomisk term infördes – stagflation. En situation där recession och inflation uppträder samtidigt.

Oljepriserna nådde sin topp 1981 med 36 \$/fat. Under en tid lyckades OPEC genom produktionskvoter hålla priset uppe, men 1985 rasade det ner till 15 \$/fat. Själva oljekrisen var över. Däremot hade Europas ekonomier problem med att återhämta sig.

8.1.3 Avregleringar och globalisering

Oljekriserna drev fram en transparens och konkurrensinriktad internationell handel med energi. Detta ledde bl.a. till snabba reala prisfall på all internationellt handlad energi.

Oljekrisen kulminerade 1981, men Europas ekonomier återhämtade sig långsamt. Storbritannien var det land som råkat värst ut. Storbritanniens roll som ledande industriland var över. Detta var slutet på en process som inletts redan under första världskriget. Avkolonialiseringen innebar att Storbritannien hade förlorat sina råvaruleverantörer och säkra utlandsmarknader. Industrin var efter krigsslutet föråldrad och inriktad mot fel segment. Varvsindustrin gick förlorad, inte bara i England utan även i t.ex. Sverige. Tekoindustrin kunde inte konkurrera med låglöneländer. Den brittiska bilindustrin med små tillverkningsenheter hade en för låg produktivitet för att vare sig pris- eller kvalitetsmässigt kunna konkurrera med asiatiska massproducerade småbilar eller med tyska kvalitetsbilar.

För första gången synliggjordes, inte bara för en mindre grupp experter, hur dyr och ineffektiv energiförsörjningen var, särskilt den inhemska kolbrytningen. Storbritannien var det första landet som drog konsekvenserna av detta och påbörjade en omstrukturering av hela sin industri inklusive kolindustrin. Det långsiktiga målet för kolpolitiken var att endast de gruvor där kol kan utvinnas till internationellt konkurrenskraftiga priser skulle finnas kvar. Belgien och Frankrike har sedan följt efter och deras kolgruvor är helt avvecklade. Spanien och Tyskland liksom de flesta nya medlemsländerna i EU är inne i en process där subventionerna till olönsam kolproduktion successivt avskaffas.

Länderna hanterade det reala oljeprisfallet efter oljekriserna på olika sätt. Genomgående för de flesta var dock att tillåta konkurrens mellan olika energislag

för att därigenom ge industrin tillgång till lägre energipriser och för att öka den inhemska köpkraften. Det finns dock undantag. Sverige och även Danmark kompenserade tidigt fallande internationella energipriser med en successivt höjd beskattning. Avsikten i Sverige var dels att uppmuntra användningen av inhemsk bioenergi och att upprätthålla trycket på fortsatta energieffektiviseringar för att därigenom underlätta avvecklingen av kärnkraften. I Danmark handlade det om att ge den inhemska gasen konkurrensfördelar, för att den skulle kunna konkurrera med importerad kol och olja. Framförallt i Tyskland förhindrades konkurrens mellan inhemskt kol och naturgas i elproduktionen.

Flera länder kom att uppmuntra och stödja ny teknik. I Sverige inleddes satsningen på biobränslen. Danmark och även Tyskland kom att uppmuntra och stödja framförallt vindkraft. Frankrike satsade på en fortsatt utveckling av kärnkraften. I Storbritannien och sedermera även i Spanien kom naturgas efter 1990 att bli ett huvudbränsle i elproduktionen.

Efterhand har övriga Europa följt Storbritannien med avregleringar och konkurrensdrivna marknader. Gamla traditionella industristrukturer är under avveckling till förmån för en industri med ett högre teknikinnehåll men med lägre grad av energi- och arbetsintensitet. Tjänstesektorns andel i ekonomierna har vuxit. Frihandel och globalisering ses inte längre som självklara hot²⁶. Tvärtom skulle Europa tjäna på en mer globaliserad handel. Priserna på importerade konsumtionsvaror hålls nere och därmed ökar hushållens köpkraft och inflationen hålls nere. En avancerad högteknologisk industri med spetskompetens kan få en dominerande ställning på exportmarknaderna. Den tydligaste exponenten för detta resonemang var Lissabon-strategin år 2000.

I Lissabon – strategin sågs en ökad global konkurrens som lösningen på det europeiska tillväxtproblemet. Europeisk industri skulle konkurrera på lika villkor med andra länder. Detta förutsatte dock avregleringar som möjliggjorde fria varu- och tjänsteflöden, inklusive kapitalflöden. Den politiska inblandningen i näringspolitiken skulle minskas. Europeiskt kapital och kompetens skulle hjälpa till med återuppygganden av Östeuropa och f.d. Sovjetunionen.

Omstruktureringen av den gamla processindustrin har gått långsammare än beräknat, samtidigt som den högteknologiska industrin både i USA och i Europa fått ökat konkurrens från de asiatiska tillväxtekonomierna.

Försöken att via den s.k. Energy Chartern koppla Ryssland närmare Europa har inte lyckats. Ryssland önskar visserligen ett samarbete med Europa, men inte till priset av att ge upp kontrollen över strategiskt viktiga råvaror.

²⁶ Under de senaste årens ekonomiska kräftgång särskilt för länderna inom euro- området har det på nytt förts fram tankar på en ökad protektionism och att globaliseringens negativa effekter för sysselsättning måste undanröjas. Det är främst Frankrike som driver denna linje med framförallt Storbritannien som motståndare. Detta är ett uttryck för den splittring som funnits mellan frihandelsvänliga och protektionistiska länder i synen på internationell handel under mer än 100 år.

Samtidigt som Europa satsar på avregleringar och globalisering inte minst inom energiområdet har regionen också tagit täten för att vidta åtgärder inom klimatområdet.

Många av de avregleringar som genomförts inom energisektorn har därmed i praktiken kommit att ersättas av andra regleringar som delvis motverkar de effekter som ursprungligen eftersträvades.

På nytt har under de senaste åren av ekonomisk stagnation främst i EU:s kärnländer vuxit fram en ökad skepsis mot globalisering och frihandel, men även mot avreglering och liberalisering som sådan.

8.2 Energipolitiken är en del i övrig politik

Efter andra världskrigets slut fanns ett antal politiska och ekonomiska problem som måste lösas. De mest närliggande problemen var folkförsörjningen och sysselsättningen. Bortsett från att ekonomin, handeln och näringslivet var slagen i spillror var de återstående resurserna inriktade på att försörja krigsmakten och individens överlevnad.

Redan före krigsslutet var det uppenbart att de fyra allierade hade helt olika prioriteringar för den politiska utvecklingen.

I praktiken delades Europa i två hälfter, en delning som bestod fram till 1990. Ett Västeuropa, som i sin tur var splittrat: uppdelat på neutrala länder och länder ingående i NATO, demokratiska länder men även diktaturer som Spanien och Portugal och under en tid även Grekland. Ett Östeuropa som knöts till Sovjetunionen via COMECON och Warszawapakten.

Försvarsalliansen NATO bildades redan 1949 och Warszawapakten 1955. Men det kalla kriget hade i praktiken börjat redan under Jaltakonferensen före krigsslutet.

Ett av de problem, som sysselsatte brittiska och amerikanska politiker och ekonomer, var att återställa den fria internationella handeln. Den kom att kraftigt decimeras redan i samband med det första världskriget och krympte ytterligare i samband med börskraschen 1929 för att nästan helt upphöra under kriget.

Den redan tidigare nämnde ekonomiprofessorn John Maynard Keynes hade, på uppdrag av brittiska regeringen, utarbetat en plan för återuppbygganden av den brittiska ekonomin och framförallt den globala handeln. Detta resulterade bland annat i Bretton Woods-överenskommelsen 1944 med tillkomsten av Internationella valutafonden och Världsbanken. Den ekonomiska politiken följde i stort de teorier och rekommendationer som Keynes hade lanserat redan i fredsförhandlingarna efter 1:a världskriget och som sedan hade utvecklats ytterligare i *The General Theory of Employment, Interest and Money*.

Återuppbyggnaden och anpassningen till efterkrigsekonomin gick snabbt i Västeuropa, inte minst genom den s.k. Marshallhjälpen som organiserades vid

OECD. Men det fanns en tydlig skillnad mellan Storbritannien och de nordiska länderna jämfört med det kontinentala Europa vad gällde den långsiktiga ekonomiska politiken. Keynes idéer dominerade i den första gruppen av länder fram till och med oljekrisen under det att det kontinentala Europa mer förlitade sig på traditionell politik för att skydda sina hemmamarknader. Historiskt avspeglade denna skillnad den ännu existerande polariserade synen på frihandel. Det kontinentala Europa har varit och är fortfarande mer inriktade mot att skydda det inhemska näringslivet och den inhemska ekonomin med tullar och om nödvändigt även med subventioner.

Samtidigt togs på kontinenten de första stegen mot vad som nu är EU. Först bildades Kol- och stålunionen 1952. Tanken var att medlemsländerna, dvs. de stater som sedermera bildade EEC (numera EU), gemensamt skulle verka för att utveckla kol- och stålindustrin samt solidariskt under kriser dela resurser mellan sig. Redan Koreakriget 1951-53, och den därpå följande ekonomiska krisen visade att det långsiktiga problemet för Europa inte var brist på kol och stål utan att industrin var olönsam, överdimensionerad och utan internationell konkurrenskraft.

Längre fram, 1957, bildades EEC som en handels- och tullunion, men med målsättningen om ett framtida längre gående politiskt samarbete. De ursprungliga medlemmarna var Belgien, Frankrike, Italien, Nederländerna, Luxemburg och Västtyskland. Ett antal nationer som av politiska skäl inte ville eller kunde delta i EEC bildade 1959 frihandelsorganisationen EFTA, som enbart inriktade sig på handelsfrågor och som inte hade ett politiskt samarbete på agendan. De ursprungliga länderna i EFTA var Storbritannien, Sverige, Danmark, Norge, Portugal, Schweiz och Österrike.

EEC ville utveckla en frihandelsregion för medlemsstaterna syftande till ett närmare politiskt samarbete inom unionen. Den stora hemmamarknaden bedömdes tillräcklig för att driva den ekonomiska utvecklingen. Samtidigt skulle tullar gentemot omvärlden skydda näringslivet. Unionen skulle verka fredsbevarande eftersom de olika intressen som genom århundraden hade konkurrerat med varandra nu skulle samarbeta. EFTA var en handelspolitisk lösning som innebar att handelshinder inte bara mellan medlemmarna utan även gentemot omvärlden skulle motverkas utan att för den skulle leda till ett närmare politiskt samarbete inom handelsorganisationen.

Så småningom utvecklades EEC i en mer generell frihandelsvänlig lösning. De skyddstullar som EEC ville ha för att skydda sina hemmamarknader började avvecklas med undantag för tre områden: jordbruket, kol- och stålproduktionen. Så småningom föll även skyddet för kol- och stålindustrin. Numera är det i huvudsak enbart jordbruket som fortsatt är reglerat och skyddat. Under denna process försvagades successivt grundtanken med EFTA.

Storbritannien och Danmark valde därför tidigt att ansluta sig till EEC. Portugal, Spanien och även Grekland upptogs också som medlemmar när militärstyren ersattes av demokratiska regimer. En viktig orsak för EEC att ta in dessa nya stater var att förhindra en återgång till odemokratiska statsskick. EEC tillsköt

betydande ekonomiska resurser för att utveckla ländernas näringsliv och ekonomi. Schweiz, Sverige och Österrike, alla med hänvisning till sin neutralitetspolitik valde dock i det längsta att stå utanför EEC, liksom även Norge och Finland. Finland kunde beroende på sitt påtvingade vänskaps- och biståndsavtal med Sovjetunionen inte delta i ett europeiskt politiskt samarbete.

8.2.1 Energipolitiken

För att återuppbygga energiförsörjningen nationaliserades framförallt elindustrin - i den mån den inte hade nationaliserats redan under kriget. De nordiska länderna och Västtyskland var i stort de enda länderna i Europa som hade en privatägd elindustri innan avregleringarna sköt fart på 1990-talet.

Energiförsörjningen, inklusive elförsörjning, var en nationell angelägenhet. Handeln över gränserna var begränsad. Nationella resurser utnyttjades så långt möjligt. I huvudsak var all handel baserad på långsiktiga kontrakt. Det fanns förvisso en spothandel, men den var inte transparent och det rådde inget fritt tillträde, utan det var en clearinghandel mellan de stora nationella aktörerna. Den enda internationella energimarknaden var oljehandeln. Men i praktiken var också den handeln kontrollerad av de stora internationella oljebolagen.

Eftersom kol var det dominerande energislaget i flertalet europeiska länder byggdes elproduktionen upp baserat på kol. Länder med riktig tillgång till vatten, i huvudsak de skandinaviska länderna, Österrike och Schweiz samt Portugal, utnyttjade denna tillgång. Redan tidigt kom utbyggnaden igång med kärnkraft. Storbritannien var först och störst, redan i slutet av 1950-talet fanns över 1700 MW i drift eller under uppförande, Frankrike hade vid samma tidpunkt installerat 356 MW, Italien 280 MW, Västtyskland 15 MW och Sverige 10 MW effekt. Västtyskland fick formellt inte påbörja byggandet av kärnkraftreaktorer förrän 1955 då landet lovade att aldrig utveckla kärnvapen. Den stora utbyggnaden av kärnkraft i Europa kom igång först på 1970-talet.

De länder som inte klarade sin elproduktion med inhemska bränslen tvingades importera i första hand kol och i andra hand olja. Kålet importerades som regel via bilaterala kontrakt med ofta små, nationella kolbrytningsföretag. Naturgas var inget okänt bränsle. Den totala utvinningen år 1960 var dock mindre än 20 TWh. Störst var Österrike med nästan 9 TWh.

En konsekvens av den reglerade utrikeshandeln och ett överutnyttjande av dyra inhemska resurser blev inte bara höga priser utan också varierande priser mellan länderna.

Oljebolagen tog ut det pris som marknaden tålde. Fram till oljekrisen dominerades oljehandeln av de s.k. sju systrarna. I formell mening samarbetade inte bolagen, man kan till och med hävda att de konkurrerade. Men de tillämpade en gemensam strategi. Strategin var att behärska varje del i värdekedjan och därmed få kontroll över alla delarna från källa till slutkonsument. Vinsterna plockades ut i den verksamhet som var svårast för nationella regeringar att få insyn i och kunna

beskatta. Regelmässigt var detta i tankertrafiken. Bolagen fraktade sin olja på egna fartyg, registrerade i Panama eller något annat land som inte beskattade sådan verksamhet. Oljeprodukterna såldes till de nationella dotterbolagen till ett pris som efter påslag för distributionskostnader, skatter mm. svarade mot, eller ibland t.o.m. understeg, det nationella försäljningspriset.

Det innebar att det nationella priset inte hade någon koppling till bolagens faktiska kostnader. I ett land kunde oljan säljas till ett pris, under det att grannlandet fick betala ett annat pris. Det är därför inte helt meningsfullt att använda det officiella råoljepriset som en prisindikator för produktpriserna i enskilda europeiska länder. Det går inte heller att redovisa något gemensamt europeiskt pris på eldningsolja. Variationerna mellan länderna kunde vara betydande.

Koreakrisen visade att den europiska stålindustrin var överdimensionerad och dessutom saknade konkurrenskraft mot den amerikanska och sedermera framförallt den Japanska stålindustrin²⁷. Kol- och stålunionen införde därför omfattande subventioner för att behålla dessa strategiskt viktiga industrier. Subventionerna medförde att inte bara stålindustrin undgick en behövlig omstrukturering, samma sak gällde för kolindustrin. Det är egentligen först i slutet av 1990-talet som stålindustrin inom EU:s kärnländer har omstrukturerats. I Sverige pågick en omstrukturering kontinuerligt under hela perioden, även om det först var i samband med oljekrisen som de verkligt radikala greppen togs.

Länderna inom Kol- och stålunionen satte så höga skyddstullar att importerat stål och kol inte kunde konkurrera med inhemsk produktion. Samtidigt subventionerades olönsam export av stål. Efterhand fick nya principer utvecklas. Även USA hade en stor och olönsam stålindustri. USA införde olika sanktioner mot länder som subventionerade export till USA. Den viktigaste åtgärden för att undvika sanktioner blev ett system där stålindustrin inte behövde betala mer för inhemskt kol än för importerat kol. I huvudsak fick elproducenterna genom ännu högre kolpriser subventionera stålindustrin. Detta förbättrade tillfälligt för stålindustrin, men fick återverkningar för övrig industri och hushållen. Givet denna situation var det rimligt att elproducenterna i kolbrytande europeiska länder började söka alternativ till kol. Såväl oljan som kärnkraften utgjorde tänkbara alternativ och i början av 1960-talet tillkom även naturgas som ytterligare en möjlighet.

Naturgasens snabba expansion utgjorde ett allvarligt hot mot hela grundidén med Kol- och stålunionen och den inhemska kolindustrin. EEC fattade i början av 1980-talet ett beslut som skulle få stor inverkan på elsystemens fortsatta utveckling. Kommissionen konstaterade att tillgången på naturgas inte var outtömlig och att naturgas var ett premiumbränsle som inte fick slösas bort på genom att producera ånga för elproduktion. Ånga kan produceras av vilket bränsle

²⁷ Numera är det främst Kinesiska och Indiska stålproducenter som Europa har att konkurrera emot.

som helst. I praktiken införde EEC ett förbud mot att använda naturgas för elproduktion²⁸.

Västtyskland gick ett steg längre än kommissionen och införde den s.k. Kohlpfennigen. Varje producerad kWh belades med en avgift, som ursprungligen var ungefär 1 pfennig. Denna avgift användes för att subventionera den inhemska kolbrytningen. Innebörden var att inte heller den övriga tyska industrin behövde betala mer än det internationella kolpriset för den kol som användes. Eftersom Kohlpfennigen togs ut på all elproduktion, således även på naturgas och kärnkraftbaserad elproduktion försvagades även gasens konkurrenskraft. De befintliga gaskraftverken kunde inte konkurrera om baslasten, utan kom att användas som reservkraft, och inhemskt kol kunde fortsatt dominera i elproduktionen.

Några år innan kol- och stålunionen upphörde 2002, och EU-kommissionens beslut om att alla kolsubventioner skulle fasas ut till år 2012²⁹, avskaffade Tyskland sin Kohlpfennig och den tyska kolbrytningen är numera subventionerad direkt över statsbudgeten.

Oljekriserna fick en rad kort- och långsiktiga effekter. De riktigt långsiktiga effekterna kan vi avläsa först nu efter 30 år. Den viktigaste var att den globala ekonomin som utvecklats mycket positivt under 1960- talet fick en knäck. Den internationella handeln minskade och efterfrågan föll, samtidigt som särskilt OECD-länderna sökte stimulera ekonomin med Keynesiansk konjunkturpolitik. Dessa åtgärder fick ingen påtaglig konjunkturrell effekt, men däremot drev de fram inflation. Världen fick lära sig ett nytt begrepp stagflation, nämligen att en recession kan åtföljas av inflation. Detta ledde fram till ett nytt ekonomiskt tänkande där budgetdisciplin och inflationsbekämpning blev viktigare än konjunkturstimulerande åtgärder. Milton Friedman blev den nya ekonomiska ikonen. Hans recept var avregleringar och privatiseringar. Ju mindre aktiv roll regeringarna hade i ekonomin dess bättre. Det var bland annat utifrån detta tänkande som Margret Thatcher³⁰ privatiserade el- och kolindustrin liksom senare även oljeindustrin, telekomindustrin och flygindustrin. De nordiska länderna var först med att följa det brittiska exemplet åtföljda av Tyskland och så småningom resten av EU.

En avgörande konsekvens av oljekriserna var att den internationella oljeindustrin tappade kontrollen över oljemarknaden och den bilaterala kontraktsbundna handeln ersattes med en mer transparent OTC- och spothandel, som även kompletterades med regelmässig börshandel. För första gången blev oljans värdekedja synlig. Nationella oljebolag kunde på mer jämställda villkor konkurrera med de internationella oljebolagen. Den mer transparenta prissättningen tvingade fram en prisutjämning och mer uniforma priser mellan

²⁸ Först i slutet av 1990- talet föll motståndet mot gas. Huvudargumenten var att den tekniska utvecklingen har gjort gas miljömässigt bättre än kol och att den goda tillgången på billig gas i närområdet garanterar både säkerhet och låga priser.

²⁹ Sluttidpunkten för urfasningen av kolsubventionerna är numera satt till 2018.

³⁰ I USA genomförde ungefär samtidigt president Reagan ett liknande avregleringsprogram.

länderna. Detta fick avgörande konsekvenser för den fortsatta utvecklingen. Inte minst var det en förutsättning för att avregleringarna inom energimarknaderna skulle kunna komma till stånd.

Relationen mellan Europa och Sovjetunionen spillde även över på energiområdet. Redan i mitten av 1960- talet försökte USA bromsa handeln med gas mellan Västeuropa och Sovjetunionen, bland annat infördes ett förbud mot export av kompressorer och kompressorteknik som ansågs kunna ha militär betydelse³¹. Embargot fick dock ingen praktisk betydelse. Den sovjetiska tekniken och kapaciteten att tillverka kompressorer var inte gränssättande och utbyggnaden kunde fullföljas som planerat.

De första gaskontrakten mellan Västtyskland och Sovjetunionen var ”barter”-avtal, där tysk industri skulle leverera stålrör, kompressorer mm. i förväg mot senare betalning i form av naturgas. Längre fram, när Västtyskland tecknade ett nytt stort avtal med Sovjetunionen, infördes inom NATO ett nytt principbeslut som innebar att inget NATO-land får importera mer än 30 % av sitt gasbehov från Sovjetunionen. I princip gäller denna begränsning fortfarande, även om den i praktiken inte tillämpas. De nya medlemsländerna i NATO från Östeuropa har en andel rysk gas som i stort sett är 100 %.

På det internationella planet tog USA initiativet till att 1974 inrätta IEA, som ett gemensamt krishanteringsorgan för OECD-världen.

Grunden var en gammal OECD-överenskommelse att länderna i Europa skulle hålla oljelager. Till lagringsåtagandet fogades ett system för rättvis fördelning av olja mellan medlemsländerna i händelse av en oljekris. Allokeringen grundades på de principer som hade tillämpats av de amerikanska oljebolagen och det amerikanska utrikesdepartementet (State Department) under andra världskriget. Men för att ge det politisk legitimitet skapades en organisation där medlemsländerna fördelade oljan sinsemellan med uppdrag till oljebolagen att effektuera fördelningen³².

Den viktigaste delen i IEA, och den som kommit att påverka utvecklingen inom OECD är emellertid den policyinriktade verksamheten.

För att stärka medlemsländernas motståndskraft infördes program för energidiversifiering, samt energieffektivisering och ett program för att utveckla och öka andelen inhemsk energi.

Behovet av en internationell överstatlig organisation för att genomföra dessa tankar kan nog ifrågasättas. Diversifieringstanken utvecklades av Churchill redan år 1911 och samtliga OECD-länder var redan på väg att diversifiera energitillförseln. Effektivisering följde som ett brev på posten av de snabbt

³¹ Detta embargo kom som en direkt reaktion på att Österrike hade som första västeuropeiska land slutit ett avtal om gasleveranser från Sovjetunionen.

³² I formell mening gäller fortfarande principen om allokering av olja under en oljekris. Men i praktiken har den avvecklats och ersatts av gemensamma frivilliga åtgärder.

ökande priserna. På två områden har däremot IEA otvivelaktigt medverkat till bättre fungerande energimarknader dels genom att systematiskt samla in och sprida information över hur tillförsel och användning av energi utvecklas samt över prisutvecklingen, dels genom den dialog med de oljeproducerande länderna som successivt växt fram sedan 1980-talet.

Inom IEA träffades 1982 en överenskommelse om att i Europa borde elproduktionen, för att garantera försörjningssäkerheten, i största möjliga utsträckning baseras på kärnkraft och kolkraft. Detta beslut hängde samman med det tidigare omtalade beslutet inom EU att lägga ett embargo mot att använda gas för elproduktion.

Emellertid hade olyckan i Three Mile Island 1979 redan väckt ett mer allmänt motstånd mot kärnkraften något som ytterligare spädades på genom olyckan i Chernobyl 1986.

I samband med att Östeuropa bröt sig loss från Sovjetunionen, och västliga företag gick in med investeringar för att stärka elförsörjningen, fick europeisk elindustri upp ögonen för effektiviteten i den nya gaskombitekniken med (Combined- Cycle Gas Turbines, CCGT)³³. Vare sig tidigare IEA-överenskommelser eller beslut inom EU för att begränsa gasanvändningen kunde hindra att tekniken spreds. Storbritannien satsade på nya CCGT- anläggningar, Spanien följde efter och Italien fick för första gången sedan sitt beslut att lägga ner kärnkraften 1964³⁴ ett konkurrenskraftigt alternativ till oljekondenskraftverken.

Tyskland stod kvar vid beslutet att inte använda gas för elproduktion. Men även här kom det att mildras. När Tyskland år 2000³⁵ bekräftade sitt tidigare beslut att avveckla kärnkraften infördes ett kryphål, gaskraftverk med en verkningsgrad på 60 % fick byggas. Först nu har något företag vågat sig på att bygga en anläggning med så hög verkningsgrad. Siemens bygger en 340 MW CCGT anläggning för E.ON avsedd att tas i drift 2011. Om satsningen blir lyckad finns förutsättningar för ytterligare investeringar i gaskombianläggningar i Tyskland.

Det finns anledning att något beröra de internationella oljebolagens roll. I takt med att de internationella oljebolagens tillgångar inom OPEC-området nationaliserades, satsade bolagen på diversifiering. I huvudsak inriktades strävan mot gas, kärnkraft och kol. Den långsiktigt viktigaste åtgärden var bolagens engagemang inom kolindustrin. Framförallt EXXON, Shell och BP köpte upp mindre kolbolag, fusionerade dem, rationaliserade driften och investerade massivt

³³ Den första gaseldade turbinen lär ha tagits i drift i Schweiz redan på 1940-talet, men verkningsgraden var låg. De första gaskombianläggningarna byggdes i USA i slutet av 1950-talet, men det var först på 1980-talet som teknikutvecklingen sköt fart och gaskombi på allvar kunde konkurrera med kolkondens.

³⁴ Totalt fanns 4 reaktorer i drift på sammanlagt ca 1600 MW. Den första togs i drift 1964 och den sista togs ur drift 1987

³⁵ Redan 1986 hade fattats ett principiellt beslut om att avveckla kärnkraften inom en 10-årsperiod.

i teknik och teknikutveckling för att minska kostnaden för brytning, hantering och transporter. Kolet marknadsfördes internationellt i konkurrens med andra kolföretag och andra energislag.

Kolet fick snabbt status inte bara som det billigaste energislaget, utan också som det försörjningsmässigt säkraste bränslet. I takt med att oljekrisen gick över, och bolagen lyckades kompensera sig för förlorade oljefält i Mellanöstern genom nya fält i Nordsjön, Mexikanska golfen, Alaska och sedermera även Västafrika, upphörde intresset för kolet. I rask takt i slutet av 1980- och början av 1990- talet såldes hela denna nya och livskraftiga industri.

Oljekrisen efterlämnade ett arv som har påverkat utvecklingen såväl globalt som i Europa.

- De internationella oljebolagens hegemoni bröts
- En fri och transparent oljemarknad uppstod
- Den bilaterala kolhandeln ersattes av internationell handel.

Europas svaga internationella konkurrenskraft avslöjades och detta banade vägen för en rad avregleringar och nedmontering av subventioner inte minst inom energisektorn.

Under hela 1980-talet växte miljöfrågorna i betydelse. Inledningsvis handlade det mest om förorening från svavel och övergödning genom kväveutsläpp. Åtgärder som relativt enkelt och till låg kostnad kan åtgärdas genom rening och avskiljning. Men under 1990-talet tillkom en ny dimension, nämligen koldioxiden.

Inriktningen under senare tid har därför kommit att inriktas mot dels tekniker för att rensa och lagra koldioxid, dels att utveckla förnybar energi som samt åtgärder för att minska den totala användningen av energi och då främst fossilbaserad energi.

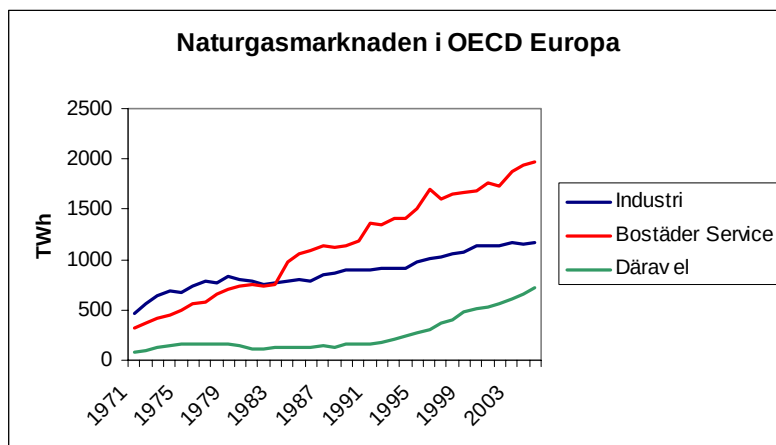
Naturgas som ersätter kol men även olja har setts som en visserligen, tillfällig men bättre lösning än att fortsätta att använda kol och olja. Med nuvarande teknologi och tillgångar kan emellertid inte naturgas ersätta olja och kol.

9 Så erövrades marknaden

Marknaden för naturgas består av tre olika segment med olika förbrukningsprofiler och betalningsförmåga: tillverkningsindustrin, bostads- och servicesektorn samt kraftindustrin.

Industrin står för stora och jämna uttag och långsiktiga avtal. I nästan alla länder har marknaden initialt byggts kring industrin. Bostads- och servicesektorn är den förbrukare som har bäst betalningsförmåga, men den har en ojämn förbrukning med påtagliga toppar och kräver stora investeringar per m³ levererad gas. När marknaden väl är etablerad ger denna sektor den högsta vinsten. Elindustrin är en stor förbrukare med goda möjligheter att anpassa sin förbrukning efter tillgången på gas. Den är kund inte särskild lönsam. Men den står för en stor volym och kan användas i lastutjämnings syfte. Det är därför ett betydelsefullt segment för att kunna bygga upp en lönsam verksamhet.

Figur 8 Uppbyggnaden av naturgasmarknaden i Europa



Källa: IEA OECD Countries Energy Balances, 2007

I diagrammet ovan framgår att industrin var den primära målgruppen för att snabbt bygga upp en marknad. Den stod för stora fasta uttag som inte krävde ett utbyggt distributionsnät. Kunder från bostads- och servicesektorn anslöts enbart där så kunde ske utan mer omfattande ledningsutbyggnad, t.ex. hushåll som redan var anslutna till ett stadsgasnät. Men i huvudsak penetrerades inte hushållsmarknaden innan industrimarknaden var färdigbyggd. Inledningsvis spelade kraftindustrin en viktig roll. Även den stod för stora volymer, men den var och är en balanspost eftersom den i stor utsträckning ansluts med avbrytbara kontrakt. Genom EU:s embargo stagnerade denna marknad och började först öka omkring 1995.

9.1 Industrimarknaden

Industrins traditionella bränsle var fram till andra världskriget kol. Stålsindustrin var bunden till kol. Övriga industrier var dock intresserade av andra alternativ. Innan gasen introducerades var olja det enda alternativet till kol.

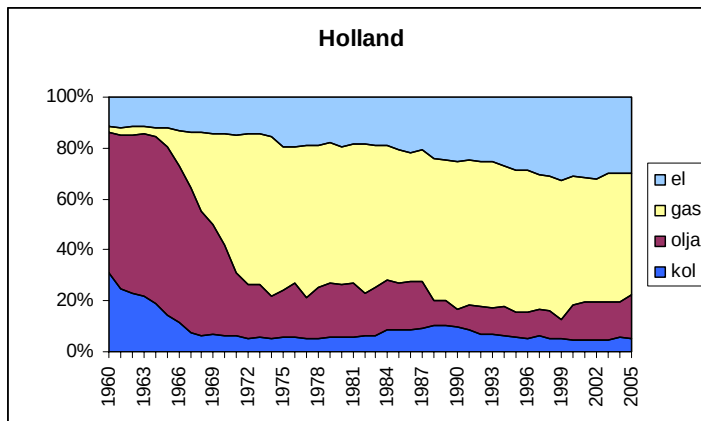
När gasen infördes var tanken att den skulle konkurrera med industrins oljeanvändning. Industrin stod för stora och stabila uttag av energi. Stora punktvisa användare med ett jämnt uttag av gas gav en låg transportkostnad per km ledning.

Användningen av naturgas inom industrin uppvisar dock stora skillnader mellan olika länder, beroende på historiska och andra omständigheter.

Nederländerna var av naturliga skäl det land i Europa där industrin snabbast kom att gå över till gas. Nederländerna har aldrig haft någon kolbrytning och industrin var inriktad mot verkstadsprodukter och därmed inte lika energiintensiv som länder med en stor andel processindustri.

Omkring 1960 stod oljan för 60 % av industrins energianvändning. Men redan 1972 hade naturgasen nått 60 % och oljan pressats ned mot 15 %.

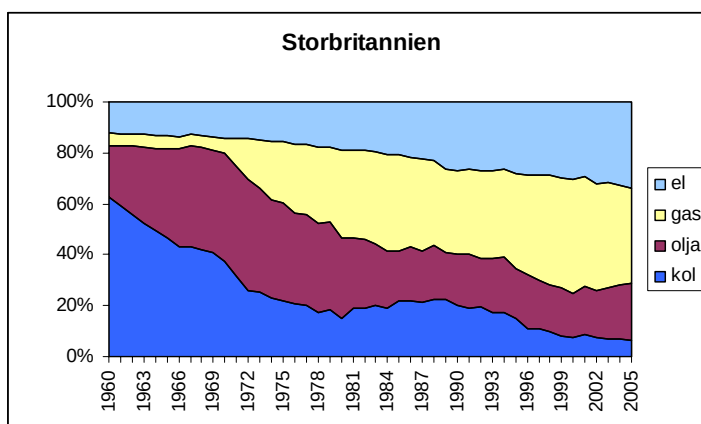
Figur 9 Energimixen i den holländska industrisektorn



Källa: IEA, OECD- Countries Energy Balances, 2007

I **Storbritannien** som inledningsvis, innan den inhemska gasindustrin kom igång, satsade på algerisk gas, tog det längre tid för gasen att bli konkurrenskraftig. Den tog marknadsdelar först när den inhemska gasen började flöda.

Figur 10 Energimixen i den brittiska industrisektorn

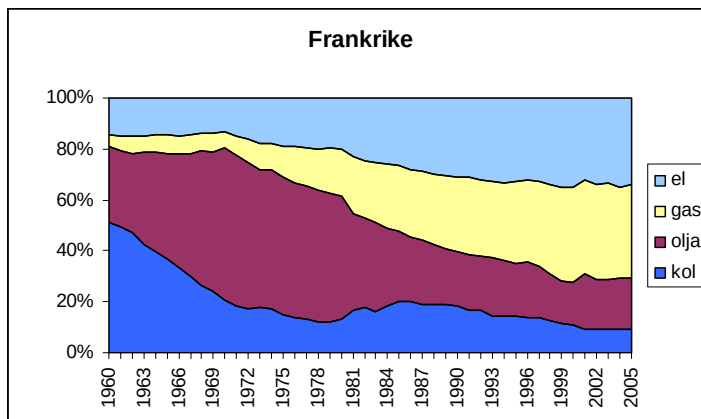


Källa: IEA, OECD- Countries Energy Balances, 2007

Brittisk industri var till skillnad från framförallt tysk industri aldrig skyldig att använda inhemskt kol och ersatte stora delar av kolet redan under 1960- talet med olja. Denna oljeanvändning ersattes under 1970- talet med gas.

Frankrike hade en liknande utveckling som i Storbritannien. Algeriets frigörelse år 1962 och utestängandet av de franska oljebolagen i den algeriska olje- och gasindustrin minskade det franska intresset för gas. Men från och med 1970 har gas och el i allt större utsträckning konkurrerat ut både olja och kol i den franska industrin.

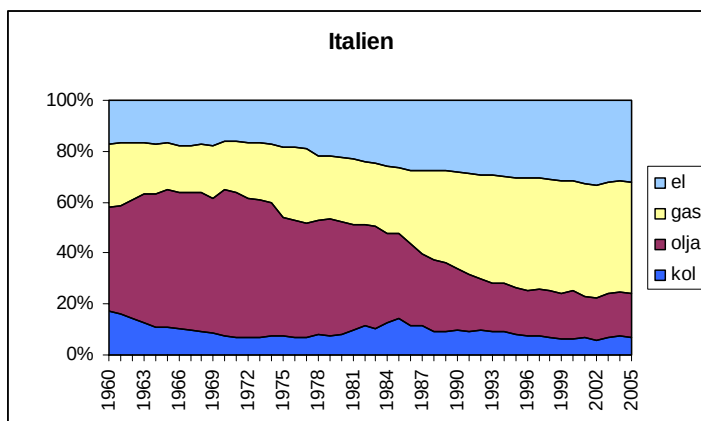
Figur 11 Energimixen i den franska industrisektorn



Källa: IEA, OECD- Countries Energy Balances, 2007

Italien är ett exempel på att införandet av gas inte alltid varit enkelt och självklart. Det statliga oljebolaget ENI hade länge förmånliga långsiktiga oljekontrakt med Libyen. Dessa kontrakt medförde att ENI kunde marknadsföra olja som konkurrenskraftiga alternativ både i tillverknings- och elindustrin. Det var först i mitten av 1980-talet som gas på allvar kunde ta upp konkurrensen med oljan.

Figur 12 Energimixen i den italienska industrisektorn

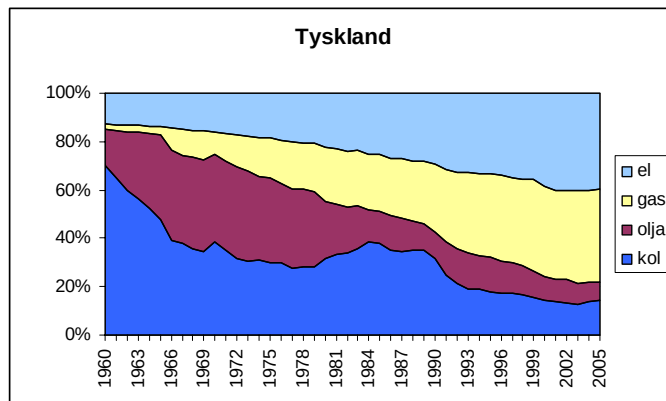


Källa: IEA, OECD- Countries Energy Balances, 2007

I **Tyskland** kunde kolet under lång tid, bland annat beroende på utformningen av subventionerna till den inhemska kolindustrin, hålla ställningen som prefererat bränsle.

Sedan slutet av 1960-talet har naturgasen tagit marknadsandelar i en stadig och jämn takt och ersatt både olja och kol. Men gasens andel har aldrig kommit över 40 % och marknadsandelen har alltid varit lägre än elens, vilket kan förvåna med tanke på att tysk el länge ansetts sakna konkurrenskraft. Tyskland är klubbarnas förlovade land, trots avregleringar förekommer långsiktiga elkontrakt till industrin med priser som ligger åtskilligt under det officiella handelspriset på EEX.

Figur 13 Energimixen i den tyska industrisektorn



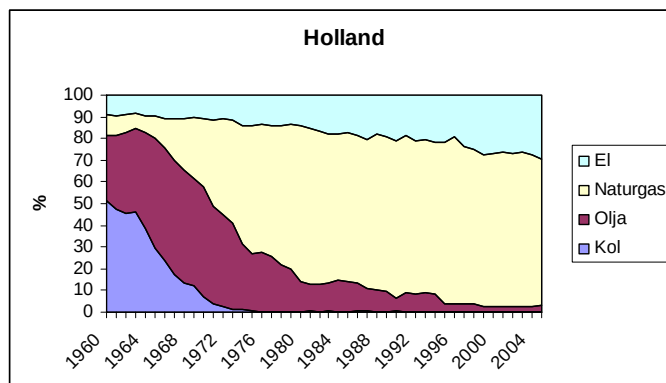
Källa: IEA. OECD- Countries Energy Balances, 2007

9.2 Hushållsmarknaden

I hushållssektorn dominerade kol och olja. I flertalet länder i Europa har elen, till skillnad från i Sverige, aldrig haft samma dominerande roll. Bland annat för att el, med undantag av Frankrike, inte har använts för uppvärmning. Gasen kom att ersätta olja och kol men elen har stadigt ökat sin marknadsandel.

Nederländerna var det land där gasen snabbast penetrerade hushållssektorn. Detta är naturligt med hänsyn till att gasen var ett inhemskt bränsle och Nederländerna i huvudsak var helt importberoende för all energianvändning. Dessutom har Nederländerna en stor befolkningstäthet i förhållande till landytan och hade ett väl utbyggt nät för stadsgas, vilket gjorde det billigt att bygga ut distributionsnät för gas. Gasen och oljan konkurrerade snart ut kolet som uppvärmningsbränsle. Efterhand ersattes även oljan med gas.

Figur 14 Energimixen i den holländska hushållssektorn

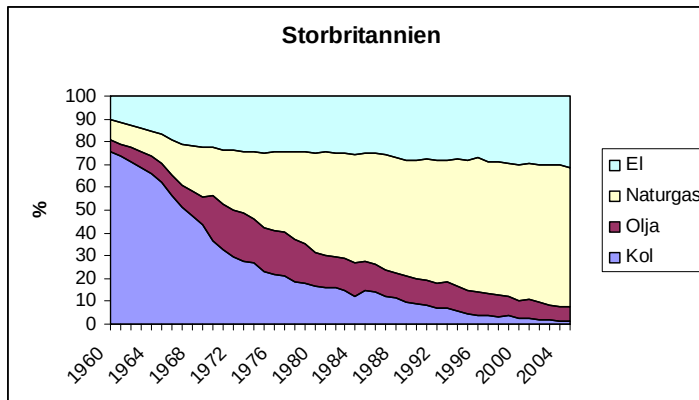


Källa: IEA, OECD- Countries Energy Balances, 2007

Gas har däremot inte ersatt elförbrukningen, utan den har tvärtom ökat sin marknadsandel.

I **Storbritannien** fanns också en utbredd användning av stadsgas, som snabbt och utan större investeringar kunde ersättas med naturgas. Kolet ersattes både med gas och med el. Andelen olja har aldrig varit påtagligt stor i hushållssektorn. Anmärkningsvärt är att oljan ökade sin marknadsandel under oljekriserna. Inte heller i Storbritannien har gas konkurrerat med elanvändningen. Tvärtom har elen icke obetydligt ökat sin marknadsandel under senare år.

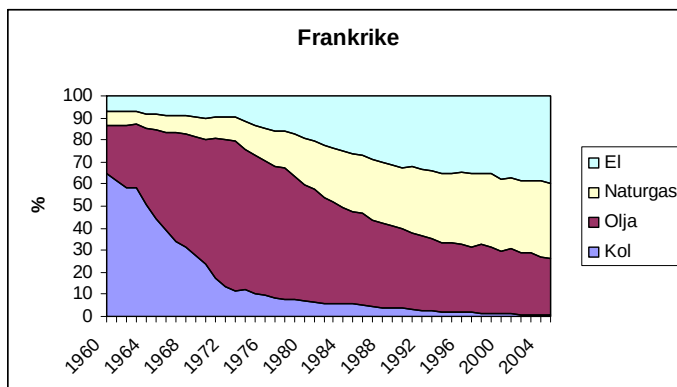
Figur 15 Energimixen i den brittiska hushållssektorn



Källa: IEA, OECD- Countries Energy Balances, 2007

Frankrike har en relativt låg andel gas i hushållens energibalans, ungefär lika stor som oljeanvändningen. Elen blev i samband med kärnkraftutbyggnaden det dominerande energislaget. I Frankrike fanns och finns en relativt stor biobränsleanvändning som inte är med i diagrammet nedan.

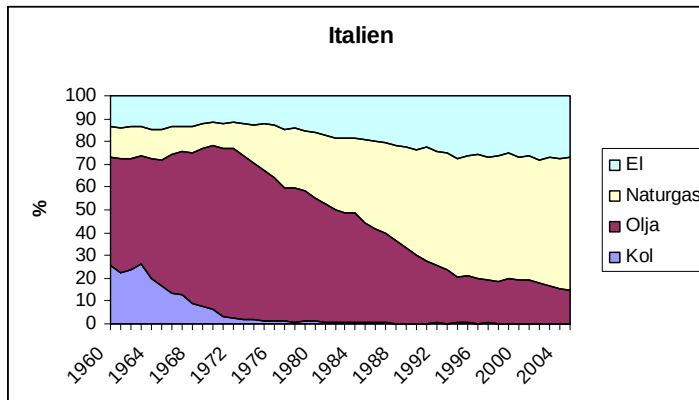
Figur 16 Energimixen i den franska hushållssektorn



Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

Italien uppvisar i stort samma mönster som de föregående länderna. Oljan konkurrerade inledningsvis ut kolet och därefter konkurrerade gasen ut oljan. Därefter tar elen successivt marknadsandelar från gasen.

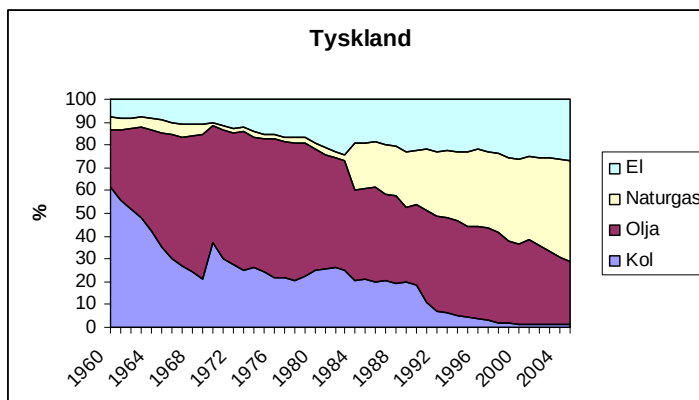
Figur 17 Energimixen i den Italienska hushållssektorn



Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

Tyskland uppvisar ett delvis annat mönster än de övriga länderna. Kolet behöll en plats i energibalansen ända till slutet av 1990-talet, om än med en stadigt sjunkande andel. Även här var det oljan som konkurrerade ut kolet, även om elen också tog marknadsandelar på kolets bekostnad. Gasen kom inte in i hushållssektorn som ett energislag förrän i mitten av 1980-talet. Fortfarande har oljan en stark ställning i Tyskland som uppvärmningsbränsle.

Figur 18 Energimixen i den tyska hushållssektorn



Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

9.3 Kraftindustrin

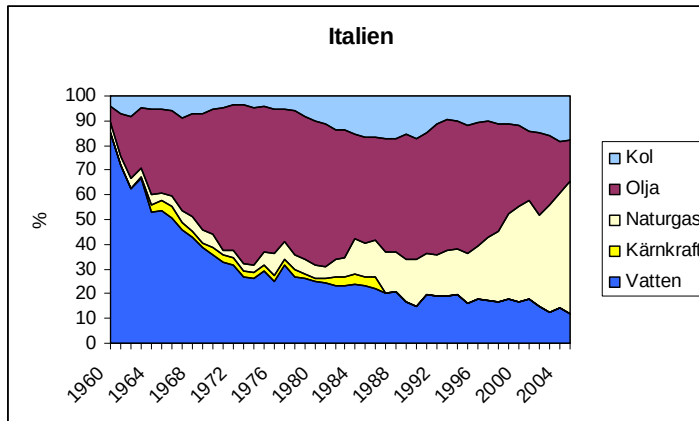
Kärnkraft har en lång planeringstid, och även om flera länder påbörjade utvecklingen mot civil kärnkraft redan på 1950-talet var det enbart i Storbritannien som kärnkraften spelade en mer betydande roll före oljekrisen. Andelen kärnkraft i Storbritannien var 1970 ca 10 %. I genomsnitt bland de länder som hade reaktorer i drift svarade dessa för ca 2 % av elproduktionen. De flesta länder, även de med egna kärnkraftsprogram, påbörjade därför redan under 1950-talet en utbyggnad av oljekondenskraftverk.

I **Italien** kom oljekondenskraftverk att spela en viktig roll ända in i våra dagar. I huvudsak finns det två anledningar. Den första var kärnkraften. Italien var bland de första länderna i Europa att satsa på civil kärnkraft, men redan 1964 beslöts att

kärnkraften skulle avvecklas. Den nådde därför sin topp redan i mitten av 1960-talet med strax under 4 TWh.

Samtidigt kunde ENI, som tidigare nämnts, erbjuda billig eldningsolja. När oljekrisen bröt ut 1973 var över 60 % av Italiens elförsörjning baserad på olja. Först 1983 hade den andelen minskat till under 50 %. Det var då naturgasen sköt fart. Andelen naturgas i den italienska elbalansen är numera över 50 %

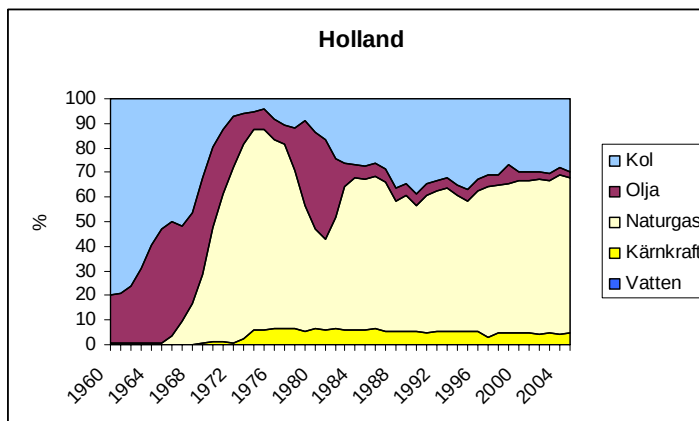
Figur 19 Energimixen i den italienska kraftsektorn



Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

Nederländerna blev tidigt det mest gasberoende landet i Europa och den första nettoexportören av naturgas. Redan när oljekrisen bröt ut 1974 var andelen gas i elproduktionen över 80 %. Andelen kol hade samtidigt sjunkit till under 5 %. Kolet har dock återhämtat sig i betydande grad, något som framgår av diagrammet nedan.

Figur 20 Energimixen i den holländska kraftsektorn



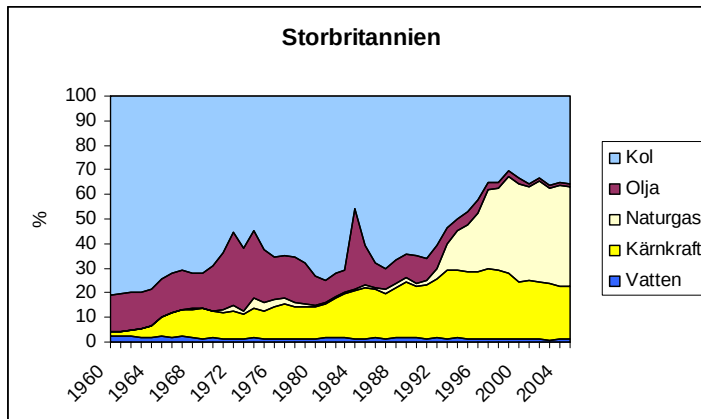
Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

I **Storbritannien** däremot spelade naturgasen en obetydlig roll ända fram till början av 1990-talet. Utvecklingen av den brittiska energiindustrin och därmed även elindustrin på 1990-talet var framför allt ett resultat av Margret Thatchers insatser för att reformera den brittiska ekonomin.

De viktigaste åtgärderna i det här sammanhanget var att upplösa Central Coal Board och återprivatisera kolindustrin. Därefter följde en avreglering och privatisering av både el- och gasindustrin. Central Electricity Board samt British Gas Corporation förlorade sina monopol, privatiserades och delades upp.

Efter en framgångsrik privatisering och avreglering skapades en ny dynamik där ett antal olönsamma kolgruvor och kolkraftverk lades ner samtidigt som nya företag satsade på gaskombitekniken. Elpriserna sjönk och elförbrukningen ökade, samtidigt som utsläppen av koldioxid minskade.

Figur 21 Energimixen i den brittiska kraftsektorn

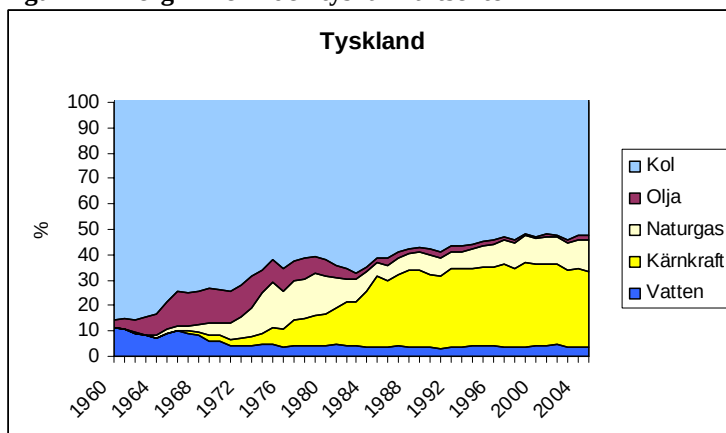


Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

I grova tal är kolbrytningen i Storbritannien idag, ca 17 miljoner ton, bara en tiondel av vad den var 1960. Kostnaden för den inhemskt utvunna kolen ligger bara några procent över världsmarknadspriset.

I **Tyskland** kom naturgasen tidigt in i elproduktionen. Det var också avsikten med stålindustrins barter- arrangemang med Sovjet. Andelen naturgas i elproduktionen var när oljekrisen började mellan 15 till 17 %. Men kolindustrin var politiskt viktig. I Tyskland var argumenten om försörjningssäkerhet och framförallt sysselsättning långt viktigare än i Storbritannien. Därför trängdes gasen undan och kol favoriserades.

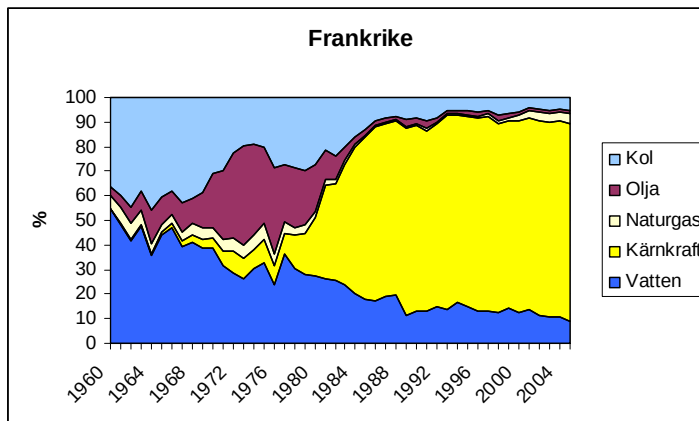
Figur 22 Energimixen i den tyska kraftsektorn



Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances. 2007

Frankrike gick sin egen väg. När den inhemska tillgången på vatten var utnyttjad satsade man målmedvetet och långsiktigt på kärnkraft och fyllde ut svackan med olja och naturgas. De stora olje- och gastillgångarna i Algeriet började exploateras under 1950-talet då Algeriet ännu var en del av Frankrike. När förhandlingarna om algerisk självständighet inleddes 1961 var en grundbult att det franska oljebolaget CFP numera Total skulle ha ensamrätt till produktion och marknadsföring. När detta krav förkastades 1962 och Sonatrach efter Boumediennes statskupp 1965 tog över både produktion och marknadsföring av gasen fanns inte samma entusiasm för att importera gas från Algeriet. Kärnkraften blev huvudspåret.

Figur 23 Energimixen i den franska kraftsektorn

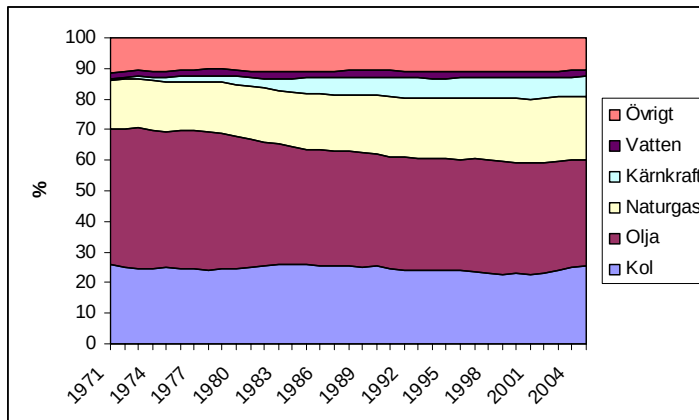


Källa: IEA, OECD –Countries Energy Balances, 2007

10 Är guldåren över?

Såväl den totala användningen av gas som den gränsöverskridande handeln med gas har ökat kraftigt de senaste trettio åren. De senaste 15 åren har internationella prognoser förutsatt att naturgasen inom 10 till 12-år skall passera kol och bli det näst största energislaget. Denna uppfattning har kommit att ändras. I IEA:s World Energy Outlook 2007 ökar kol sin marknadsandel snabbare än naturgas. I det klimatanpassade scenariot minskar både kol och gas sina andelar, men även i detta scenario behåller kolet sin ledande ställning. Inom EU har dock naturgasen sedan mitten av 1990-talet passerat kol och är redan det näst största energislaget.

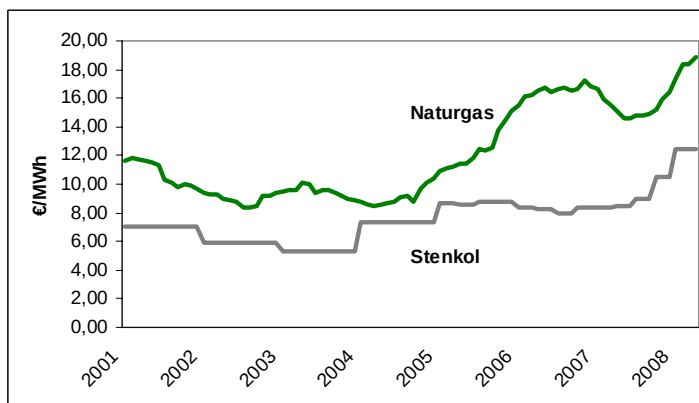
Figur 24 Energibalansen globalt procentuell fördelning



Källa: IEA Non OECD - Countries Energy Balances, 2007

De fundamentala faktorerna för efterfrågan är befolkningstillväxten och den ekonomiska tillväxten. En grundbult är att priset långsiktigt bestäms av långsiktig marginalkostnad. Men eftersom gasen aldrig har prissatts efter marginalkostnad har alla prognoser överskattat gasens konkurrenskraft.

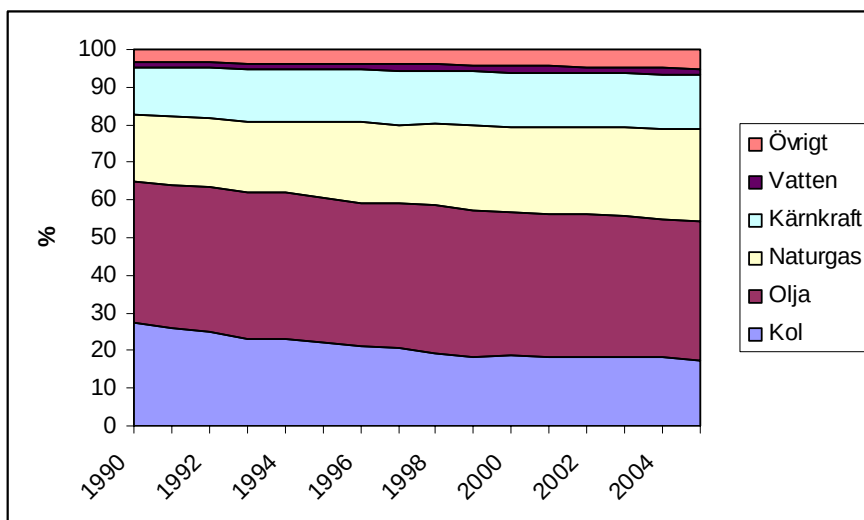
Figur 25 Månatlig prisutveckling för import av stenkol och naturgas till Tyskland



Källa: Das Bundesamt für wirtschaft und ausfuhrkontrolle (BAFA)

De snabba prisstegringarna på alla fossila bränslen under de sista åren har undergrävt gasens ställning som konkurrent till kolet både i Europa och USA. Användningen av kol har globalt också ökat kraftigare än naturgasen de senaste 4 till 5 åren. I Europa har dock användningen av kol minskat under lång tid.

Figur 26 Energibalansen för EU -27. Procentuell fördelning



Källa: IEA Non OECD Countries Energy Balances, 2007

Den globalt ökade användningen av kol hänger bara delvis samman med prisskillnaden mellan gas och kol. En minst lika viktig faktor har varit att den stora efterfrågan på energi främst i Asien endast har kunnat fyllas med kol.

Ledtiderna för att öka tillförseln av gas har varit längre än för att öka tillförseln av kol. Under det senaste året har emellertid även kolutvinningen och logistikhanteringen av kol kommit att innebära en flaskhals. Långsiktigt fortsätter utvinning och transporter av gas att vara mer gränssättande än tillförseln av kol. Det innebär att kolet, framförallt i de snabbväxande regionerna, både är fysiskt lättåtkomligare och ekonomiskt fördelaktigare än gas.

Det vill mycket till om länder som Kina och Indien storskaligt skall ersätta befintlig kolkraft med naturgas och dessutom klara tillkommande elbehov genom gaskraftverk. I Asien kommer därför kol under överskådlig tid att dominera över naturgas.

Gasens miljö- och klimatmässiga fördelar jämfört med kol är odiskutabla. Kostnaden för att reducera kolets utsläpp av såväl tungmetaller, partiklar och koldioxid till jämförbara nivåer som för naturgas är antagligen även i ett långsiktigt perspektiv till gasens fördel. Men fördelen är inte så stor som kalkylerna anger. De flesta kalkyler utgår från att omoderna kolkraftverk med en verkningsgrad kring 30 % ersätts med gaskombi med en verkningsgrad på 60 %. Redan skillnaden i bränslekostnad motiverar sådana investeringar. I princip behövs vare sig ett pris på koldioxid eller andra utsläpp för en sådan investering. Men i verkligheten ser inte beslutssituationen ut på det sättet. Alternativet är inte att ersätta ett gammalt kolkraftverk med ett likadant eller ett gaskraftverk. Alternativen är antingen ett nytt kolkraftverk med närmare 50 % verkningsgrad eller en gaskombi med 60 % verkningsgrad. Med dagens prisskillnader vinner ett nytt kolkraftverk före en gaskombi. Samtidigt åstadkoms en reduktion av koldioxidutsläppen med ca 30 % (vid en ersättningsinvestering av ett gammalt kolkraftverk).

I ett system med utsläppshandel kommer teoretiskt priset på en utsläppsrätt att bli sådant att en eventuell vinst i ett kolkraftverk kommer att vägas upp. Men eftersom det finns alternativ till att byta från kol till gas i form av förnybar energi och i de flexibla mekanismerna finns ingen säkerhet i att priset på koldioxid blir tillräckligt högt, vare sig för att ersätta befintliga kolkraftverk eller för att förhindra investeringar i nya kolkraftverk. Vilka mekanismer som långsiktigt kommer att finnas för att minska koldioxidutsläppen är svåra att bedöma liksom hur de kommer att fungera i olika delar av världen.

Eftersom alla de tre stora marknaderna: USA, EU och Asien, blir mer importberoende av gas är det knappast troligt att det införs politiska styrmedel som tvingar fram en övergång från kol till gas. Andra alternativ än gas kommer att sökas för att klara såväl efterfrågan på el som klimatmålen.

Den nedtoning av gasens expansion som uttrycks i IEA:s World Energy Outlook 2007 är därför rimlig. Den globala tillväxten i gasanvändningen kommer troligen inte upp till de 2,5 – 3 % per år som tidigare förutsatts utan hamnar troligen närmare de 2 % per år som nu indikeras.

10.1 Stillahavsmarknaden.

Hälften av de totalt kända reserverna ca 90 000 Bcm återfinns inom Stillahavsområdet, om Mellanöstern inräknas. I området utvinns och konsumeras ca 700 Bcm, varav 130 Bcm är i form av LNG. Gasens andel i den totala energitillförseln är 12 %, hälften av vad som gäller för Atlantmarknaden.

Totalt finns ca 10 länder som importerar respektive exporterar naturgas i regionen

Den geografiska situationen är sådan att endast mindre delar tillkommande gas kan hanteras genom rörledning, huvuddelen måste importeras i form av LNG.

Stillahavsmarknaden är den ekonomiskt mest snabbväxande och befolkningsrikaste regionen. Följaktligen är det här som energiefterfrågan ökar mest. Detta påverkar även användningen av gas. Samtidigt är andelen gas i den totala energibalansen bara hälften mot vad som gäller för Atlantmarknaden. Resursbasen inom regionen är god. Kostnaden för gastillförseln har historiskt varit större i denna region än inom Atlantmarknaden. Regionen är också välförsörjd med kol. Visserligen finns bara ca 1/3 av de kända reserverna inom handelsområdet, men totalt står regionen för mer än hälften av all utvinning och förbrukning av kol.

Fundamentalfaktorerna pekar på att tillväxten i användningen av gas inom Stillahavsmarknaden blir större än inom Atlantmarknaden. Det finns emellertid två faktorer som kan ändra på detta; för det första om priset på LNG kan bli tillräckligt konkurrenskraftigt för att konkurrera med kol; för det andra om det inte blir någon världsomfattande överenskommelse om klimatåtgärder som även inkluderar Indien, Kina och de övriga snabbväxande ekonomierna i regionen.

10.2 Atlantmarknaden

Atlantmarknaden omfattar Europa och Nordamerika, Ryssland, Afrika och Latinamerika. Den andra hälften av de kända reserverna finns i detta handelsområde. Men såväl utvinning som konsumtion är 3 gånger större jämfört med Stillahavsområdet. Av den totala konsumtionen på 2 100 Bcm (ca 23 000 TWh) är mindre än 90 Bcm (knappt 1000 TWh) i form av LNG. Två av de stora delmarknaderna, USA och Europa, är i ökande utsträckning beroende av import och båda är oroad över den framtida försörjningssäkerheten. Den tredje stora gasmarknaden Ryssland är och kommer under överskådlig tid att förbli nettoexportör. Ryssland ingår i det internationella handelssystemet enbart som gasexportör, den inhemska gasmarknaden är i praktiken stängd för andra aktörer än Gazprom. Dessa tre delmarknader står för 90 % av regionens totala förbrukning.

Totalt finns ca 50 länder som importerar gas och 10 länder som exporterar gas i regionen.

I USA har andelen gas i energibalansen stadigt sjunkit sedan mitten av 1970-talet och är nu knappt 20 %. I Europa är andelen gas drygt 20 % av den totala energibalansen. Andelen gas i det ryska energisystemet är över 50 %.

Regionen i stort har en betydligt svagare befolkningstillväxt än i Stillahavsområdet och även sämre förutsättningar för ekonomisk tillväxt. Men skillnaderna inom området är stora. Både befolkningstillväxt och ekonomisk tillväxt är större i Latinamerika och Afrika än för övriga regioner. Framförallt Afrikas andel av ekonomin är obetydlig. Latinamerika med stora ekonomier som Brasilien och Mexico) kan möjligen inom överskådlig tid ändra bilden. Ryssland har långsiktigt goda förutsättningar för ekonomisk tillväxt, men befolkningstillväxten har upphört.

De traditionella marknaderna för naturgas har varit industri och hushåll. Industrisektorn har i stort sett stagnerat. Det finns ingen större anledning att förmoda att den skulle växa särskilt kraftigt. En svag befolkningstillväxt, givet att hushållen både i USA och i EU har den per capita i särklass största energikonsumtionen, borde inte heller leda till en kraftigt ökad efterfrågan från denna sektor.

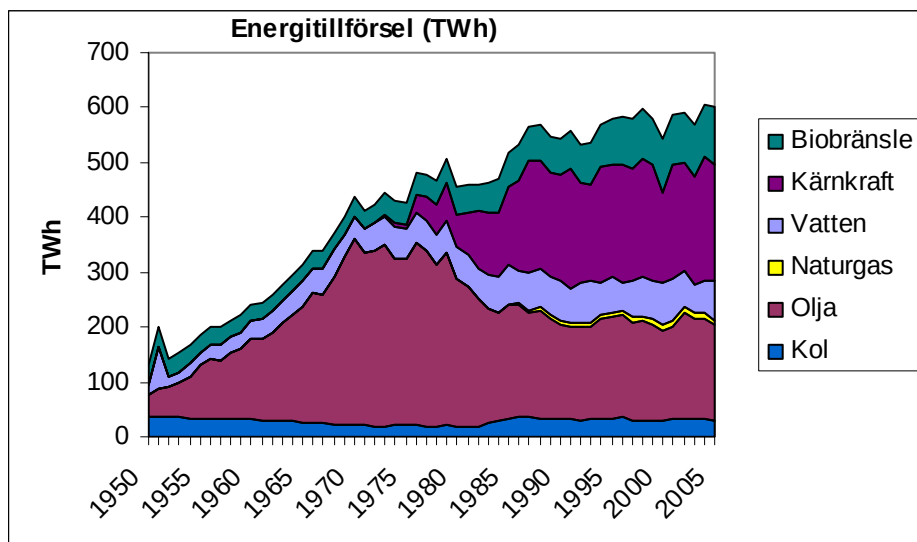
De två möjliga tillväxtsektorerna är elproduktion och transporter. Det förefaller mindre troligt att vare sig Europa eller USA skulle satsa på en massiv övergång till naturgas som bränsle vare sig i elproduktion eller för fordonsdrift. Givet oron för försörjningssäkerhet finns knappast skäl att ytterligare öka beroendet genom att öka gasanvändningen inom så störningskänsliga och vitala områden som transportsektorn och elproduktionen. Redan nu används 37 % av all naturgas för elproduktion och uppvärmning. Skillnaderna mellan områden är dock stora – Ryssland har en andel på över 50 %, USA och EU-27 har båda en andel på ca 30 %.

DEL IV SVERIGE GICK MOT STRÖMMEN

11 Naturgasen i Sverige

Sverige är, förutom Island, Cypern och Malta - som inte har gas alls, det land i Europa där naturgasen spelar minst roll för energiförsörjningen. I kapitlet beskrivs varför gasanvändningen i Sverige kom igång sent och har stannat på en låg nivå.

Figur 27 Naturgasen i det svenska energisystemet



Källa: Egna beräkningar

Det har ingalunda saknats kunskap om gasen som energibärare. Intresset för naturgas fanns redan före oljekriserna på 1970-talet och under årens lopp har ett mycket stort antal projekt studerats och förkastats. Lönsamheten i de projekt som studerades var genomgående svag och naturgasen kom redan från början att hamna i skuggan av kärnkraften. Till en början framstod den som ett potentiellt hinder för utbyggnaden för att omedelbart därefter bli ett argument i avvecklingsdiskussionen. Därför finns anledning att något kort referera bakgrunden till och utvecklingen av det svenska kärnkraftsprogrammet.

11.1 Efterkrigstidens energiagenda

Från andra världskrigets slut framåt så har kärnkraften stått som första punkt på den svenska energiagendan³⁶. Nästan inga politiska beslut i energifrågor har fattats utan att konsekvenserna för kärnkraftsprogrammet och vägts in.

Inte ens under oljekriserna lyckades naturgasen annat än mycket tillfälligt toppa den energipolitiska agendan.

³⁶ Möjligen har kärnkraftsfrågan sedan några år tillbaka kommit att överskuggas av klimatfrågan.

I stort sett omgående efter det att USA meddelat att man sprängt en atombomb över Hiroshima påbörjades studier över möjligheten att utveckla en svensk kärnvapenkapacitet. Redan tidigt stod det klart att om inte den energi, som bildades när det naturliga uranet ombildades till vapenplutonium, togs till vara för el- och/eller värmeproduktion skulle kostnaden för ett kärnvapenprogram bli oförsvarbart högt. Därför blev inriktningen att finna en civil användning av kärnkraften. Grunden lades till det som sedan skulle bli den svenska modellen. Svenskkonstruerade, svensktillverkade tungvattenreaktorer, drivna med svenskt låghaltigt naturligt uran skulle ge det vapenplutonium som krävdes för ett svenskt kärnvapen, men också ett minskat importberoende av energi samtidigt som en del av den utbyggbara vattenkraften skulle sparas till eftervärlden. Den politiska tanken var även att svensktillverkade reaktorer skulle bli en framtida exportmöjlighet för svensk industri.

Forskningen och utvecklingen av den nya tekniken skulle ombesörjas av staten via det statliga bolaget Svensk Atomenergi AB. Reaktorerna skulle ägas och drivas av "det offentliga". Det kärnvapeninriktade forsknings- och utvecklingsarbetet bedrevs av FOA.

Inledningsvis rådde en stor enighet om detta program inte bara mellan de fyra så kallade demokratiska partierna (Socialdemokraterna, Folkpartiet, Högerpartiet och Bondeförbundet), utan även, militärledningen, industrin, och berörda vetenskapliga discipliner ställde sig med olika bevekelsegrunder bakom politiken. Men det ursprungliga målet, ett svenskt kärnvapen, kom efter hand allt mer att skjutas i bakgrunden för att till sist helt överges³⁷.

Medlet el- och värmeproduktionen blev efterhand själva målet för utvecklingen. Redan under 1950-talets inledning började spänningar att uppstå. Kärnvapenutvecklingen blev kontroversiell. I den officiella retoriken beskrevs därför programmet som rent civilt. Men flera vetenskapsmän och tekniker anförde oavsett detta tvivel mot den svenska modellen. De framförde att tekniken var oprövad och att kostnaderna skulle bli höga. I stället förordades att utvecklingen skulle inriktas mot lättvattenreaktorer som dock krävde anrikat uran och som inte kunde leverera några nämnvärda mängder vapenplutonium.

I slutet av 1950- talet och framförallt i början av 1960-talet utvecklades denna debatt till en förtroendekris mellan på den ena sidan regeringen och Svensk atomenergi AB (det statliga bolag som hade ansvaret för forskning och utveckling av det svenska kärnkraftprogrammet) och på den andra sidan den akademiska forskarvärlden tillsammans med svensk industri. Industrin krävde en nedläggning av Svensk atomenergi och att utvecklingen skulle läggas över på industrin och inriktas mot lättvattenreaktorer. Debatten hade nu eskalerat till att inte enbart röra

³⁷ Hur länge utvecklingen av ett svenskt kärnvapen pågick och vilken nukleär kapacitet som fanns är ofullständigt belyst. Den offentliga officiella redovisningen av programmet stämmer illa överens med de uppgifter som lämnats av framförallt dåvarande Försvarets Forskningsanstalt, FOA, numera FOI, och de forskare som ingick i programmet. Enligt dessa forskare hade Sverige i praktiken en nukleär kapacitet redan i början 1960-talet som möjligen behölls en tid efter det att Sverige undertecknat icke spridningsavtalet år 1968.

ekonomin utan även säkerheten. Den svenska modellen ansågs medföra stora säkerhetsmässiga risker. Dråpslaget kom 1966 när Vattenfall tillsammans med en industrigrupp beställde den första lättvattenreaktorn, Oskarshamn 1. I detta läge ställde sig oppositionspartierna på industrins sida och regeringen tvingades till en total omprövning. Den svenska modellen avvecklades definitivt år 1968 och inriktningen blev mot lättvattenreaktorer. Svensk Atomenergi framtogs ansvaret för fortsatt utveckling istället bildades ASEA-Atom som övertog ansvaret för fortsatt utveckling.

Därmed borde lugnet lägga sig. Men den alltmer infekterade debatten som tvingade fram regeringens reträtt fångades nu upp av andra aktörer. Säkerheten blev en viktig fråga även för allmänheten. Debatten fram till mitten av 1960-talet hade enbart handlat om teknik men inte kärnkraften som sådan. En betydande opinion hade visserligen ifrågasatt den svenska modellen eftersom den väl lämpade sig för utveckling av kärnvapen. Men först från slutet av 1960-talet kom kärnkraften som sådan att ifrågasättas av en bredare opinion där olika intresseorganisationer gjorde sig till talesmän för en kärnkraftsnegativ inställning. Även lönsamheten med lättvattenreaktorer kom att ifrågasättas, samt inte minst frågan om hur förvaringen av allt radioaktivt avfall skulle ordnas. Detta ledde fram till ett riksdagsbeslut år 1973 med den innebörden att utöver de redan beslutade 11 reaktorerna skulle inget nytt aggregat få byggas utan att nytt allsidigt och detaljerat beslutsunderlag först presenterades.

I och med riksdagsvalet 1976 ersattes den tidigare socialdemokratiska regeringen med en borgerlig regering dominerad av centerpartiet (f.d. bondeförbundet). En viktig valfråga för centerpartiet var kravet på att avveckla kärnkraften och i stället ersätta denna i första hand med inhemsk och förnybar energi och i andra hand med naturgas

Emellertid kunde centerpartiet inte få med sina borgerliga koalitionspartner på en avveckling. Det beslutade kärnkraftsprogrammet fullföljdes. Kärnkraftsolyckan i Harrisburg 1979 ledde dock fram till en överenskommelse mellan de s.k. demokratiska partierna, således även med socialdemokraterna om att hålla en folkomröstning för att bestämma kärnkraftens framtid.

Resultatet av omröstningen som hölls 1980 blev att en majoritet av de röstande anslöt till en uppfattning om att kärnkraften skulle fasas ut senast år 2010 förutsatt att detta kunde ske på ett sätt som inte äventyrade välfärden och sysselsättningen. Men ett grundkrav var att kärnkraften skulle ersättas med olika former av förnybar elproduktion.

Folkomröstningen var ett sätt att skapa ett politiskt handlingsutrymme och för en tid lyfta ut kärnkraftsfrågan från den politiska agendan. År 2010 låg ännu så länge behagligt långt bort. Men kärnkraftsolyckan i Chernobyl 1986 aktualiserade på nytt även det svenska kärnkraftsprogrammet. Krav ställdes på en förtida avveckling och intresset fokuserades på en förtida avveckling av två reaktorer. Efter en intensiv debatt konstaterades dock att förutsättningar saknades för en sådan förtida avveckling. Därmed började det också att bli alltmer osannolikt att

alla reaktorerna skulle kunna avvecklas fram till 2010. Efter en ny och intensiv debatt omtolkades resultatet av folkomröstningen på så sätt att kärnkraften skulle avvecklas i den takt som var möjlig med hänsyn till kraven på välfärd och sysselsättning. Först år 1999 stängdes den första reaktorn (reaktor 1 vid Barsebäck) och år 2005 stängdes den andra reaktorn (reaktor 2 vid Barsebäck). För närvarande gäller att inga nya beslut rörande kärnkraften skall fattas före riksdagsvalet 2010.

11.2 Utredningsfasen

Naturgas som energibärare identifierades redan tidigt. Såväl Grängeskongcernen som Johnsonkongcernen genomförde under 1960-talet utredningar om möjligheterna att bygga en gasledning. Dessa utredningar låg senare till grund för ytterligare bearbetningar genom IVA:s försorg. Sydkraft AB, numera E.ON, bildade redan 1969 Sydgas AB. Det nya bolaget skulle undersöka möjligheterna till naturgasintroduktion inom Sydkrafts verksamhetsområde.

Samtidigt hade, som en följd av de stora olje- och gasfynden i Nordsjön, industrin och regeringen tillsammans 1969 bildat bolaget Oljeprospektering AB, med uppgift att undersöka eventuella förekomster av olja och gas inom Sverige och i den svenska ekonomiska zonen. Inledningsvis fanns betydande optimism över möjligheterna att finna utvinnbara tillgångar av både olja och gas.

Regeringen observerade naturgasfrågan 1966 och tillsatte en utredning för att utreda behovet av lagstiftning för att reglera anläggande och utnyttjande av rörledningar. Utredningen framlade sitt slutbetänkande 1972. Redan dessförinnan uppmanade utredningen regeringen att skyndsamt inleda förhandlingar om villkor för naturgasleveranser till Sverige.

Utredningen konstaterade att det fanns en tillräckligt stor marknad för naturgas i Sverige, som på kommersiella villkor skulle kunna finansiera ett utbyggt gassystem och prismässigt konkurrera med tjockoljan.

Samtidigt pekade utredningen på att kostnadsskillnaden mellan naturgas vid den svenska gränsen och försäljningspriset för tjockoljan var sådan att kostnaden för drift och underhåll, inklusive kapitalkostnader, för den svenska delen av systemet inte fick överstiga 1,6 öre per m³ naturgas (motsvarande ca 8 öre i 2007 års prisläge). Enligt utredningens åsikt innebar den låga marginalen att ett sammanhållet system endast kunde täcka Västkusten och Mälardalen samt delar av Bergslagen och Gävleborgs län. Huvudanvändarna av gasen föreslogs bli befintliga och planerade oljekondensverk, värmeverk, processindustrier samt befintliga gasverk utmed den tänkbara huvudledningen. I ett utbyggt system i mitten av 1980-talet ansåg utredningen att gasen skulle kunna svara för 10 % av Sveriges energibehov. Denna siffra skall ses i ljuset av de antaganden som gjordes över den framtida energianvändningen. I praktiken innebar antagandet att gassystemet skulle dimensioneras för ca 100 TWh, eller 9 Bcm, i årlig gasförbrukning.

I utredningen togs upp tänkbara alternativa tillförselvägar, huvudspåret var dock rysk gas via en förlängning av den nyligen beslutade ryska tillförselledningen till Finland. Men utredningen var även öppen för leveranser från Danmark eller Norge. Detta vid en tidpunkt innan vare sig Danmark eller Norge hade beslutat sig för att exploatera sina gasfält. Även den nya tekniken med LNG, med Algeriet som leverantör, nämndes som en möjlighet. Däremot betraktades inte Nederländerna som ett alternativ, eftersom den gasen bedömdes skulle behövas i det befintliga västeuropeiska gassystemet.

11.3 Uppbyggnaden av systemet

Regeringen tog initiativ till att undersöka möjligheterna att förlänga den ryska ledningen till Sverige via Åland och inledde även förhandlingar med Sovjetunionen om leveranser. Förhandlingarna avbryts dock 1974 när Sovjetunionen meddelade att de endast kunde leverera 1 BCM gas, ca 10 TWh. Den svenska utgångspunkten var att importera ca 10 BCM gas. Förhandlingar inleddes även med Algeriet, även dessa förhandlingar bröt samman utan något leveransavtal. Algeriet ansåg sig inte kunna leverera de stora volymer som Sverige hade satt som utgångspunkt och framförallt inte till ett pris som skulle kunna göra importen lönsam.

Det är svårt att i efterhand få klarhet om det svenska förhandlingsutspelet verkligen grundades på en verklig önskan att nå ett avtal. En minst lika rimlig tolkning är att regeringen inte ville ha någon naturgas men ville visa god vilja gentemot näringslivet och därmed driva förhandlingarna på ett sådant sätt att leverantören backade ut. Regeringen var mer intresserad av att fullfölja kärnkraftsprogrammet och det fanns betydande säkerhetsmässiga invändningar mot ett avtal med Ryssland.

Naturgasfrågan kom under tiden att ytterligare beredas av Naturgasdelegationen som 1975 bedömde att naturgas svårligen kunde bli kommersiellt lönsam. Det finns anledning att notera att den första oljekrisen kulminerade år 1975.

Emellertid bildades SwedeGas AB strax före valet 1976, som ett halvstatligt bolag. Vattenfall ägde 51 % och Svenska gasföreningens Servicebolag AB resterande 49 %. Tanken var att SwedeGas AB skulle få monopol på tillförselkontrakten och transmissionen av gas genom Sverige. Därmed kom förhandlingsarbetet åtminstone i teorin att bedrivas av en part. I praktiken fördes dock fortfarande förhandlingar mellan enskilda svenska intressenter men även av regeringen med olika tänkbara leverantörer.

Fram till bildandet av SwedeGas AB 1976 fördes ett antal separata förhandlingar, dels de ovan nämnda regeringsförhandlingarna med Sovjetunionen och Algeriet. Men Sydgas AB förhandlade med olika intressenter på Nordsjön. Det halvstatliga Östgas AB förhandlade främst med Sovjetunionen, men även Svenska gasföreningen sonderade terrängen och förde diskussioner och förhandlingar med olika tänkbara leverantörer

Några av förhandlingarna avsåg mer eller mindre väl underbyggda LNG- projekt, bl.a. det så kallade Kockumsprojektet år 1977 där LNG skulle importeras från Saudiarabien. Kockum hade redan tidigt på 1960-talet byggt ett antal LNG-fartyg. Under varvskrisen på 1970-talet byggde varvet på spekulativ 2 LNG-tankers som sedan inte gick att sälja. Kockumsprojektet var dock ekonomiskt realistiskt och föll tämligen snart. Emellertid var inte tanken om LNG död. I oktober 1978 slöts ett avtal mellan den svenska och algeriska regeringen om LNG- leveranser till en tänkt LNG- terminal vid Brofjorden.

Strax dessförinnan hade även ett avtal ingåtts mellan SwedeGas AB och Ruhrgas AG om att Ruhrgas skulle leverera norsk gas från Ekofisk-fältet i en ledning från först Ekofisk till Emden och därifrån genom norra Tyskland och Danmark till Malmö. Avtalet förutsatte dock att det skulle godkännas av den svenska regeringen.

Avtalet bedömdes som kommersiellt fördelaktigt. En förutsättning var dock att det godkändes av regeringen. Något sådant godkännande gavs dock aldrig. Både Ruhrgasavtalet och avtalet med Algeriet diskuterades i näringsutskottet utan att de tog egentlig ställning i sakfrågan. Utskottet framförde att en nordisk lösning vore att föredra. Därmed fullföljdes aldrig avtalet. Riksdagen godkände istället i juni 1980 ett avtal mellan Dangas (Dansk Olie & Naturgas A/S), numera Dong och SwedeGas AB om leveranser av naturgas till Sydgas AB (numera E.ON). Detta avtal hade, som ersättning för avtalet med Ruhrgas, förhandlats fram på regeringsnivå mellan den svenska och danska regeringen. Eftersom svenska gasföreningen, som vid denna tidpunkt dominerades av kommunala energiföretag, inte ansåg avtalet som ekonomiskt realistiskt tvingades staten helt överta SwedeGas AB. Inte heller Svensk Petroleum, som nu ensam ägde SwedeGas AB ansåg avtalet med Dangas som genomförbart (Svensk Petroleum hade inga förutsättningar att finansiera utbyggnaden med de villkor som regeringen hade godkänt avseende priser och volymer), vilket ledde till att SwedeGas AB i stället gjordes om till ett dotterbolag direktägt av Vattenfall.

Det statliga agerandet där SwedeGas AB avtal med Ruhrgas underkändes och där staten själv förhandlade fram ett avtal direkt med den danska regeringen utan medverkan från SwedeGas AB ägare har blivit mycket omstritt. Avtalet med Dangas ansågs som oförmånligt, särskilt jämfört med det annullerade avtalet med Ruhrgas. Detta behöver dock inte bero på inkompetens från regeringens sida vilket ibland antyds. När avtalet med Ruhrgas tecknades fanns ett överskott av gas på marknaden, samtidigt som effekterna av den första oljeshocken började klinga ut och både naturgas- oljepriserna sjönk. Nödvändigheten av att snabbt skapa ett alternativ till oljan var bedömdes antagligen som mindre trängande än under perioden fram till 1977. Men revolutionen i Iran och sedan Iraks angrepp på Iran sände upp oljepriserna till nya rekordnivåer. Oljepriset mer än fördubblades mellan 1978 (mindre än 15 \$/fat) och år 1980 (över 38 \$/fat), det år regeringen

skrev avtalet. Den förhärskande uppfattningen vid den tidpunkten var att oljepriset skulle fortsätta uppåt och stiga med reall ca 2 % år³⁸.

Den svenska regeringen, som då var en minoritetsregering ledd av folkpartiet, hade hamnat i en återvändsgränd. Den nya oljekrisen som inleddes spädde på inflationen. Samtidigt hade löneavtalen både på den privata och offentliga arbetsmarknaden kopplats till inflationen. Inte bara löneavtalen var kopplade till inflationen utan även pensioner och hela socialförsäkringssystemet. Kunde inte regeringen hålla nere prisstegringarna riskerade den svenska ekonomin att kollapsa. Regeringen genomförde därför ett prisstopp på olja. Problemet var dock att de tillåtna högstpriserna låg lägre än de internationella handelspriserna. Resultatet blev att de kommersiella oljelagren tömdes och Sverige var på väg in i en inhemsk försörjningskris. Förhandlingarna med Danmark om gasleveranser ter sig i efterhand som en panikåtgärd. Tidpunkten var illa vald, inte bara från prissynpunkt. De internationella priserna på nya gaskontrakt nådde vid denna tidpunkt en toppnivå. Men därutöver så hade den danska regeringen nyligen fattat beslutat att med lagstiftningsmakt inleda en snabbutbyggnad av det danska gassystemet. Danmark hade därför små möjligheter att också kunna förse den svenska marknaden med gas. Men den svenska regeringen tvingade mer eller mindre den danska regeringen att gå med på ett avtal. Avtalet var i sig relativt normalt med prisuppräkningsklausuler och förhandlingspunkter där volymer och priser kunde omförhandlas. Men grundpriset kom att ligga mycket högt. Danmark hade i praktiken ingen gas att avvara. Ville Sverige ha ett avtal så fick det bli på en mycket hög nivå.

Sverige försökte senare få till stånd en omförhandling av avtalet, men en sådan kom inte tillstånd förrän den i kontraktet stipulerade förhandlingspunkten hade nåtts 1989. Avtalet med Dangas kom sedan att kompletteras med ytterligare avtal om leveranser år 1984 och 1986. Detta för att SwedeGas AB skulle kunna försörja Sydgas och Västgas.

Genom avtalet med Dangas kom det svenska systemet att anslutas till det danska genom att den danska stamledningen förlängdes från Klagshamn på Själland till Dragör i Skåne. Den svenska stamledningen byggdes upp längs västkusten i en första etapp upp till Halmstad och i en senare etapp till Göteborg. Sedermera har avgreningar byggts från Malmö till Trelleborg och från Halmstad till Gnosjö och från Göteborg till Stenungsund.

³⁸ Detta var dock en missbedömning av situationen. Den andra oljekrisen blev kortvarig och OPEC fick ägna den första halvan av 1980-talet till att med olika knep hjälpligt hålla uppe oljepriserna, innan den slutliga kollapsen år 1985. Det är först 2008 som oljepriset reallt har kommit upp till samma nivå som år 1980. Eftersom avtalen är hemliga och regeringen inte redovisade något skäl för sin vägran att godkänna Ruhrgasavtalet kan det också ha innehållit krav på långtgående statliga ekonomiska garantier. Det går därför inte att med det underlag som hittills offentliggjorts kunna avgöra om regeringen gjorde fel när de inte godkände Ruhrgasavtalet. Att avtalet med Dangas blev oförmånligt berodde delvis på att kontrakten slöts vid fel tidpunkt, men uppenbarligen också på rena missbedömningar från den svenska regeringen.

Förlängningen av stamledningen från Halmstad till Göteborg genomfördes av SwedeGas AB för att försörja Västgas AB, ägt av ett konsortium med Göteborgs kommun som huvudintressent.

Samtidigt pågick en rad andra projekt avsedda att föra in gas till i första hand Mellansverige. Projekteringen för den fortsatta utbyggnaden avbröts dock 1991.

Vid sidan av den utbyggnad som genomfördes fanns flera ytterligare projekt. Vattenfall projekterade t.ex. tidigt tillsammans med Statoil en stor transitledning från Nordnorge till Kontinenten. Det fanns även planer att bygga en transitledning genom norra Finland och Sverige från det ryska Sthokmanfältet till dåvarande Västtyskland (detta var en föregångare till Nord Stream för 30 år sedan). Därutöver förhandlades det om tillförselledningar i olika sträckningar från såväl Norge, Danmark och Ryssland. Alternativ undersöktes där gas från Ryssland skulle transiteras via det finska systemet och där gas skulle föras direkt från Ryssland till Sverige. Men det fanns också flera projekt där gas skulle föras från Norge in i Sverige och därefter vidare in i Finland.

Under en period gick ett antal svenska kommuner in som delägare i ett projekt för att utvinna gas på Svalbard. Ett privatägt konsortium borrade efter gas i Siljanområdet. Samtidigt bedrevs ett tekniskt utvecklingsarbete för att lösa behovet av inhemska gaslager finansierat av staten och naturgasintressenterna. I Grängesbergsgruvan prövades olika tekniker med inklädda bergrum för lagring. Erfarenheterna från detta projekt låg senare till grund för den demonstrationsanläggning Sydgas senare lät bygga vid Skallen.

Den s.k. trepartiöverenskommelsen år 1990, mellan Socialdemokraterna, Centerpartiet och Folkpartiet, till vilken även vänsterpartiet anslöt sig, blev dödsstöten för en storskalig naturgasintroduktion. Visserligen stängdes inte dörren helt, men den klargjorde att en utbyggnad måste genomföras på kommersiella grunder utan statliga garantier samt att biobränslen skulle gynnas jämfört med fossila alternativ.

Även efter det att SwedeGas AB utbyggnadsplaner skrinlades 1991 har det projekterats och undersökts olika alternativ med ny naturgastillförsel. Det norska gas- och oljebolaget Saga Petroleum, numera en del av Statoil, föreslog en ledning till västkusten för storskalig produktion av kraftvärme som ersättning för kärnkraften i Barsebäck och Ringhals. Detta projekt hade sannolikt kommersiella meriter, men saknade politisk förankring. Fortum i förening med Gazprom tog i mitten av 1990-talet på nytt initiativ till en ledning för att föra gas från Sthokmanfälten till kontinenten. En stor rysk transitledning som antingen skulle gå på svenskt territorium eller ”offshore” i Östersjön. Under förutsättning att Sverige kontrakterade tillräckligt stora volymer skulle ledningen gå genom östra Sverige och förse landet med fördelaktigt prissatt gas. Detta var en ytterligare föregångare till Nord Stream.

När det gäller Norge har huvudspåret varit en havsledning till svenska västkusten, men även alternativ där Norsk gas skulle transiteras via Danmark och även ett

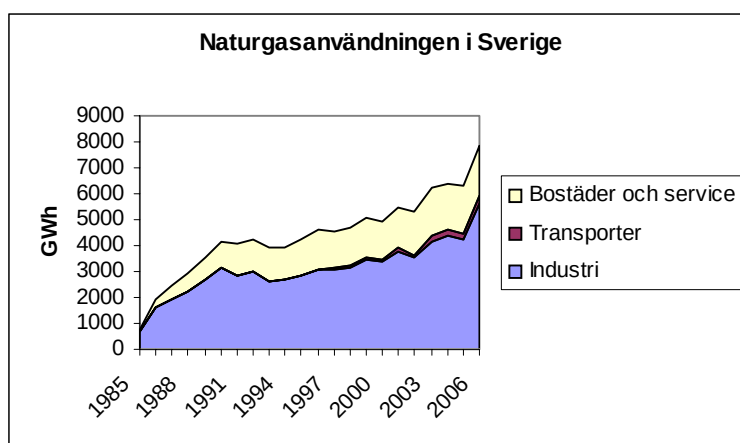
alternativ med en huvudledning från Norge till Polen med en avgrening mot Sverige har undersökts. Därutöver har förutsättningarna studerats av att föra in gas landvägen via Norge, men också via en ledning från Tyskland. Under senare år har återigen olika LNG-lösningar aktualiserats.

11.3.1 Marknadsutvecklingen

Den totala gastillförseln i Sverige uppgick 2006 till 11 TWh, motsvarande knappt 2 % av energibalansen. Den dominerande användningssektorn är industrin. Men en ökande andel av naturgasen går till elproduktion, år 2006 användes 8 % till elproduktion. Naturgasens andel i den totala elförsörjningen är dock blygsam, 12 gånger mer biobränsle användes för elproduktion 2006. Naturgas, i kombination med biogas, har under senare år börjat marknadsföras som drivmedel.

Det framgår ganska väl av diagrammet att även i Sverige marknadsfördes gasen initialt som ett industribränsle för att snabbt få upp volymerna.

Figur 28 Naturgasanvändningen i Sverige



Källa: Energiläget 2007

11.4 Svaga drivkrafter

Frågan varför gasutbyggnaden i Sverige kom igång förhållandevis sent och aldrig heller kom att byggas ut trots den lönsamhet och de fördelar som påvisades i 1968 års utredning om naturgas i Sverige är både enkel och komplicerad.

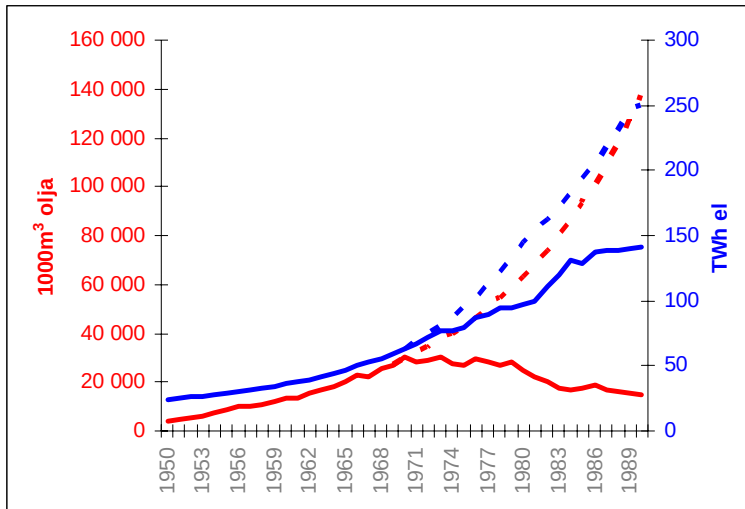
I slutbetänkandet Naturgas i Sverige, som 1968 års utredning om rörtransport av olja och gas avlämnade år 1972, baserades kalkylerna till stor del på CDL³⁹:s prognos över elbehovet samt de prognoser över oljeanvändningen som utgick från att oljeanvändningen skulle fortsätta att öka med 7 % om året åtminstone de närmaste 20 åren. Enligt dessa prognoser krävdes en kraftig utbyggnad av elproduktionssystemet och det skulle även ske en kraftig expansion av oljeanvändningen. Båda dessa prognoser visade sig snabbt vara felaktiga.

³⁹ CDL (Centrala driftledningen) var det organ som formellt svarade för planering och drift av elsystemet under kriser och i krig. CDL organiserades av Kraftverksföreningen och Vattenfall.

Användningen av tjockolja hade redan nått sin kulmen 1971. Oljekriserna från 1973 medförde att nedgången blev ännu kraftigare, men även oavsett oljekriserna hade man inte nått upp till de nivåer som utredningen utgick ifrån.

CDL prognosen gav underlag både för den senare överdimensionerade kärnkraftutbyggnaden men också fortsatt utbyggnad av och drift av oljekondenskraft. När prognosen tämligen snart visade sig vara överoptimistisk fick kondenskraftverken stryka på foten. Därmed förändrades underlaget för naturgasen radikalt.

Figur 29 CDL elkraftprognos 1972 och planeringsförutsättningar för efterfrågan på olja.



Kondenskraftverken skulle stå för den stora basvolymen och dessutom fungera lastutjämnande. I och med att det inte längre var möjligt att basera kalkylen på kondenskraftverk i basdrift försvann inte bara en stor del av marknaden utan även ekonomin i att ha en hög lastutjämning. Delvis kunde volymen kompenseras genom att fjärrvärme kraftigt kom att byggas ut, men för lastutjämning var fjärrvärmens inte optimal.

Samtidigt gick naturgasmarknaden över från att vara en köparens marknad till en säljarens marknad. De villkor som erbjöds utgick från en "net back" prissättning där oljepriset till svensk landgräns sattes lika med tjockoljepriset i Sverige minus distributionskostnaden för gas. Problemet var att distributionskostnaden utgick från kostnaderna i Västeuropa, där man genom en större befolkningstäthet kom upp i fler m³ levererad naturgas per m ledning. Ett lägre utnyttjande av ledningssystemet i Sverige ger en högre overheadkostnad per m³ gas och därmed en lägre marginal.

Under 1980-talet, vände marknaden på nytt och det blev åter en köparens marknad. Marginalen mellan det pris som marknaden kunde betala för naturgas och kostnaden för att föra in gas till landet ökade något. Vändningen kom dock först efter det att kontraktet tecknats med Dangas om gasleveranser från Danmark. SwedeGas AB kom därför att sitta fast i ett kontrakt på en prisnivå som inte var kommersiellt konkurrenskraftig.

Konverteringen från olja till biobränsle i fjärrvärmesystemet krympte successivt den möjliga marknaden. Processindustrin i övrigt utnyttjade den billiga överskottselen som genererades genom kärnkraftutbyggnaden och volymen tjockolja möjlig att ersätta minskade ytterligare. Rent statistiskt verkar det även som om den svenska massaindustrin ökade sin användning av biobränslen som en följd av oljekrisen. Detta är emellertid främst en följd av att det var först i samband med oljekriserna som fullständiga energibalanser började utarbetas. Massaindustrin började redan under första världskriget återanvända lutarna genom att elda upp dem och ta hand om energin samtidigt som kemikalierna kunde återvinnas. Detta utvecklades ytterligare under andra världskriget, även om låga oljepriser och även låga priser på kemikalier efter krigsslutet minskade lönsamheten med en sådan återanvändning så var den fortfarande betydande när oljekrisen inleddes, ca 30 TWh.

Lönsamheten i de olika gasprojekten kom därmed att kontinuerligt försämrats. Om även mindre industrier och villakunder anslöts ökade visserligen volymen men samtidigt ökade investeringskostnaden per m³ gas ännu snabbare och därmed sjönk lönsamheten till oförsvarbart låga nivåer. På lång sikt skulle dock en anslutning av villakunder vara ekonomiskt försvarbar, men även villakunderna kom att upptäcka fördelen med billig el och konverterade från olja till el.

Detta gjorde att även om det fortfarande presenterades kalkyler som visade på vinst för naturgas var riskspridningen i högsta grad asymmetrisk. I bästa fall kunde projekten ge en rimlig avkastning, men sannolikheten för betydande förluster om någon parameter ändrades till det sämre var stor.

Den energipolitiska propositionen år 1991 innebar att gasen inte skulle få ställning som gynnad energiform, tvärtom var det underförstått att om gasens kommersiella konkurrenskraft ökade på biobränslenas bekostnad skulle detta korrigeras genom förändringar i skattesystemet⁴⁰. Därmed blev det omöjligt att finna privata finansiärer utan en statlig förlustgaranti. Men staten deklarerade samtidigt att man inte längre avsåg ge några förlustgarantier. En statlig förlustgaranti behövs under den period gasen måste belastas med fulla kapitalkostnader. Efterhand som investeringarna skrivs av ökar gasens lönsamhet. Men om detta motverkades med kontinuerliga försämringar ur skattesynpunkt ökar risken att förlusterna permanentas.

Naturgasbeskattningen hade en stor betydelse runt 1990, men i och med att beskattningen av industrins energianvändning successivt lindrades undanröjdes skatteosäkerheten för industrins del. Däremot har beskattningen av bränslen i värmeproduktionen och införandet av elcertifikat samt systemet med utsläppsrätter fortsatt påverkat gasens konkurrenskraft negativt.

⁴⁰ Det förtjänar dock att påpekas att skattesystemet aldrig varit prohibitivt, dvs. beskattningen av naturgas har räknat efter energiinnehåll aldrig missgynnats i förhållande till olja och kol. Men biobränslena har varit skattebefriade, under sådana omständigheter blir priskonkurrensen svår.

Den politiska motvilja mot naturgasen, som växte fram efter oljekrisen på 1970-talet, grundades i säkerhets- och försvarspolitik samt kärnkraftsavvecklingen. Inledningsvis gavs garantier till naturgasimportörer och naturgassäljare. I skenet av oljekrisen och rädslan för permanent höga oljepriser för ett land där över 70 % av energitillförseln bestod av olja, sågs naturgasen som ett viktigt komplement.

Efterhand växte emellertid uppfattningen att inhemska bränslen långsiktigt var strategiskt bättre än naturgas. Det fanns därmed knappast någon anledning att genom statliga garantier åstadkomma en kommersiell marknad för ett energislag som samtidigt skulle låsa fast handlingsfriheten för inhemska bränslen under flera decennier.

11.4.1 Säkerhetspolitiken motarbetade gasen

Fram till mitten av 1990-talet gällde för den svenska säkerhets- och försvarspolitik att Sverige under en långvarig säkerhetspolitisk kris i vårt närområde samt under krig skulle vara självförsörjande med egna resurser. Under sådana omständigheter fanns det inte någon säkerhetsmässig fördel att byta olja mot gas. Båda var importerade och säkerheten måste garanteras med inhemska lager. Det var rimligt att hävda att gas under icke säkerhetspolitiska kriser kunde vara fördelaktigare än olja, men under en säkerhetspolitisk kris var försörjningssituationen sämre, eftersom teknik och förutsättningar för naturgaslagring inom landet saknades. Därmed fanns det ett försvars- och säkerhetspolitiskt motstånd mot gas.

Biobränslena däremot stärkte inte bara den inhemska försörjningsförmågan under vanliga tillförselkriser utan den stärkte avgjort förmågan till försörjning under säkerhetspolitiska kriser jämfört med ett olje- eller naturgasbaserat energisystem. Utifrån ett sådant synsätt var det rimligt att biobränslena gynnades.

Under 1990-talet blev det emellertid uppenbart att den säkerhetspolitiska situationen hade förändrats. Relevansen med ett planeringsfall där Sverige skall klara energiförsörjningen under perioder där importen är starkt begränsad blev omöjlig att försvara. I och med den svenska ansökan om inträde i EEC, numera EU, föll argumenten mot naturgas baserat på de säkerhetspolitiska övervägandena.

11.4.2 Kärnkraftfrågan blev ett ytterligare hinder

Men gasen hade också tidigt blivit en het fråga i den efterhand alltmer inflammerade frågan om kärnkraftsavveckling. Folkomröstningen om kärnkraften hölls ungefär samtidigt som avtalet med Dängas. Motståndet mot naturgas blev en sammanhållande fråga för både kärnkraftsvänner och kärnkraftsavvecklare. De som ville avveckla kärnkraften ville ersätta den med inhemsk och förnybar el och inte el baserad på naturgas. Ett utbyggt naturgassystem skulle avsevärt försvåra en introduktion av förnybar energi. De som ville bevara kärnkraften ville inte heller se någon utbyggnad, eftersom det skulle underlätta kärnkraftsavvecklingen. Frågan om kärnkraftsavvecklingen är sedan någon tid mindre het.

Samtidigt med att den säkerhetspolitiska doktrinen förändrades växte klimatfrågan och kravet på ett uthålligt energisystem. Klimatfrågan och uthållighetstanken har alltmer kommit att överta den betydelse som säkerhetspolitiken och kärnkraftsfrågan haft för att premiera biobränslen på bekostnad av naturgas.

Tyngden i dessa politiska argument skall inte underskattas. Även om de företagsmässiga kalkylerna visade på svag lönsamhet och stora risker, saknade inte gasen helt konkurrenskraft. Men när även effekten av existerande och eventuella framtida förändringar i skattesystemet togs med i kalkylen blev naturgasen ett kommersiellt högriskprojekt. De olika svenska regeringarna kunde naturligtvis ha utformat skattesystemet på ett sådant sätt att gasen blivit konkurrenskraftig, eller på annat sätt markerat att gasen hade en långsiktig roll i det svenska energisystemet. När regeringarna successivt drog tillbaka sitt stöd ökade det kommersiella risktagandet i motsvarande grad.

En ytterligare försvårande omständighet var den splittrade ägarbilden, många ville ha tillgång till gas men få var beredda att ikläda sig ägaransvar. Kommunerna var inledningsvis villiga att stå som en huvudägare till ett gassystem men de drog sig snabbt ur leken som redovisats ovan. De insåg att de skulle bli skyldiga att försörja även andra förbrukare med gas som inte skulle kunna säljas med lönsamhet. Därmed skulle de tvingas skjuta till kommunala skattepengar på en affärsverksamhet som knappast uppfyllde kommunallagens krav på att vara en kommunal angelägenhet.

Storindustrin splittrades eftersom massaindustrin kunde utnyttja de låga elpriserna och därmed inte hade intresse av att ta en stor ägarrisk. Kraftindustrin kom att prioritera kärnkraftsutbyggnaden. Eftersom denna skulle leda till ett överskott av el fanns ingen anledning att självmant konkurrera med sig själva genom att bygga upp ett system för gas. Även om Vattenfall hela tiden funnits med i ägarkonstellationen så har företaget knappast aktivt verkat för en utbyggnad.

11.4.3 Ägarfrågan - Svarte Petter

När Grängesbergs och Johnsonkoncernerna var för sig aktualiserade naturgas i Sverige så var det främst för att leverera stålrör till ledningen och för att också kunna försörja sina egna industrier. Johnsonkoncernen hade en ytterligare bevekelsegrund. Företaget var specialiserat på handel med Sovjetunionen, men en förutsättning för denna handel var att den kunde balanseras på statsnivå, dvs. värdet av den svenska exporten till Sovjetunionen fick inte överstiga värdet av den svenska importen från Sovjetunionen. En import av naturgas från Sovjetunionen skulle därmed öka gruppens utrymme för exportaffärer.

Det finns inte klart utsagt om de också var beredda att ta ett ägaransvar för att skriva gaskontrakt och för att bygga ut ledningssystemet. Rörledningsutredningen tog dock upp ägarfrågan i sitt betänkande 1972. Utredningen utgick från att det var staten som skulle bygga och driva infrastrukturen.

Det finns här anledning att framhålla att många av de stora infrastruktursystemen, vägar, el, post, tele, gas och vatten vid denna tidpunkt kallades för naturliga

monopol. I den ekonomiska litteraturen var utgångspunkten att det var en statlig uppgift att ansvara för dessa system. Det finns också anledning att peka på att det statsbärande partiet var ett socialistiskt parti. Partiet navigerade med en betydande pragmatism i socialiseringsfrågan, men var vid denna tidpunkt utsatt för ett tryck, inte minst från det socialdemokratiska ungdomsförbundet, som krävde långtgående socialiseringsåtgärder mot framförallt banker, försäkringsbolag, läkemedelsindustrin, mm. Att i det läget förorda en privatägd infrastruktur för gas var knappast möjligt

Inte heller i övriga Västeuropa fanns någon annan uppfattning än att infrastrukturen skulle ägas av staten. Det enda undantaget var Västtyskland, där den federativa konstitutionen i praktiken omöjliggjorde centrala statliga monopol. Det fanns därför knappast några invändningar när regeringen i strax före sitt förlustval 1976 bildade det halvstatliga företaget SwedeGas AB för att importera och inom landet vidareföra naturgas.

Det fanns naturligtvis en ytterligare anledning varför en statlig lösning eftersträvades och det var att en gasmarknad i Sverige inte bedömdes som lönsam annat än på mycket lång sikt. Även lönsamheten i Ruhrgasavtalet har ifrågasatts⁴¹.

Den konstruktion som valdes där Vattenfall, via Svenska Petroleum AB (SP), ägde 51 % och där gasföreningens servicebolag AB, ägt av olika kommuner och industrigrupperingar, ägde de resterande 49 % innebar i praktiken att förlustrisken hamnade på staten. De vid denna tidpunkt hårt trängda kommunerna liksom tillverkningsindustrin slapp risken. Men samtidigt innebar konstruktionen att regeringen hade full insyn och fullständig kontroll över verksamheten samtidigt som det operativa ansvaret låg behagligt långt borta.

Denna lösning som både regering, naturgasintressenter, men även oppositionen var tillfreds med, krackelerade när regeringen i stället för att godkänna Ruhrgasavtalet förhandlade fram sitt avtal med Dangas. Svenska Petroleum fick överta hela gasföreningens andel i bolaget. Kort därefter drabbades SP av stora förluster genom ett oförmånligt avtal med Saudiarabien samtidigt som efterhand avslöjades hur ekonomiskt orealistiskt avtalet med Dangas var.

Resultatet blev att ägandet av SP delades upp på så sätt att Industridepartementet tog över 50 % av Vattenfalls aktier samtidigt som SwedeGas AB ombildades år 1984 till ett av Vattenfall direktägt dotterbolag. Samtidigt höjdes aktiekapitalet i SwedeGas AB och verksamheten kunde fortsätta.

Problemen med avtalet med Dangas fortsatte emellertid. Problemet låg både på volym- och prissidan. Olika propåer togs upp om att omförhandla avtalet, men intresset för sådana omförhandlingar var mycket små från den danske exportören. De krävde full kompensation för de förluster som bolaget skulle göra som ett resultat av omförhandlingen. Regeringen hade löst problemet med SP oförmånliga

⁴¹ Erik Moberg har i sin bok *Naturgas i Sverige*, 1991, bedömt att Ruhrgasavtalet i den tidens penningvärde skulle leda till en samlad förlust på knappt 1 mdr kr, jämfört med att behålla oljan.

Saudiarabiska oljekontrakt, genom att helt sonika säga upp avtalet. Men ett så bryskt tillvägagångssätt vågade eller ville inte regeringen göra gentemot Danmark. Särskilt inte med det ännu färska minnet av under vilka omständigheter avtalet ingåtts. Den tredje utvägen hade naturligtvis varit att låta SwedeGas AB gå i konkurs.

När sedan Västgasprojektet skulle genomföras med början år 1986 ville uppenbarligen inte den då sittande regeringen riskera mer av Vattenfalls pengar. En förutsättning för SwedeGas AB skulle få genomföra ytterligare investeringar i stamnätet och teckna ett tilläggsavtal med Dangas om utökade leveranser var att nya och kapitalstarka intressenter gick in som delägare. Shell och Statoil gick in med en ägarandel om 15 % vardera och DONG, moderbolaget till Dangas gick in med 10 %. Aktiekapitalet höjdes med 300 m kr, men samtidigt infördes en återköpsskyldighet för Vattenfall för den händelse marknadsutvecklingen skulle bli sämre än utlovat.

Kritiken mot denna ägarkonstruktion blev hård. De potentiella exportörerna kunde via sitt ägande mjölka SwedeGas AB och/eller deras kunder och överföra dessa vinster till moderbolagen. Detta ledde till att Vattenfall 1989 köpte tillbaka de aktier som DONG och Statoil ägde. I samband härmed tecknades ett nytt och ett tredje kontrakt med Dangas. Vid denna tidpunkt var Vattenfall även intresserad av gasen för egen räkning. Naturgas skulle ersätta kärnkraften. Först i samband med det nya avtalet år 1989 avtal blev det möjligt att förhandla om avtalet från 1980.

1990 skedde en ny omstrukturering av SwedeGas AB genom att Vattenfall avyttrade 42 % av sina aktier till Sydkraft 15 %, Mellansvenska naturgaskonsortiet 15 % och en industrigrupp med 12 %. Shell kvarstod tills vidare med sina 15 %. Sluttidpunkten för kärnkraftavvecklingen började komma obehagligt nära. I praktiken framstod nu naturgas som den enda möjliga lösningen. Äntligen fanns betingelser för en kommersiell lönsam utbyggnad av gassystemet.

Men den kärnkraftsfientliga falangen inom socialdemokratin fick ge sig för den kärnkraftsvänliga linjen som framförallt företrädde av LO. Under 1990 förhandlades fram den tidigare nämnda fyrtioöverenskommelsen därmed upphävdes år 2010 som slutdatum för kärnkraften, och lades fast att en fortsatt naturgasintroduktion inte kunde påräkna något statligt stöd.

Givet en redan låg lönsamhet höjdes riskbilden ytterligare för nya projekt. Resultatet blev att delägarna i SwedeGas AB överlät ägandet av stamnätet och leveranskontrakten på Vattenfall. Verksamheten bedrevs i det nybildade bolaget Vattenfall naturgas som förvaldade kontrakten och ansvarade för driften i stamnätet. Anläggningsvärdet skrevs ner med 2 mdr kr, för att därigenom skapa förutsättningar för lägre överföringstariffer och bättre lönsamhet för distributörerna Sydgas och Västgas.

Vattenfall sålde år 2001 naturgasverksamheten till nya ägare som drev verksamheten under namnet Nova naturgas. I samband med avregleringen av

gasmarknaden skedde ytterligare förändringar. Driften av stamnätet sköts på nytt av SwedeGas AB, nu med E.ON/Ruhrgas, Statoil, Dong och Fortum som ägare. Samtidigt utsågs Svenska kraftnät som oberoende systemoperatör. Dong övertog den kvarvarande verksamheten i Nova naturgas år 2004, Dong svarar för ca 35 % av importen till Sverige.

Sett i efterhand finns anledning att fråga sig hur stor betydelse ägarfrågan hade för SwedeGas AB och för utvecklingen av gasmarknaden. Vattenfall som huvudägare hade knappast något större egenintresse av en omfattande gasintroduktion. Under större delen av tiden fram till försäljningen av Vattenfall naturgas var Vattenfall mer engagerad först frågan om kärnkraftsutbyggnaden och det elöverskott som därmed uppstod och därefter hur kärnkraftsavvecklingen skulle kunna förhindras eller skjutas upp. Möjligen under perioden 1986 till 1990, när en snabbavveckling av kärnkraften var en påtaglig realitet fanns incitament för bolaget att driva gasfrågan. Övriga ägarkonstellationer verkar också mer ha sett sitt ägande som en kontrollfråga och som en möjlighet att tillvarata sina särintressen.

Resultatet blev att SwedeGas AB aldrig i förhandlingsarbetet kunde uppträda som en samlande centralorganisation. Misstänksamheten mot bolaget var stor och det pågick mer eller mindre hela tiden parallella förhandlingar om gasleveranser i mer tillfälligt skapade ägarkonsortier. Detta undergrävde naturligtvis SwedeGas AB trovärdighet både gentemot sina tänkbara leverantörer och även inhemska kunder. SwedeGas AB kunde inte heller åstadkomma något avtal på en prisnivå som gjorde gasen lönsam. Huvudfrågan i de enskilda projekten var därför inte hur vinsten skulle fördelas utan vem som skulle täcka förlusten.

11.4.4 Lönsamheten

Kärnkraftsfrågan var en viktig faktor som motarbetade gasfrågan. Men den skall inte överdrivas. Hade naturgasen visat en god lönsamhet så hade det sannolikt inte varit så enkelt att hindra utbyggnaden.

Ovan har pekats på att lönsamheten med en naturgasuppbyggnad var låg. Flertalet kalkyler pekade på en totalförlust eller åtminstone en så svag lönsamhet och så stora risker att projekten knappast kunde betraktas som kommersiella. Det finns därför anledning att närmare granska vilka faktorer som gjorde naturgas till ett potentiellt förlustprojekt i Sverige samtidigt som det var vinnarprojekt i övriga Europa.

Den populära förklaringen från gasföreträdarna har varit dels den låga befolkningstätheten, dels skattesystemets utformning dels ock bristande ekonomiskt stöd från staten under uppbyggnadsskedet.

Sett i efterhand kan möjligen befolkningstätheten ha haft betydelse. Skattesystemet jämfört med övriga Europa var snarast fördelaktigt och naturgasen fick ett omfattande statligt stöd.

Inte ens befolkningstätheten kan ha haft avgörande betydelse. Inriktningen i samtliga projekt har varit att enbart bygga upp ett gassystem i de befolkningsmässigt och energimässigt mest attraktiva områdena.

Det är visserligen sant att naturgasen var skattebefriad i de flesta länder i Europa, men så var all energianvändning. I Sverige var beskattningen av naturgas ca 75 % av skatten på olja. Detta borde ha gett gasen en konkurrensfördel som inte fanns i övriga Europa. Huruvida subventionerna i Sverige var lägre än i övriga Europa har inte undersökts, men inledningsvis gavs betydande driftsbidrag och även bidrag till investeringar.

Orsaken till den bristande lönsamheten får därför främst sökas på annat håll. Biobränslenas gynnade ställning är utan tvivel en faktor. Men inte heller den kan vara huvudförklaringen. Mellan 1970 och 1990 ökade tillförseln av biobränslen från 43 TWh till 65 TWh, dvs. en ökning med drygt 20 TWh, under samma period ökade den totala energianvändningen med över 100 TWh. Biobränslena påverkade säkerligen naturgasens lönsamhet negativt, men hade knappast avgörande betydelse.

En negativ faktor för Sverige var att det inte inom landet gick att lösa frågan om säsongslagring. Utan säsongslagring blir lastutnyttjandet sämre, dvs. en högre kostnad per konsumerad enhet, men även tillförselkostnaden ökar eftersom gasen är dyrare under höglastperioder. Men inte heller detta kan vara en huvudförklaring.

En ytterligare förklaringsgrund är tillförselkostnaden. Fram till avtalet med Danmark så utgick samtliga förhandlingar från stora kontrakt. Men i och med avtalet med Dangas så låstes marknaden upp på ett sätt som gjorde att tillkommande volymer var begränsade. En tumregel är att ett nytt tillförselprojekt behöver vara i storleksordningen 4 till 5 BCM för att utnyttja stordriftsfördelarna. Men de kontrakt som förhandlades låg i storleksordningen från 1 till som högst 3 BCM. Om man utgår från att leverantören av gas vill ha samma avkastning på en liten kund som en stor kund så innebär det ett högre gaspris för den mindre kunden.

Hela tiden bedrevs parallella förhandlingar om leveranser från olika håll där det möjligen ingick som en långsiktig option att öka leveranserna för att även inkludera en kärnkraftsavveckling. Men de volymer som faktiskt kunde kontrakteras var för små.

Den totala marknaden under 1980-talet om inte kärnkraften räknades in var i storleksordningen 45 TWh. Detta var en tillräcklig volym för att motivera en tillförselledning men inte två eller tre separata ledningar som var utgångspunkten. Det var först om även kärnkraften skulle ersättas med gas som det fanns utrymme för tre tillförselsystem.

Detta är antagligen den enskilt viktigaste förklaringen till den svaga lönsamheten. Men det finns även anledning att peka på ytterligare ett förhållande.

Energipriserna i Europa var som redovisats i Del III mycket höga. En bidragande faktor i många länder var den subventionerade kolindustrin. Det finns anledning att anta att den svenska energimarknaden redan före oljekrisen var avsevärt mer konkurrensinriktad än i övriga Europa⁴².

De internationella oljebolagen såg Sverige som en behändigt stor modellmarknad över Europa där man kunde testa nya produkter och marknadsföringsmodeller. I Sverige förekom därför en hård kamp om marknadsandelar mellan oljebolagen. Priserna på framförallt eldningsolja kom under 1970- och 1980-talen skruvas ner till en nivå där lönsamheten närmast upphörde. Flera stora internationella oljebolag lämnade under 1980- talet den svenska marknaden med hänvisning till den låga lönsamheten, t.ex. Esso, Mobil, Texaco och senare även BP.

Elpriserna var relativt låga. När sedan överskottet av el, som blev en följd av kärnkraftsutbyggnaden, ökade fortsatte pressen på de inhemska priserna. Oljekrisen med snabba prisstegringar och en hög inflation maskerade det faktum att handelsmarginalerna både i el- och i oljehandeln pressades nedåt.

Därmed hamnade naturgasen i en skruvstådsliknande situation. Prisnivån på den energi som naturgasen skulle konkurrera med var redan i utgångsläget för låg för att naturgasen skulle bli lönsam, antagligen lägre än i övriga länder. Till detta skall läggas att tillförselkostnaden, genom de begränsade volymer som var aktuella blev för hög, åtskilligt högre än i de övriga europeiska länderna.

11.5 Framtiden

Ramvillkoren är sådana att utan förändringar i dessa kommer det inte att ske någon storskalig utbyggnad av naturgasen. I och med att energipolitiken inte stöder en expansion av naturgasen finns en för stor osäkerhet om framtida politiska ingrepp som äventyrar lönsamheten. Tillåts inte ”ny” naturgas konkurrera med biobränslen är den återstående oljemarknaden både för liten och för geografiskt splittrad.

Fortfarande finns geografiska delmarknader som är tillräckligt lönsamma för investeringar i begränsad utbyggnad och mindre nya tillförselledningar. Det projekt som planeras på västkusten för att öka tillgången på gas på västkusten, med Preem raffinaderi som huvudkund, är ett exempel på en tillräckligt stor och lönande regional marknad, givet att priset på gas till gräns kan hållas tillräckligt lågt⁴³. Projektet ligger dessutom tidsmässigt rätt, utgående från att Danmark ungefär samtidigt kommer att gå över till att bli nettoimportör. Frågan hur den nuvarande tillförseln långsiktigt skall garanteras måste därför prövas. Skan Led är ett alternativ till den nuvarande tillförselledningen.

⁴² Se t.ex. SOU 1970:13 Sveriges energiförsörjning - Energipolitik och organisation

⁴³ Detta projekt ingår i Skan Led. Ett konsortium bestående av norska, svenska och danska ägare har i januari 2008 lämnat in en koncessionsansökan till de berörda ländernas myndigheter. I övrigt se kapitel 13.

På samma sätt som på västkusten finns fortfarande en tillräcklig marknad i Mälardalsområdet för att göra det möjligt med en grenledning från Nord Stream (se även kapitel 13). Detta alternativ erbjuder möjlighet till lagring av gas i Tyskland och möjliggör en sammanbyggnad med Sydgas planerade ledning från Västkusten till Östkusten. Om tyska lager används för säsongslagring kan utnyttjandegraden totalt höjas, med lägre kostnader och en förbättrad konkurrensförmåga samtidigt som försörjningssäkerheten förbättras. Även en sådan lösning är ett alternativ till nuvarande tillförsel.

Emellertid kan Sverige fortsätta att importera gas via Öresundsledningen även om gasen inte längre kommer från det danska gasfältet.

Ytterligare ett projekt, Baltic Gas Interconnector, är aktuellt. Det är en ledning i Östersjön för att binda samman Tyskland, Sverige och Danmark.

Därutöver finns även projekt för att föra in LNG till Mälardalen, främst för att utnyttjas i stadsgasnätet i Stockholm⁴⁴.

Alla projekten innehåller osäkerheter och kräver ett samarbete mellan ett stort antal aktörer som var för sig inte har sammanfallande intressen.

Skan Led står och faller med att intressenterna, representerande 4 länder: Danmark, Norge, Sverige och Polen kan enas om att fullfölja projektet. Men projektet är väl avgränsat, marknaden tydlig och långsiktig. Danmark måste inom bara några år importera naturgas, Norge är det naturliga valet av leverantör. Även Polen har ett mycket tydligt behov av att diversifiera sin tillförsel. Skan Led förefaller ekonomiskt vara ett bättre alternativ för Polen än övrig alternativ. Därför är sannolikheten stor att projektet för att binda samman Norge med Danmark och Polen genomförs. Merkostnaden, jämfört med intäkterna, med en svensk anslutning är relativt obetydlig.

En grenledning från Nord Stream förutsätter även ett avtal med Tyskland om lagringsutrymme och villkor för transitering av gas (i praktiken hur tyska gasimportörer skall kompenseras för minskade leveranser under höglast). Men därutöver krävs avtal mellan olika kundgrupper om leveransvillkor. Både betalningsvilja och betalningsförmåga varierar för de potentiella kunderna. Projektet förutsätter att någon, sannolikt E.ON, tar ett långsiktigt och fullt ägaransvar. Det är dock inte självklart att regeringen skulle bevilja koncession för ett sådant projekt.

Framtiden för Baltic Gas Interconnector är oklar, bland annat är den affärsmässiga logiken svår att förstå, särskilt om Nord Stream och/eller Skan Led genomförs.

Det finns en industriell olust inför utsikterna att det enda internationellt prissatta energislaget, olja fasas ut. Emellertid förefaller den energiintensiva industrins

⁴⁴ Den nuvarande inriktningen hos Fortum förefaller dock vara en långsam avveckling av stadsgasen i Stockholm

strategi vara att byta olja mot biobränsle och annan förnybar energi givet att styrmedlen utformas så att prISRISKEN även fortsättningsvis läggs på skattebetalarna. Det innebär att i stort sett bara den petrokemiska industrin har ett tillräckligt starkt intresse av naturgas för att engagera sig i nya projekt.

Något intresse från kraftindustrin att gå in som delägare i ett nytt större gasprojekt finns knappast. Nuvarande stödformer för förnybar elproduktion tillsammans med ett ökat intresse för kärnkraft är bättre alternativ.

De kommunala energiföretagen har med få undantag inget intresse av att ta ett ägaransvar.

Därmed är cirkeln sluten. Ett av problemen under tre decennier har varit att ingen velat ta ett aktivt ägaransvar annat än för mycket begränsade delar. Någon ändring i det avseendet är inte att vänta. Givet den breda politiska uppslutningen kring miljö- och klimatpolitiken finns knappast anledning att anta någon ändring i energipolitiken som innebär att lönsamheten och risktagandet i nya stora gasprojekt skulle attrahera vare sig nya ägare eller nya finansiärer.

DEL V – DEN EUROPEISKA UTMANINGEN

12 Marknaden

Medlemsstaterna inom EU- 27 förbrukade 540 Bcm naturgas år 2005, vilket motsvarar ungefär 6000 TWh. Drygt 40 % av gasen utvanns bland unionens medlemmar. Om Norge inräknas ökar andelen till 55 %.

Möjligheterna att ytterligare öka utvinningen inom EU är i stort sett obefintliga. Tvärtom tyder det mesta på att nuvarande nivå (ca 250 Bcm) är inne i en manifest nedgångsfas. Snabbast är nedgången i Storbritannien, men även Danmark kommer snart till att övergå från att vara nettoexportör till att bli nettoimportör. Även i övriga EU-länder med egen gasutvinning har produktionen nått toppen.

De stora nettoleverantörerna av gas till EU var Ryssland 23 %, Norge 13 %, Algeriet 10 % och Nigeria 2 %. Övriga exportörer till EU kom tillsammans upp till 4 %. Dessa är: Egypten, Libyen, Oman, Qatar, Förenade arabemiraten, Turkmenistan, Uzbekistan, övriga f.d. Sovjetrepubliker samt Malaysia.

Inom EU är Storbritannien och Nederländerna de största leverantörerna med en marknadsandel av 15 respektive 14 % av den tillförda gasen (Storbritannien är dock ingen exportör). Det innebär att sex länder står för 75 % av den tillförda gasen. De 7 största bolagen levererar 80 % av den gas som förbrukas inom unionen. I mångt och mycket är det dessa länder och företag som EU även i framtiden har att välja som leverantörer. Ytterligare länder som kan tillkomma som större leverantörer är några länder i Västafrika, Mellanöstern och möjligen Centralasien.

Tabell 4 Gasleverantörernas marknadsandelar av den totala marknaden.

Företag	%
Gazprom	20
Shell	12
Exxon/Mobil	12
Sonatrach	12
Holländska regeringen ⁴⁵	8
BP	8
Statoil/Hydro	8
Summa	80

Källa: Global Insight

Nära kopplat till EU är Norge, Schweiz och Island. Diskussioner pågår om ett medlemskap för Turkiet. Det finns därför anledning att i beskrivningen även inkludera dessa länder.

⁴⁵ Via sin 75 % ägarandel i bolaget NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij), resterande 25 % ägs av Shell.

Tabell 5 Gasmarknaden inom EU samt Island, Norge, Schweiz och Turkiet år 2005 (TWh)

	Utvinning	Export/Import	Förbrukning
Storbritannien	917	70	985
Tyskland	165	764	929
Italien	115	696	811
Frankrike	10	474	483
Nederländerna	654	-243	410
Spanien	2	352	353
Turkiet	9	257	266
Belgien	0	165	165
Rumänien	113	49	162
Polen	45	96	142
Ungern	27	114	141
Österrike	16	85	101
Tjeckien	2	88	90
Slovakien	1	67	68
Norge	887	-827	60
Danmark	109	-58	51
Portugal	0	45	45
Finland	0	42	42
Irland	5	35	40
Bulgarien	4	29	33
Schweiz	0	32	32
Litauen	0	29	29
Grekland	0	27	27
Lettland	0	17	17
Luxemburg	0	14	14
Sverige	0	10	10
Estland	0	10	10
Albanien	0	0	0
Cypern	0	0	0
Malta	0	0	0
Island	0	0	0
Summa	3134	2403	5537

Källa: IEA, OECD- och Non OECD Country Energy Balances 2006

Cypern⁴⁶, Malta och Island är de enda länderna som inte har tillgång till naturgas och som därför lämnas åt sidan. Av de återstående 28 länderna spelar naturgasen en varierande roll i ländernas energiförsörjning.

Till gruppen med lågt beroende av naturgas, 10 % eller mindre, hör 4 länder: Sverige 2 %, Grekland 8 %, samt Finland och Schweiz med vardera 10 %. I inget av dessa länder förekommer någon utvinning av gas.

En ganska stor grupp på 8 länder har ett måttligt beroende av naturgas (mellan 11 och 20 %). Hit hör Polen, Slovenien, Portugal, Bulgarien, Frankrike, Estland,

⁴⁶ Cypern har långtgående planer på en naturgasintroduktion.

Norge och Tjeckien. Dessa länder, med undantag för Norge som är nettoexportör, har ingen eller en blygsam utvinning av naturgas.

Gruppen länder med ett stort beroende av naturgas (mellan 21 till 30 %) består av 10 länder. Hit hör Spanien, Danmark, Tyskland, Irland, Österrike, Belgien, Luxemburg, Turkiet, Lettland och Litauen. Danmark är ännu nettoexportör av gas. I övrigt är det bara Tyskland som har en egen utvinning av betydelse.

Gruppen med ett mycket stort beroende (över 31 %) består av 6 länder: Slovakien, Storbritannien, Rumänien, Italien, Nederländerna och Ungern. Nederländerna är nettoexportör och Storbritannien har varit självförsörjande fram till 2003. Rumänien är till 70 % självförsörjande, motsvarande siffror för Ungern är ca 30 % och för Italien ca 10 %.

Det finns en tendens att andelen gas i energibalansen är korrelerad till den egna tillgången av gas.

De 10 största länderna bland dessa 31 länder förbrukade år 2006 mer än 75 % av all gas som utvanns eller tillfördes, totalt mer än 4700 TWh gas av de knappt 6000 TWh som totalt konsumerades.

Det enda icke EU-land som finns med bland de 10 största förbrukarna är Turkiet. Nära nog samtliga av storförbrukarna, med undantag för Nederländerna, står inför olika utmaningar när det gäller tillförseln. Storbritannien har snabbt gått från att vara självförsörjande till att bli importberoende. Turkiets energibehov och gasbehov växer snabbt. Polen och Rumänien är starkt beroende av rysk import. Italien och Belgien är de mest importberoende av dessa länder. Tyskland står inför stora utmaningar med sin ambitiösa klimatpolitik kombinerat med beslutet att avveckla kärnkraften. En konvertering från kol- till gasbaserad elproduktion är en möjlig väg. Men detta förutsätter ett ytterligare ökat importberoende.

Tabell 6 De 10 största förbrukarna inom Europa år 2005

Land	Förbrukning (TWh)
Storbritannien	987
Tyskland	940
Italien	821
Frankrike	477
Nederländerna	411
Spanien	347
Turkiet	265
Belgien	164
Rumänien	162
Polen	142
Summa	4716

Källa: IEA. Non OECD- Countries Energy Balances, 2007

13 Varifrån kommer gasen?

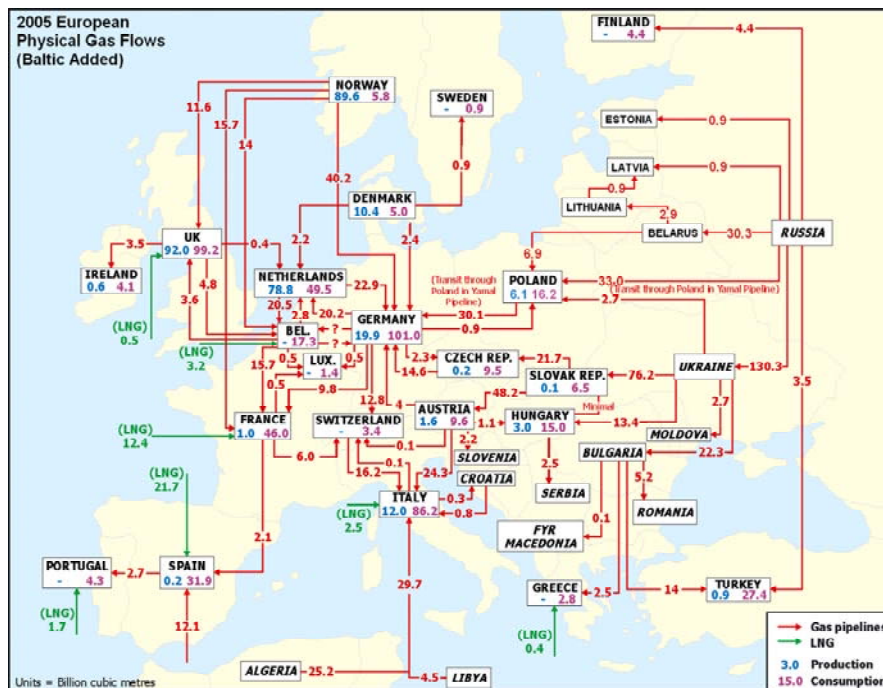
13.1 Infrastrukturen

13.1.1 Rörledningsgas

En översiktlig schematisk bild över gasflödet visas i figuren nedan. Den norska gasen förs in till dels Storbritannien via två rörledningar och dels Kontinentaleuropa genom 5 rörledningar. Den totala tekniska kapaciteten är ca 127 Bcm varav ca 70 Bcm utnyttjas

Gasen från Algeriet förs in genom en rörledning till Spanien och ytterligare en till Italien via Sicilien, samt från tre LNG anläggningar, varav en är relativt obetydlig. Härutöver finns en gasledning från Libyen till Italien. Den totala kapaciteten i rörledningarna från Nordafrika är ca 40 Bcm

Figur 30 Flödet av gas till och inom EU år 2005



Källa: EU: DG Tren

Gasen från Ryssland exporteras i flera ledningssystem. I norr förs gasen dels via en nordlig grenledning till Finland, dels en ytterligare till Lettland och slutligen en något sydligare till Litauen. De stora volymerna transiteras dock i det västliga systemet dels via Vitryssland till Polen, dels via Ukraina till Slovakien och Ungern. I ett sydligt system transporteras gas till Rumänien, Bulgarien och Grekland⁴⁷. Därutöver finns en rörledning över Svarta havet till Turkiet. Slutligen

⁴⁷ Transitleddningarna består av flera olika parallella transmissionsledningar som är sammanlänkade på olika sätt.

finns en rörledning från Iran till Turkiet. Nominellt kan ca 200 Bcm föras in till EU från Ryssland.

Den totala tekniska importkapaciteten till EU via rörledning är ca 385 Bcm eller 4100 TWh. Av denna kapacitet utnyttjades 2006 ca 242 Bcm motsvarande en lastfaktor på 63 %. Det kan synas innebära en betryggande marginal. Men det är svårt att i praktiken ha en lastfaktor över 70 %. Om man utgår från en lastfaktor på 70 % är således det icke utnyttjade utrymmet ca 30 Bcm.

Tabell 7 Importkapacitet via rörledningar till EU Bcm⁴⁸

Land	Kapacitet	Import 2006	Kapacitets- utnyttjande %
Norge	127	68	53
Nordafrika	58	41	70
Ryssland	200	133	66
Summa	385	242	63

Källa: EU samt IEA, Natural Gas Information, 2007

13.1.2 LNG

Europa var tidigt ute med LNG. Världens första importterminal för LNG byggdes i Storbritannien 1964. Denna terminal försörjdes från Algeriet som följaktligen var det land som först byggde en kommersiell exportterminal. Den brittiska importterminalen fick emellertid ingen större betydelse. BP upptäckte stora gasfyndigheter i den brittiska delen av Nordsjön. Tidigt beslöts dels att exploatera gasen i Nordsjön, dels att gasen uteslutande skulle användas för inhemsk konsumtion. Terminalen kom därför att stängas och det var först 2005 som Storbritannien fick sin egentliga första LNG-terminal.

Frankrike var också tidigt ute med LNG, av naturliga skäl också med Algeriet som leverantör. Längre var Frankrike med sina två terminaler det ledande LNG-landet i Europa. Givet Europas position med Nordsjön, Groningen, Ryssland och det korta avståndet från Algeriet till Europa, hamnade snart LNG i bakvatten. Den kunde inte konkurrera med rörledningar. LNG kom på allvar att användas i Europa först i och med Spaniens inträde som stor användare av gas. Spanien är världens tredje största importör av LNG efter Japan och Korea. Två tredjedelar av Spaniens gasbehov täcktes 2006 av LNG. Nigeria, Qatar och Egypten är de viktigaste leverantörerna.

Inom EU fanns sex länder (Belgien, Frankrike, Grekland, Italien, Spanien och Storbritannien) med 12 importterminaler för LNG år 2006. Den totala kapaciteten uppgick till ca 150 Bcm. Spanien förfogade ensamt över 52 Bcm. Den faktiska

⁴⁸EU. T E N-Energy- Invest: Study on Energy Infrastructure Costs and Investments between 1996 and 2013 (medium-term) and further to 2023 (long-term) on the Trans-European Energy Network and its Connection to Neighbouring Regions.

importen uppgick till knappt 50 Bcm, varav Spanien stod för över 50 %. Importen via rörledning var samtidigt 350 Bcm. Andelen LNG var år 2006 därmed 14 %.

Europa har enbart en exportterminal på Melkøya i Norge, som öppnade i oktober 2007. Tekniska problem innebar att de första leveranserna påbörjades först i mars 2008. Kapaciteten är knappt 6 Bcm. Huvuddelen av gasen kommer att placeras i USA. Med stor sannolikhet kommer Ryssland att bygga en eller två LNG-terminaler för export med placering antingen i Murmansk eller i Östersjön⁴⁹.

Totalt fanns för import år 2006 12 LNG-terminaler inom EU, med en sammanlagd kapacitet på nästan 150 Bcm över 1600 TWh.

Tabell 8 Importterminaler för LNG i drift 2006

Land	Antal	Kapacitet Bcm/år	Import 2006 Bcm	Utnyttjande %
Belgien	1	9,0	3,5	39
Frankrike	2	29,2	13,5	46
Grekland	1	2,2	0,6	27
Italien	1	5,7	2,5	44
Portugal	1	8,9	0,8	9
Spanien	5	84,9	25,1	30
Storbritannien	1	7,9	3,4	43
Summa	12	147,8	49,4	33

Källa: IEA Natural Gas Information, 2007

Teoretiskt finns goda möjligheter att öka importen av LNG, men den trånga sektorn är exportkapaciteten. Mer än 90 % av den är uppbunden i långa kontrakt. Möjligheterna att snabbt öka importen av LNG är därför begränsade och förutsätter att den europeiska importören köper redan befintliga leveranskontrakt.

13.2 Planerade investeringar i infrastrukturen

Infrastrukturen är i närtid den gränssättande faktorn för möjligheterna att importera gas till Europa. Ovan har översiktligt redovisats tillförselvägarna till EU och hur kapaciteten utnyttjas. Det faktiska kapacitetsutnyttjandet i rörledningssystemet är ca 63 % och LNG systemet utnyttjas till 33 %. Teoretiskt går det därför att öka importen till EU utan ytterligare infrastrukturinvesteringar. Men i verkligheten är utrymmet begränsat.

I praktiken går det att öka importen från Ryssland obetydligt utan ytterligare investeringar i transportkapacitet. Det finns ett något större utrymme att öka importen från Norge. Utgående från bristen på kapaciteten att tillverka LNG kan det nuvarande överskottet i befintliga mottagningsstationer endast i ringa utsträckning användas för ytterligare import. Det är mot den bakgrunden som alla nu pågående projekt för att bygga LNG-terminaler samt ytterligare ledningar till Europa skall ses. Nedan redovisas de projekt som planeras genomföras före 2013.

⁴⁹ Utöver den terminal som byggs på Sakhalinhalvön enbart avsedd för den asiatiska marknaden.

Inte mindre än 29 nya importterminaler för LNG planeras enligt EU. Om alla dessa skulle byggas ökar kapaciteten med mer än 100 Bcm. Förutom de nuvarande 6 LNG nationerna skulle tillkomma Cypern, Nederländerna, Polen, Portugal och Tyskland.

Om samtliga planerade LNG projekt realiserar ökar importkapaciteten för LNG till EU 27 med 66 % från knappt 150 till knappt 250 Bcm/år. För rörledningar finns det planerade projekt som innebär att kapaciteten skall öka från 385 till mellan 500 till 520 Bcm.

Tabell 9 Planerade större rörledningar till EU(Bcm)

Namn	Från	Till	Via	Kapacitet Bcm	Färdig Plan
Nord Stream	Ryssland	Tyskland		55	2011 2013
Nabucco	Kazakstan	Österrike	Azerbajdzan	30-35	2013
Medgaz	Algeriet	Frankrike, Spanien		8-16	2009
GALSI	Algeriet	Italien	Sardinien	8-16	2011
Transmed II	Algeriet	Italien	Tunisien	6	2008- 2012
South Stream	Ryssland	Österrike	Turkiet/Balkan	30	
Skan Led	Norge	Danmark, Sverige, Polen			2010

Källa: EU, Priority Interconnection plan, 2007

Skulle alla dessa byggas innebär det att importkapaciteten av gas in till EU 27 ökar från nuvarande ca 535 Bcm (Nordafrika ca 85, Ryssland ca 200 och Norge ca 130, övriga ca 120) till mellan 750 till 770 Bcm. Totalt skulle kapaciteten öka med 44 %.

En sådan utbyggnad före år 2013 är inte sannolik. Huvuddelen av projekten saknar ännu nödvändiga tillstånd, finansieringen är i många fall oklar och de tekniska resurserna för att genomföra så många samtidiga projekt saknas. Dessutom finns inte behov av en så stor och snabb expansion av gassystemet. EU-kommissionen räknar med att totalt tillförs 110 Bcm i ny kapacitet, dvs. hälften. Men även det verkar mycket. I praktiken är det bara ett antal av alla LNG-terminaler där arbetet har påbörjats eller kommit så långt i planeringen att det är realistiskt att räkna med att de är driftklara före år 2013. Samma sak gäller för många av de planerade rörledningarna. Global Insight räknar med, i sin Global LNG Outlook, 2007, att högst 16 Bcm ny kapacitet för LNG tillförs före 2010, dvs. att 20 % av planerade projekt verkligen genomförs enligt plan. När det gäller rörledningar är det svårt att bedöma vad som är realistiskt före år 2013. Många projekt är av förstudiekaraktär, där det kan dröja flera år innan avgörande beslut fattas. Vissa projekt är så stora och komplicerade att det kommer att ta flera år innan byggandet kan börja. Vissa investeringar är ömsesidigt uteslutande, t.ex.

Nabucco och South Stream kommer inte båda att genomföras. Det blir antingen den ena eller den andra.

Hur mycket ny kapacitet som krävs före 2012 är svår att bedöma. Det kan röra sig om mellan 50 till 60 Bcm, vilket skulle motsvara mellan 20 till 40 Bcm i faktisk tillförd naturgas. Detta förutsätter att Norge under denna period kan öka sina leveranser.

På kort sikt, för perioden 2010 till 2015, kommer importkapaciteten sannolikt att utgöra en begränsning för tillväxten av marknaden.

Även på lite längre sikt, dvs. perioden fram till 2020, kan importkapaciteten utgöra en begränsning. Även om förutsättningarna är bättre.

På lång sikt, dvs. efter år 2020, finns knappast några tekniska hinder som kan utgöra en restriktion för tillförseln. I det perspektivet blir den politiska utvecklingen, både i EU och i de tänkbara leverantörländerna, avgörande för såväl behovet av import och möjligheten till import.

13.3 Några av de större planerade projekten

Här redovisas de tre mest kontroversiella och debatterade projekten: Nabucco, South Stream och Nord Stream. Den geografiska ledningsdragningen för dessa projekt framgår av bilden nedan. Härutöver ges även en redovisning av Skan Led som är av intresse för Sverige.

Figur 31 Planerade större tillförselledningar till Europa



Källa: The economist

13.3.1 Nabucco eller South Stream

Nabucco är det av EU understödda och delvis finansierade rörledningsprojektet som skall föra gas från Centralasien, främst Kazakstan, till Europa utan att passera Ryssland. Förhandlingarna om hur gasen i Centralasien skall föras till Europa har nu pågått i 15 år. Situationen har komplicerats genom embargot av Iran och det pågående kriget i Afghanistan på den ena sidan och den alltmer infekterade stämningen mellan Ryssland på den ena sidan och Georgien samt Azerbajdzan på den andra. Den ryska inställningen har hela tiden varit att Centralasiens gas skall transiteras genom det ryska transmissionssystemet. Den västliga uppfattningen däremot har varit att gasen skall föras till Europa utan att passera ryskt eller iranskt territorium.

Den första omgången vann Ryssland, när man i partnerskap med Italienska ENI byggde Blue Stream, en pipeline från Ryssland över Svarta havet in i Turkiet. Detta innebar att Ryssland kan exportera gas till Turkiet utan att gå via någon av de forna sydliga Sovjetrepublikerna Moldavien, Ukraina, Georgien, Armenien eller Azerbajdzan.

Ytterligare komplikationer har tillstött efterhand. De centralasiatiska republikerna börjar tröttna på de begränsade intäkterna från de internationella oljebolagens utvinning av olja och gas. Detta har lett till olika aktioner för att begränsa oljebolagens verksamhet till förmån för statliga eller inhemska privata företagsgrupper men även kinesiska och indiska intressen. För de berörda regeringarna ter sig export österut till Indien och Kina som ett lika bra alternativ. Tillsammans med Ryssland och Gazprom har de centralasiatiska staterna inlett förhandlingar om att föra gas till Kina.

Samtidigt har Turkiets förhandlingar om medlemskap i EU utsatts för ständiga förseningar och ett stort motstånd från framförallt Frankrike och Österrike.

Gazprom har utnyttjat ett splittrat Europa och USA till att forma allianser. I dessa allianser ingår även europeiska företag som ENI och E.On, men även olika gasbolag i f.d. Östeuropa. Gazprom samarbetar också med Turkiet och med Balkanstaterna och ett antal f.d. östeuropeiska länder, framförallt Bulgarien. Så sent som i mars 2008 slöts avtal även med Serbien för att med italienska ENI som partner bygga South Stream. En sydlig arm som skulle försörja större delen av sydöstra Europa. Ett antal EU-länder har visat stort intresse för projektet, däribland Grekland, Ungern och Italien. Rent formellt har dock EU och EU:s medlemsländer ställt sig bakom Nabucco som ingår som en väsentlig del i EU:s politik för att stärka försörjningssäkerheten inom EU.

Nabucco har österrikiska OMV som tänkt huvudoperatör, med bl.a. ungerska Mol⁵⁰ och tyska RWE som partners. Även Gaz de France (GdF) har anmält

⁵⁰ Ungerska staten och även MOL har intagit en vacklande inställning till både Nabucco och South Stream. Under 2007, efter påtryckningar lämnade MOL South Stream projektet och gav sitt stöd till Nabucco. I mars 2008 meddelade MOL att man på nytt förordar South Stream och har slutit ett preliminärt avtal med Gazprom om ledningsdragnings genom Ungern och volymer för den inhemska marknaden.

intresse, men motarbetas aktivt av Turkiet. Lustigt nog har inte Turkiet motsatt sig OMV. På statsmaktsnivå är Turkiets relationer med Österrike lika ansträngda, om inte än mer, som Turkiets relationer med Frankrike. De enda synliga framstegen för Nabucco är ett grekiskt/turkiskt samarbetsprojekt som för gas från Azerbajdzan i en rörledning under Marmarasjön in i Grekland, och ett nyligen tecknat avtal med Turkmenistan om leveranser via Nabucco. Kapaciteten på den ledningen genom Azerbajdzan är dock bara en tjugondel av den planerade Nabucco- ledningen. Men det kan underlätta kommande förhandlingar med Azerbajdzan, Georgien och Turkiet inför den slutliga ledningsdragningen. Avtalet med Turkmenistan är också av begränsat värde. Turkmenistan har ett bindande avtal med Gazprom ända fram till 2028 som begränsar möjligheterna att exportera gas via Nabucco.

Fortfarande återstår att finna för alla parter acceptabla lösningar för hur gasen skall föras söder om Kaspiska havet. Det finns därmed en icke obetydlig sannolikhet för att Gazprom hinner före och kan bygga sin South Stream innan Nabucco kan påbörjas. Om så blir fallet är det knappast rimligt att Nabucco blir byggd utan i stället måste oljebolagen finna en förhandlingslösning med Ryssland.

13.3.2 Nord Stream

Nord Stream är av speciellt svenskt intresse, även om det är osannolikt att Sverige ansluter sig till denna ledning. Ledningen avses byggas och drivas av ett konsortium bestående av Gazprom, E.ON, Wintershall och Gazunie, med Gazprom som huvudägare (51 %). Byggandet avses genomföras i två etapper som skall vara färdiga 2010 och 2012. Varje etapp består av en rörledning som kan transportera 27,5 Bcm gas. Ledningen planeras gå från ryska Vyborg till tyska Greifswald. Till stora delar kommer ledningen att gå inom den svenska ekonomiska zonen men på internationellt vatten. Konsortiet har i januari 2008 ansökt om koncession för ledningen hos svenska myndigheter.

Förutom Sverige berörs Finland och Estland av ledningen. Estland har redan från början motsatt sig ledningen. Varken Finland eller Sverige har officiellt tagit ställning. Polen som formellt inte är berörd av ledningen motsätter sig den också. Det polska motivet är framförallt att ledningen innebär en överkapacitet som kan användas för att minska de ryska leveranserna genom Ukraina, något som skulle kunna påverka leveranserna av rysk gas till Polen.

Tidplanen för projektet är optimistisk, en senareläggning med minst 1 till 2 år, troligen mer, är realistiskt att räkna med.

Mot bakgrund av ett snabbt ökande behov av ny tillförsel till EU kommer Sverige och övriga strandstater säkerligen att utsättas för påtryckningar att medverka till att ledningen kommer till stånd, inte bara från konsortiet utan även från andra intressenter.

Alternativet att bygga en landbaserad ledning är från rysk sida inte aktuellt. Möjligen kan en stor LNG-anläggning i Vyborg ersätta rörledningen. En sådan

anläggning kräver inte tillstånd av övriga strandstater. Sannolikt är att en sådan anläggning kommer att uppföras oavsett om Nord Stream byggs eller inte.

13.3.3 Skan Led

Skan Led är inte något av de största projekten med avgörande betydelse för Europas gasförsörjning. Men projektet ingår som ett TEN-projekt (Transmission Energy Network), dvs. det stöds av EU och kommer att få finansiellt stöd från EU om det genomförs. Projektet är primärt av norskt danskt intresse, men det finns även svenska och polska intressenter.

Avsikten är att föra in norsk gas i det danska systemet i takt med att den danska gasutvinningen sjunker. Genom att bygga en gasledning från Nordsjöfälten genom Skagerack blir det kommersiellt möjligt att dra grenledningar in i Osloviken och därmed även förse norsk industri med rörledningsgas. Genom en eller flera anslutningar till den svenska västkusten kan den svenska marknaden expandera genom att flera större energiförbrukande industrier men även kommunala energiföretag får tillgång till gas. På sikt kan den danska gasen ersättas genom direktimport av norsk gas (alternativet är annars att norsk eller möjligen rysk gas på sikt transiteras till Sverige genom det danska systemet).

I projektet finns även utrymme för att via det danska och tyska rörsystemet transitera gas till Polen. Det har länge varit ett starkt polskt intresse att diversifiera sin nuvarande gastillförsel som till övervägande delen baseras på rysk gas. Redan i mitten av 1990-talet förhandlade Polen och Norge om en rörledning genom Skagerack och Kategatt till Polen. Denna ledning kunde dock inte finansieras. Baltic Gas Interconnector (BGI) ett projekt avsett att binda samman Polen, Tyskland, Danmark och Sverige har länge varit ett ytterligare alternativ för Polen. Under vintern 2008 har projektet ansökt om koncessioner hos de tre berörda regeringarna. Konsortiets avsikt är att under 2009 ta slutlig ställning till projektet. Om Skan Led byggs torde BGI inte längre vara aktuell. Polen undersöker också möjligheten av att bygga en stor importterminal för LNG. Byggs Skan Led faller troligen alternativet med LNG.

14 Vad kostar gasen?

14.1 Europahandeln

Handeln med gas i Europa genererade år 2006 uppskattningsvis intäkter på ca 250-300 miljarder € exkl. skatter. Kostnaden för den inköpta gasen var ungefär 110 miljarder €. Priserna varierar måttligt mellan de olika leverantörerna. Lägst pris höll Ryssland som levererade gas till ett genomsnittspris på 20 €/MWh, högst pris betingade den norska gasen med ett genomsnittspris på över 22 €/MWh⁵¹.

Kostnaden för transmission, lager och övriga driftkostnader i transmissionssystemen kan beräknas uppgå till kanske 10 miljarder €. Någon beräkning av transmissionsföretagens intäkter har inte varit möjligt att göra.

Transparensen och redovisningen av priser, kostnader och intäkter är i det närmaste obefintlig. Trots avregleringen finns i de flesta länder ingen prisstatistik. Därför har det inte varit möjligt att kartlägga hela värdekedjan.

Priserna för slutkunder varierar kraftigt, särskilt inom hushållssektorn. Inom euroområdet låg de lägsta hushållspriserna på ca 50 €/MWh och de högsta på 75€/MWh. Spridningen bland industrikunderna var lägre. Prisintervallet där låg mellan 27 och 30 €/MWh. Det är svårt att uttala sig om skillnaden i pris mellan industrikunder och hushållskunder är rimlig eller inte. Det är emellertid uppenbart att kostnader för transport, lager och balansering är mycket högre för hushållskunder, vilket motiverar ett högre pris.

De relativt sparsamt förekommande, och knappast för hela EU relevanta spotpriserna för handeln med gas tyder på att vinsten i handelsledet högst kan uppgå till några €/MWh, osäkerheten i denna bedömning är dock mycket stor.

Bortsett från de mycket höga vinster som görs i exportledet är det slutkundsförsäljningen som traditionellt är mest vinstgivande i den inhemska handeln. Marginalerna där är åtskilligt högre.

Exportörerna får nu en betydligt större andel av nettovinsten än under 1990-talet. Hur mycket av detta som beror på högre priser till leverantörerna och hur mycket som beror på att avregleringen har minskat marginalerna på de inhemska marknaderna har inte undersökts. Den huvudsakliga vinstökningen torde dock vara ökade priser och inte i ökad konkurrens i försäljningsledet.

Exportörerna av gasen och inhemska leverantörer av gas fick ungefär 110 miljarder € i ersättning för den levererade gasen. Den faktiska genomsnittliga kostnaden för att fånga in gasen och transportera den till mottagaren är ungefär 20

⁵¹ Prisuppgifterna är hämtade från Global Insight. European Fuel Price Service, Fourth-Quarter 2007

miljarder €⁵². Men kostnaderna skiljer sig kraftigt åt. Transportavstånd och storlek har givetvis betydelse. Mest avgörande är dock om gasen transporteras i en gammal och avskriven ledning eller i en ny icke avskriven ledning.

Inflationen inom olje- och gasindustrin har under senare år varit mycket kraftig. Konsultföretaget CERA anger t.ex. att kostnaderna för nya oljeprojekt har stigit med 70 % mellan åren 2000 och 2005. Utgående från att det är i princip samma kostnadskomponenter i ett gasprojekt är det rimligt att anta att samma kostnadsutveckling även gäller för gas. Beräkningen i tabellen nedan av nettovinsten kan enbart betraktas som indikativ. Den verkliga nettovinsten för de enskilda länderna kan avvika avsevärt från denna beräkning. Den fyller ändå en funktion, eftersom den visar gasens stora betydelse för de enskilda exportföretagen och för de länder som exporterar gasen.

De senaste åren har varit osedvanligt goda för exportörerna. Kostnaderna, i den utsträckning de inte har behövt investera har sjunkit samtidigt som försäljningspriset har ökat. Historiskt har antagligen inte nettovinsterna varit så stora som de är för närvarande.

Tabell 10 Indikativa kostnader och intäkter för tillförseln av gas

Exportör	Volym (Bcm)	Genomsnittligt pris (€/MWh)	Intäkt (Mdr €)	Vinst före avskrivningar (Mdr €)
Ryssland	139	20	28	22
Norge	68	22,3	15	12
Nederländerna	48,3	21,8	11	9
Algeriet ⁵³	60,8	20	12	9
Inhemsk produktion	159	20,7	33	26
övrig import	54,2	20,7	11	8
Summa	529,3	20,7	110	85

Källa: Egna bearbetningar baserade på IEA Natural Gas information 2007, samt Global Insight European Fuel Price Service, Fourth Quarter 2007.

⁵² Detta är en översiktlig beräkning grundad främst på uppgifter från Observatoire Méditerranéen de l'Énergie. Assessment of internal and external gas supply option for the EU.

⁵³ Genomsnittspriset för Algeriet baseras enbart på exporten via rörledning. Intäkten är därmed underskattad. Samtidigt är kostnaden också baserad på rörledningsgas, vilket innebär att nettovinsten är övervärderad.

14.2 Det europeiska regelverket.

Genom beslut i EU påbörjades en avreglering av gasmarknaderna 1998, nästan 10 år efter det att Storbritannien genomfört sin avreglering. Avregleringen har genomförts stegvis och kan inte sägas vara helt avslutad ännu.

Den grundläggande strukturen före avregleringen var att ett bolag hade monopol på tillförseln av gas till transmissionssystemet och transporten av gasen inom landet fram till den lokala distributören. Enbart i Tyskland fanns två konkurrerande importörer och stamnätsägare Ruhrgas (numera E.ON) och Wingas⁵⁴, dock först från 1993. Det fanns oftast flera lokala distributörer, men varje distributör var monopolist inom sitt område. Distributören kunde enbart köpa gas från en leverantör och slutkunderna kunde enbart köpa gas från sin lokala distributör som hade monopol på både försäljningen av gas och transporttjänsten.

Den första åtgärden i avregleringen var att öppna upp näten för tredjepartstillträde. I princip gällde det alla tre leden: tillförseln till stamnätet, stamnätet och lokalnätet. Samtidigt infördes rätt för större kunder som processindustrier och el-tillverkare att fritt köpa gas. I efterföljande steg har successivt allt mindre kunder getts rätten att fritt få välja leverantör. I formell mening har numera alla kunder rätt att byta leverantör.

14.2.1 Tillförselsystemen

Gasen till Europa kommer dels från europeiska leverantörer i Nordsjön och dels från utomeuropeiska leverantörer Ryssland, Algeriet och Libyen. De praktiska och faktiska möjligheterna att öppna upp tillförselledningarna är beroende av både juridik och teknik.

Nordsjön är uppdelad i olika sektorer och separata system som inte är förbundna med varandra (brittiska sektorn, norska sektorn, holländska sektorn, danska sektorn). I de brittiska, holländska och norska sektorerna finns flera operatörer av gasfälten. Dessa operatörer äger också tillförselledningarna till fastlandet. I praktiken är det enbart i de norska och brittiska delarna som öppningen har någon praktisk konsekvens.

Före avregleringen i Storbritannien 1989 hade British Gas Corporation (BGC) monopol på all försäljning av gas i Storbritannien. BGC ägde också transmissionssystemet och slöt alla avtal om leveranser av gas till Storbritannien, samtidigt som ingen gas i den brittiska sektorn fick landas utanför Storbritannien. BGC delades i tre delar. Transco som ansvarade för transmissionen av gas och som blev skyldig att upplåta kapacitet till alla som ville utnyttja systemet. British Gas som blev importör och försäljare av gas. Sedermera delades även British Gas upp i två nya bolag British Gas och Centrica. National Grid övertog ansvaret för gasledningssystemet från Transco år 2000.

⁵⁴ Wingas bildades redan 1991 av Wintershall och Gazprom. Wintershall kontrolleras av BASF-koncernen.

I Norge tecknades de första leveransavtalen direkt mellan operatörerna och importörerna men från och med 1980 slöts alla leveransavtal om norsk gas med Gasförhandlingsutvalget (GFU), bestående av Statoil, Saga och Norsk Hydro (numera ingår alla dessa företag i Statoil). För att anpassa sig till EU- direktiven om avreglering av gasmarknaden avvecklades GFU år 2001, i stället inrättades Gassco där alla operatörer av norska gasfält ingår. Gassco skall svara för att alla ägare har samma tillgång till befintlig kapacitet i rörledningssystemet. Nästa steg i anpassningen togs 2003 genom bildandet av Gassled. Detta företag ägs av operatörerna och svarar för drift, underhåll och utbyggnad av rörledningssystemet.

I Nederländerna hade NAM monopol på utvinning och transmission till landgränsen. Gasunie hade monopol på hela verksamheten inom Nederländerna. Numera är Gasunie enbart transmissionsföretag.

Vad gäller de utomeuropeiska leverantörerna är EU:s legala möjligheter att tvinga dessa att öppna sina system begränsade. Däremot kan man utöva politiska och ekonomiska påtryckningar. I Algeriet är frågan dock akademisk, eftersom där enbart finns en operatör, det statliga Sonatrach. I Ryssland har Gazprom ett legalt monopol på alla gastransporter inom landet och på exportledningarna. Hittills har inte Gazprom varit intresserat av att släppa in de oberoende gasföretagen som finns inom landet. Däremot finns vissa transitavtal som möjliggör export av gas till exempel från Uzbekistan och andra centralasiatiska republiker till Europa.

I praktiken är det därför enbart i den brittiska delen som det råder en i verklig mening konkurrens i tillförselssystemet. Men eftersom varje system är autonomt kan det inte påverka resten av Europa annat än genom att gasen först landas i Storbritannien och därefter förs in till kontinenten via de två interconnectorerna som länkar Storbritannien till kontinenten.

I ett ytterligare försök att öppna upp tillförseln motarbetades systemet med långa kontrakt, där all kapacitet i systemen var kontrakterad. Men vare sig exportörerna eller importörerna har visat något större intresse för att lämna systemet med långa kontrakt. De har båda pekat på att långa kontrakt är en förutsättning för att kunna finansiera nyinvesteringar i rörledningar. Systemet med korta kontrakt kommer, enligt dem, att leda till långsiktiga problem med försörjningssäkerhet och högre priser. Kommissionen har delvis kapitulerat på denna punkt. Långa kontrakt är fortfarande huvudformen och i nya tillförselledningar har ägarna fortfarande tidsbegränsade monopol, dvs. ägarna är inte skyldiga att släppa in nya aktörer förrän ledningssystemet är avskrivet. Däremot har kommissionen för att förbättra både tillförselsäkerheten och för att öka konkurrensen identifierat ett antal flaskhalsar som avses byggas bort genom finansiellt stöd från EU. De mest omtalade av dessa projekt är Nord Stream och Nabucco, men därutöver finns ett ytterligare 10- tal projekt så som redovisades i kapitel 13.

Även handeln med LNG är fri, men här finns ännu större praktiska svårigheter. Den trånga sektorn är tillgången till exportterminaler. En ny LNG aktör behöver visserligen formellt inte äga en importterminal, men antingen måste han förhandla

fram ett långsiktigt avtal med en exportör och samtidigt förhandla fram motsvarande avtal med ägare av importterminaler, eller så får han nöja sig med att enbart handla på spot-marknaden. Att skriva långsiktiga kontrakt om LNG utan att säkra sig i båda ändar är riskabelt⁵⁵. Den andra möjligheten att enbart handla på spotmarknaden är en ren tradingfunktion som visserligen medverkar till en mer likvid och transparent spothandel, men i övrigt knappast påverkar konkurrensen.

Under överskådlig tid kommer därför tillförseln av gas att domineras av få och stora gasexportörer. Visserligen har antalet importörer ökat. Men detta påverkar inte konkurrensen så länge exportörerna inte behöver konkurrera. Många importörer kan dock påverka konkurrensen i nästa led, nämligen grossisthandeln inom landet.

14.2.2 Transmissionssystemen och grossisthandeln.

På transmissionssidan är både de juridiska och tekniska förutsättningarna bättre att öka konkurrensen. De tidigare stora gasbolagen har inte längre monopol på importen och de måste ge alla tillträde till näten på samma villkor. De kan därför inte ensidigt bestämma priset på gasen i handelsledet. Uppdelningen av handeln och transportverksamheten i två separata delar har ökat transparensen. Det finns en tydlig skillnad mellan vad som är priset för själva gasen och vad som är priset för transport inklusive lagerhållning och balansering av nätet. Men det finns inget krav på att stamnätsägaren är skyldig att transportera gas för annans räkning om kapaciteten är begränsad. Ännu finns inte heller någon skyldighet för nätägaren att bygga ut kapaciteten för att möjliggöra transporter.

För att öka kapaciteten och underlätta för nya aktörer har kommissionen i stället valt att tvinga operatören att redovisa kapacitetsutnyttjandet och införa regler som innebär att icke utnyttjad kapacitet, även om den är kontrakterad, måste auktioneras ut. Därmed kan operatören inte bara hänvisa till befintliga kontrakt för att hindra transporter. Vidare har kommissionen i vissa fall tvingat dominerande operatörer att avstå kapacitet för nya aktörer. Denna kapacitet säljs på auktion. I Österrike har EconGas tvingats sälja ut motsvarande 2,8 TWh gas årligen, i Frankrike har GdF och Total tillsammans fått sälja ut 19 TWh, i Spanien har Gas Natural sålt drygt 1 TWh och i Storbritannien har British Gas fått sälja 53 TWh samt i Tyskland har E.ON fått sälja 200 TWh.

Kommissionen har också sökt motverka handeln med långsiktiga kontrakt mellan grossister och distributörer och andra större kunder, för att därmed öppna upp marknaden. Fortfarande är dock mycket av handeln knuten till långsiktiga kontrakt. Motståndet mot att överge de långa kontrakten är stort. Ett långsiktigt kontrakt ger en säkerhet och överblickbarhet för båda parter och ses som nödvändigt för att långsiktiga utbyggnader av systemet skall komma till stånd.

Systemen med ”take or pay”- kontrakt leder fram till en komplicerad situation när det gäller att balansera ett gassystem. Sommartid levereras mer gas än vad som behövs och vintertid är det tvärtom (numera börjar konsumtionsmönstret i Europa

⁵⁵ Se dock fotnot 9 på sidan 27.

att allt mer likna det förhållande som gäller i USA, nämligen att toppbelastningen ligger under sommarhalvåret). För att hantera sådana variationer byggs gaslager. En aktör som inte har tillgång till lager får en mycket utsatt situation och hans handlingsutrymme blir begränsat. Samtidigt är investeringar i gaslager en dyr verksamhet som enbart de största aktörerna har möjlighet att finansiera, i många fall saknas dessutom tekniska förutsättningar att bygga lager i anslutning till försäljningen.

Därför har kommissionen även öppnat upp gaslagren. Storleken på gaslagren måste redovisas och ägaren är skyldig att upplåta ledig kapacitet till andra aktörer.

Även om en del av balanseringen kan ske genom lagerförändringar så har det alltid funnits tillfälliga över- och underskott. I det gamla systemet fanns en clearingfunktion där parterna internt och helt utan insyn kvittade över- och underskott. En grundtanke med avregleringen är att denna clearing i stället skall ske transparent helst över öppna och gemensamma handelsplatser. Via en publik tillgänglig spothandel, kopplat till tankarna om mer kortsiktiga kontrakt, är steget till en finansiell handel inte långt. En av avsikterna var att skapa en eller flera börser. Den prissäkerhet som garanterades genom långa kontrakt kan åtminstone teoretiskt åstadkommas genom fysisk spothandel och finansiell handel. Tanken är att om det uppstår en tillräckligt likvid finansiell handel kommer fördelarna med en finansiell säkring av gaspriserna att väga över de fördelar som långsiktiga kontrakt medför.

I varje ögonblick skulle det finnas ett marknadspris som avspeglar marknadsläget. Höga priser skulle få ett snabbare genomslag i konsumentledet med en åtföljande anpassning av efterfrågan och vice versa vid låga marknadspriser.

Om spothandeln har ökat eller inte är svårt att avgöra. Det finns inga egentliga uppgifter om storleken på clearinghandeln före avregleringen. Däremot finns det en ökad transparens i handeln och den förefaller öka över tiden. Fortfarande sker dock en hel del av clearingen i en "klubbmiljö" utan insyn från utomstående. Dessutom kvarstår i Tyskland den speciella omständigheten att gaskraftverken i praktiken ingår som en del i balanssystemet. Genom långsiktiga kontrakt försörjs de tyska gaskraftverken med gas till fördelaktiga priser. Kontrakten stipulerar inte bara vilka volymer som skall förbrukas utan styr också förbrukningen till låglastperioder i gasnätet. Det innebär att kraftverken inte enbart körs enligt sedvanlig utbudskurva utan i stor utsträckning när det normalt föreligger överskott av gas.

Det är inget tvivel om att kommissionens tankar om spothandel och finansiell handel är hämtade från erfarenheterna från oljehandeln. Denna tvingades under 1970-talets kriser övergå från en renodlad bilateral kontraktshandel till en visserligen i stor utsträckning kontraktsbaserad handel, men där priserna knöts till den finansiella spothandeln och där prissäkringen skedde genom finansiell

handel⁵⁶. Fördelen med detta var att prisförändringar mycket snabbare slog igenom och påverkade slutkundernas efterfrågan.

Men vare sig el- eller gasmarknaden fungerar som oljehandeln. I all handel måste tillgång och efterfrågan balansera varandra. Tidsförloppen är jämförda med oljehandelns helt annorlunda i gas- och elhandeln. Visserligen måste det finnas en balans på oljemarknaden mellan utbud och efterfrågan, men denna balans är inte direkt kopplad till krav på att det måste finnas en ögonblicklig fysisk balans mellan den olja som varje dag förs ut från raffinaderierna och den olja som varje dag förbrukas hos bilister, industrier och andra förbrukare. Men i el- och gassystem måste det alltid finnas en balans. Mindre avvikelser kan hanteras genom tryck- resp. frekvensreglering. Uppstår en brist som inte kan regleras bort ökar man lageruttaget eller släpper in ett reservkraftverk. Uppstår ett överskott kan man i stället tillfälligt mata in gas i ett lager respektive koppla bort en generator. Kan inte obalansen hanteras kollapsar systemet. Detta medför att volatiliteten i priserna blir mycket större jämfört med oljehandeln. Den som är felpositionerad kommer därför snabbt att göra stora förluster. Genom finansiell handel kan risken för sådana förluster täckas. Men finansiell handel är inte gratis och även volatiliteten i den finansiella handeln med gaskontrakt är större än motsvarande finansiell handel med olja.

Intresset från de stora aktörerna i Kontinentaleuropa för att bygga upp en börsbaserad spot- och finansiell handel har inte varit överväldigande. Det finns dock en livlig och väl fungerande spothandel i USA. Spothandeln i Storbritannien är också tämligen livlig. Men ännu finns ingen väl utvecklad finansiell handel och utan en sådan är det svårt att se en snabb utveckling mot kortsiktiga kontrakt och framförallt handelsformer där gaspriset rent generellt bestäms av spotpriset. Riskerna med en sådan prissättning är ännu alldeles för stora för både köpare och säljare.

14.2.3 Slutkundshandeln

Slutkundshandeln är den som öppnats sist. Från början var det enbart de stora industrikunderna som fick möjlighet att byta leverantör, men från och med 2007 har alla kunder rätt till leverantörsbyte.

Den vanligaste kontraktsformen för industrikunder var före avregleringen ett långtidskontrakt där priset kopplades till prisutvecklingen för oljeprodukter, men det förekom även priskopplingar till kolpris och även elpris. Långa kontrakt är fortfarande vanligast, men det finns en uppfattning om att prissättningen är friare. Det förekommer fler kontrakt med någon form av "net back"- prissättning som inte utgår från oljepriset och det finns även uppgifter om att kontraktspriser som är kopplade till spotpriser. Någon statistik eller annan redovisning som kan bekräfta denna uppfattning finns dock inte.

⁵⁶ Den fysiska spothandeln med olja är ungefär 1 miljon fat per dag på en marknad som dagligen förbrukar mer än 85 miljoner fat. Samtidigt säljs dagligen flera hundra miljoner fat om dagen på olika finansiella marknader, främst NYMEX och ICE.

Hushållskunder och andra mindre förbrukare har ännu inte fullt ut haft möjligheter att byta leverantör under en tillräckligt lång tidsperiod för att det skall vara möjligt att göra någon bedömning, bortsett från Storbritannien där avregleringen inleddes 10 år före övriga EU. Den allmänna uppfattningen är att avregleringen i Storbritannien har fungerat ungefär som avsett. Där förekommer, eller åtminstone har det tidvis förekommit, priskonkurrens i varje led. Det finns även prisstatistik som visar att slutkundspriserna inte automatiskt har följt tillförselspriserna, utan att marginalerna i handeln har minskat.

Antalet kunder som faktiskt har bytt leverantör är få. Situationen är generellt sämst i östra Europa, men framförallt Tyskland, Frankrike och Italien brukar utmålas som bromsklossar både på politisk nivå och på företagsnivå. Konkurrensen, särskilt om de mindre kunderna, är närmast obefintlig. I många länder finns fortfarande inga konkurrerande leverantörer. I vilken utsträckning priserna anpassats nedåt på grund av avregleringen är dock svårt att avgöra, eftersom prisstatistiken är bristfällig.

14.3 Sammanfattande slutsatser och kommentarer

Grundpelarna för en fungerande avreglerad marknad är: stabilitet, likviditet och transparens. Detta förutsätter att det finns många köpare och säljare som kan handla både på både lång och kort sikt och att det finns möjligheter för aktörerna att hantera olika risker, såväl pris- som volymrisker liksom leveranssäkerhet.

Fortfarande finns stora brister i marknaden: allt för få deltagare, allt för många långsiktiga kontrakt, allt för många hemliga avtal som rör priser och leveransvillkor, allt för dålig information om marknadsförhållanden, orättvisor i tillgången till transmissionskapacitet, lager, balansering och andra tjänster, slutligen också allt för stora och dominerande aktörer på nationella marknader. Det största, i många fall det enda, företaget kontrollerar mer än 50 % (i fem fall 100 %) av marknaden i 20 av EU:s medlemsländer. I bara tre länder, Irland, Spanien och Storbritannien, har det största bolaget en marknadsandel under 40 %⁵⁷.

Detta är imperfektioner som möjligen går att rätta till med mer och hårdare reglering och genom aktiva kunder. Hittills har dock de stora f.d. monopolföretagen, i armkrok med sina respektive regeringar, lyckats stoppa de flesta initiativ, t.ex. EU-kommissionens försök att bryta upp ägandet. De tidigare monopolföretagen sitter på tillförseln av huvuddelen av gasen och dessutom äger de och förvaltar transmissionsnätet, samt svarar för balansering och äger gaslagren, och kontrollerar slutligen huvuddelen av den kapacitet som finns för gränsöverskridande handel. En strikt uppdelning, där transmission och balansering sker av ett företag utan egna intressen, borde vara en självklarhet, åtminstone i de länder där gasmarknaden är mogen och behovet av stora nyinvesteringar är begränsat. I marknader under uppbyggnad kan det i vissa fall vara nödvändigt att investeraren som tar den ekonomiska risken också ges rimliga möjligheter att

⁵⁷ EU: Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Market. Implementation report, (SEC 2006)1709, samt COM(2006)841 final.

begränsa risktagandet. Detta kan motivera ett traditionellt samägande, även om det är möjligt att utveckla andra instrument för riskhanteringen.

EU-kommissionen har tagit initiativ till samfinansierade sammanbindningsledningar och gaslager. Åtgärderna är till för att förbättra möjligheterna till gränsöverskridande handel och för att nya aktörer skall få tillgång till gaslager. Detta är också exempel på åtgärder som kan förbättra konkurrensen.

Troligen är dock det avgörande hindret för en effektiv konkurrens att möjligheterna till en aktiv konkurrens om gastillförseln är begränsad. Den är i praktiken ännu mer begränsad än vad som beskrivits ovan. Förutom att antalet leverantörer som kan konkurrera om leveranser i varje delsystem är begränsat och i de flesta fall obefintligt finns ibland stora ägarmässiga kopplingar mellan det inhemska gasföretaget och den utländska gasleverantören. Såväl italienska ENI som British gas har stora intressen både i ”downstream” och i ”upstream”. E.ON har intressen i Gazprom och Gazprom i E.ON. Wingas är samägt mellan Wintershall och Gazprom. Både E.ON och Wingas och Gasunie är delägare tillsammans med Gazprom i den kommande Östersjöledningen. Gazprom har ägarintressen i ett antal gasföretag i Europa. Nyligen har EU-kommissionen begränsat möjligheterna för Gazprom att ytterligare öka sitt ägande i den europeiska gasindustrin.

Många ställer sitt hopp till att den snabbt växande LNG-handeln skall kunna hjälpa till och förbättra konkurrensen i leverantörsledet. LNG-handeln antas inte bara kunna öka konkurrensen om tillförseln, den förväntas också på sikt utjämna priserna mellan olika regioner och öka försörjningssäkerheten.

Redan i ett tidigare avsnitt har LNG-handeln berörts. Av den redovisningen framgår att på lång sikt driver handeln fram både mer transparenta priser och utjämnade priser mellan regioner. Men ett av grundproblemen med gashandeln är försörjningssäkerheten. LNG kan visserligen öka diversifieringen men är inget mirakelmedel som löser problemen med försörjningssäkerheten. Det är först om den totala volymen LNG som kan levereras varaktigt överstiger den totala volym som kan importeras och om det också finns leverantörer som är villiga att vara ”swing producers”, dvs. variera sin försäljning i förhållande till efterfrågan, som LNG aktivt kan förbättra försörjningssäkerheten. En sådan utveckling skall inte uteslutas, men den förefaller inte vara aktuell under nu överblickbar tidsperiod.

Den sammanfattande slutsatsen är att det ligger inom EU kommissionens möjligheter att förbättra konkurrensen på den inre marknaden. Men möjligheten för kommissionen, eller andra europeiska aktörer, att åstadkomma en konkurrens i tillförselsystemen, som skulle innebära att Europa fortsatt kan få en lägre tillförselkostnad för sin naturgas än vad som gäller för resten av världen är knappast trolig. Vill Europa hålla nere sin tillförselkostnad är antagligen systemet med långa kontrakt effektivare än en konstgjord marknad.

14.4 Strukturella förändringar

Avregleringen av gasmarknaden har gått långsamt och ännu inte resulterat i den konkurrens som eftersträvats. På väsentliga punkter har kommissionen tvingats backa. De långa kontrakten som ansågs obehövliga och i praktiken ett hinder för konkurrens är i stor utsträckning kvar. Tredjepartstillträdet som formellt är genomfört är fortfarande i praktiken blockerat i flera medlemsstater.

Bolagen har fortfarande i vissa fall laglig rätt till monopol i nya ledningar. Därutöver har de i många fall kunnat utnyttja sin ställning att förhindra eller försvåra för nya aktörer att ta sig in på marknaden. För att ytterligare underlätta för nya aktörer söker kommissionen driva igenom s.k. "legal unbundling", dvs. att driften av gasnäten måste ske av annan ägare än den som säljer gas. Hittills har framförallt Frankrike och Tyskland försvarat den bestående ordningen och blockerat dessa strävanden⁵⁸.

Bolagens argument för att motsätta sig ägaruppdelning är tämligen tunna. Enligt deras uppfattning skulle "legal unbundling" omöjliggöra nya investeringar i ny tillförselkapacitet. I och med att bolagen fortfarande har rätt till långsiktiga kontrakt och har möjligheter att begränsa tredjepartstillträdet på nya ledningar förefaller inte frågan om ägaruppdelning kunna utgöra någon större inskränkning i möjligheterna att finansiera nya tillförselledningar. Men kampen mellan gasbolagen (ofta stödda av inhemska politiska intressen) och kommissionen om regelverket är enbart en av många intressekonflikter.

En annan maktkamp gäller strukturen och kontrollen över värdekedjan. Egentligen inleddes den redan 1993 när tysk industri med BASF tillsammans med Wintershall bildade gasbolaget Wingas med Gazprom som hälftenägare. Wingas utmanade redan före avregleringen det stora Ruhrgas, vid den tiden ägt av de internationella oljebolagen. Ruhrgas kom sedan att köpas av E.ON⁵⁹ och ingår som en del i E.ON koncernen. E.ON har sedan gått in som delägare i Gazprom och Gazprom äger en aktiepost i E.ON.

E.ON har på olika sätt sökt stärka sin ställning i Europa bland annat genom att försöka köpa upp spanska Endesa. Detta uppköp misslyckades dock. En annan konkurrent om Endesa var ENEL som verkar ha vunnit striden över E.ON. Samtidigt har franska GDF inlett en process för att gå samman med Suez.

Nyligen har österrikiska OMV lagt ett bud på det ungerska MOL. OMV är den tänkta huvudoperatören för Nabucco -projektet. MOL är en av intressenterna i South Stream. Mol, som med stöd av regeringen motsätter sig uppköpet, har lanserat en idé om ett samgående mellan gasbolagen i Ungern, Österrike,

⁵⁸ Den 28 februari 2008 meddelade E.ON att de, vad gäller elverksamheten, har för avsikt att skilja ut nätverksamheten från handelsverksamheten. Huruvida denna utförsäljning även omfattar gasnäten är oklart. Den 1 juni 2008 meddelade RWE att man avser sälja sitt gasnät inom en tvåårsperiod.

⁵⁹ E.ON i sin tur hade sitt ursprung i det jättelika konglomeratet av en rad olika bolagsbildningar inom VEBA- koncernen. VEBA avvecklade år 2000 all övrig industriell verksamhet och köpte bland annat VIAG samt renodlade sin energiverksamhet under namnet E.ON.

Rumänien, Bulgarien, Slovenien, Kroatien, Serbien och Bosnien Hercegovina. Tanken är att bilda ett stort sammanhängande gränsöverskridande gasnät öppet för konkurrens. Politiskt har det meriter som innebär att tanken fått ett visst stöd inom EU-kommissionen. Realiseras förslaget skulle uppstå en mycket stor marknad med strikt ägaruppdelning mellan nät- och handelsverksamhet vilket är ett starkt önskemål för EU. Det innebär också en förstärkt försörjningssäkerhet för hela sydöstra Europa och ett närmande till Balkanstaterna. Det kan även ses som ett sätt att jämna vägen för Nabucco-projektet. Men ett sådant handelsområde skulle också vara lika fördelaktigt om South Stream-projektet genomförs⁶⁰.

En aktör som spelar på flera strängar är ENI. ENI är inte bara ett nationellt italienskt oljebolag, utan också ett bolag verksamt internationellt både ”upstream” och ”downstream”. ENI var t.ex. huvudoperatör i det väldiga Kasghan fältet i Kaspiska havet⁶¹, och har många affärer med Gazprom. ENI var t.ex. inblandat i byggandet av Blue Stream. ENI är dessutom partner till Gazprom i South Stream-projektet.

Gazprom har sedan avtalet med Wintershall blivit allt mer intresserat av att flytta fram sina positioner och verka inte enbart som leverantör utan också som direkt aktör på den europeiska marknaden. Gazprom har ett antal avtal med olika gasbolag i Europa som innebär att företaget kunnat köpa upp eller in sig i olika gasbolag. Bolaget finns numera representerat i Tyskland, Italien, Spanien och Storbritannien samt Ungern. Ett försök, eller åtminstone ett utspel om, att lägga ett bud på British Gas misslyckades emellertid. I praktiken har EU förbjudit Gazprom att öka sina ägarandelar i Europa under åberopande av reciprocitetsprincipen. Så länge Gazprom inte öppnar upp för europeiska aktörer i det ryska systemet får inte Gazprom ytterligare expandera på den europeiska marknaden.

Gazprom har utvecklat en särskild nisch att verka på. Sedan några år har man öppnat ett handelshus i London för spotaffärer med både LNG och rörledningsgas. Verksamheten har blivit mycket framgångsrik och det är till stor del på grund av Gazproms insatser som spothandeln har blivit inte bara mer likvid utan även tycks vara på väg att få en viktigare roll överhuvudtaget.

⁶⁰ I januari 2008 har Gazprom tecknat avtal med Serbien rörande transitering av gas till Europa inklusive försörjning av Serbien. Gazprom har även tillförsäkrats ett avgörande inflytande över den serbiska transmissionssystemet.

⁶¹ I januari 2008 tvingades de internationella oljebolagen avstå ägarandelar till det nationella KazMunaigaz, som därmed tar över ledar- och operatörsrollen från ENI.

15 Vem levererar gasen?

Frågan hur EU:s framtida behov skall täckas har diskuterats inom EU under flera år. Nedan ges en beskrivning över vilka möjligheter det finns att öka importen till EU från större befintliga eller framtida exportörer inom EU:s närområde.

15.1 Potentialen för ökad import

De tänkbara framtida större leverantörerna av naturgas till EU är förutom Norge, Ryssland olika länder i Centralasien och i Mellanöstern inkl. Iran samt Nord- och Västafrika.

Norge har stora fördelar som leverantör. Förutom läget ger den politiska stabiliteten, det väl fungerande institutionella ramverket och det i alla avseenden nära samarbetet mellan Norge och EU fördelar som ingen annan tänkbar extern leverantör kan ge. I närtid finns viss kapacitet att öka exporten utan investeringar. Långsiktigt krävs investeringar både i gasfält och i ledningar för att ytterligare kunna öka exporten. Men Norge kan enbart täcka en del av EU:s försörjning.

Logistiskt ligger Ryssland bra till, betydande delar av infrastrukturen är redan på plats, tillgången på gas är betryggande även om hemmamarknaden växer. Samtidigt är Europa Rysslands bästa alternativ för export. Men det finns ett växande europeiskt motstånd mot att öka beroendet av Ryssland. Utan stora investeringar i nya gasfält och nya ledningar kommer Ryssland inte att både kunna försörja en växande hemmamarknad och öka exporten till Europa.

Storleken på Centralasiens tillgångar är ännu oklara. Logistiskt är det ett besvärligt alternativ med många komplicerade politiska frågor som måste hanteras. Gasexport har varit nedprioriterad i förhållande till oljeutvinningen - inte minst på grund av de geopolitiska svårigheterna med att dra ledningar.

Mellanöstern är en tänkbar leverantör. Europa måste i så fall konkurrera med Asien. Politiskt finns ett motstånd mot att öka beroendet av regionen. Qatar är ett land som kraftigt bygger ut sin LNG-kapacitet och som i närtid skulle kunna öka sin export till Europa.

Nordafrika är logistiskt ungefär likvärdigt med Ryssland. Det finns ett starkt intresse av att integrera Nordafrika i en Medelhavsregion. Men tillgångarna är knappast tillräckligt stora för att Nordafrika skall kunna tillgodose annat än en begränsad del av gasbehovet.

I de västra delarna av Afrika, framförallt ”offshore” finns stora tillgångar på gas. Området ligger i det Atlantiska handelsområdet med Europa eller USA som mottagare av gasen. Europeiska och amerikanska bolag dominerar i olje- och gasindustrin, även om både Kina och Ryssland försöker etablera sig i området. Den politiska instabiliteten har påtagligt negativt påverkat västliga oljebolags

investeringsvilja. Bortsett från den politiska instabiliteten har Nigeria potential att kraftig öka sin export av LNG.

15.1.1 Ryssland

Ryssland är den viktigaste exportören av gas till EU, ca 23 % av gasen kommer från Ryssland. EU är också den viktigaste importören av rysk gas 80 % av den ryska gasexporten går till olika EU-länder. Men av den totala ryska gasproduktionen går endast 26 % till export, resten konsumeras inom landet. Trots att exporten till EU endast utgör 20 % av den totala ryska utvinningen genererar denna försäljning 65 % av Gazproms totala intäkter⁶².

Ryssland förfogar över världens största fastställda reserver (26 %). I huvudsak är kapaciteten att exportera gas till Europa utnyttjad. En ökad export till EU kräver därför investeringar i nya rörledningar eller LNG-anläggningar, men framförallt investeringar i nya gasfält.

De stora gasfälten som öppnades under Sovjettiden är nu inne i en nedgångsfas, mellan 55 och 85 % av den utvinnbara gasen redan är upptagen. På sikt måste därför Ryssland öppna nya gasfält i första hand i Barents hav (Shtokman) eller på Yamalhalvön eller i östra Sibirien.

All export av gas från Ryssland går via Gazprom, som har monopol på alla transporter och därutöver äger alla större och viktigare gasfält. I praktiken har Gazprom kontrakterat mer leveranser av gas än vad de själva har tillgång till.

För att kortsiktigt klara sina åtaganden köper Gazprom in gas från olika oberoende leverantörer i Ryssland⁶³. I praktiken har dessa, på grund av bolagets transportmonopol inget annat alternativ än att sälja sin gas till Gazprom. Men Gazprom köper även in gas från kringliggande f.d. Sovjetrepubliker. Det handlar dock inte om stora volymer, mellan 7 till 8 Bcm. År 2006 uppgick den totala utvinningen inom Ryssland till 656 Bcm.

I östra Sibirien: på Sakhalin, runt Östsibiriska sjön och i området norr om Bajkalsjön finns stora gastillgångar. Dessa kommer sannolikt inte att ingå i det försörjningssystem som försörjer västra Ryssland och Europa utan kommer i stället att inriktas mot export till Ostasien. På Sakhalinhalvön har Gazprom tvingat till sig ägarkontrollen över det av Shell ledda projektet som skall öppna gasfält och bygga en LNG-terminal för export av LNG till Asien.

I samband med sovjetsystemets sammanbrott prioriterade Gazprom exporten till Europa. De statligt fastställda priserna för inhemska förbrukare var mindre än 1/5 del av det pris som kunde uppnås genom att sälja gasen i Europa. Dessutom var

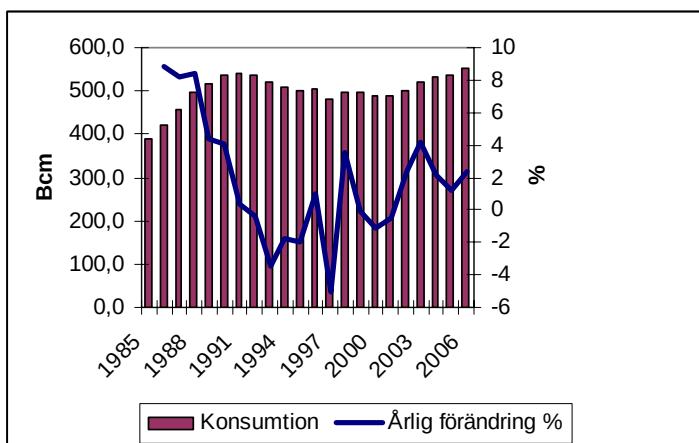
⁶² Global Insight. European Fuel Price Service, fourth- quarter 2007.

⁶³ De oberoende producenterna står för ca 10 % av den totala utvinningen, omkring 60 Bcm. Men andelen gas från de oberoende leverantörerna ökar stadigt i takt med att Gazprom får allt större svårigheter att öka sin egen utvinning. Potentialen för att öka utvinningen är stor hos dessa oberoende producenter. Av allt att döma är även kostnaden för marginella produktionsökningar mycket lägre än dem som Gazprom har att möta.

det få av kunderna som ens betalade detta låga pris. I princip gällde även detta för övriga f.d. Sovjetrepubliker.

Sedan den stora devalveringen av rubeln år 1998 har emellertid ekonomin kraftigt förbättrats i Ryssland. Gazprom har kunnat höja sina priser och kunderna betalar numera i stor utsträckning för den gas som förbrukas. Den inhemska förbrukningen har sedan 1998 årligen ökat med ca 2 %. Ryssland har nyligen fattat beslut om att de inhemska priserna, fram till 2011, skall anpassas till europeisk nivå. Vilka konsekvenser det kan få för den inhemska förbrukningen och för exporten till Europa är oklart.⁶⁴

Figur 32 Inhemsk rysk gaskonsumtion.



BP: Statistical Review of World Energy 2007

En viktig strategi för Gazprom är att långsiktigt minimera transiteringen av gas över Ukraina, men även över Vitryssland och Moldavien. Såväl Nord Stream som South Stream projekten skall bl.a. ses mot den bakgrunden. South Stream innehåller också en ytterligare strategi och det är att tvinga in gasen från Centralasien i det ryska systemet.

En ytterligare strategi för Gazprom är att öka samarbetet med övriga gasexportörer. Ryssland har haft överläggningar på statschefs nivå med ett urval av OPEC-länder rörande prissamarbete, samt är en alltmer aktiv investerare i framförallt afrikanska gasfält och gasprojekt. Risken för ett framtida GPEC (Gas Producing Exporting Countries) är dock sannolikt överdriven. Det är mycket svårare, givet gasens struktur som en bilateral handelsvara, att organisera ett fungerande prissamarbete om gas.

15.1.2 Norge

Norge är efter Ryssland den största exportören av gas till EU och den tredje största i världen efter Kanada. All norsk export av gas går till EU, år 2006 utvanns 92 Bcm varav 68 Bcm exporterades, vilket motsvarar 13 % av EU:s totala import. Det innebär att Norge är världens fjärde största utvinnare av gas.

⁶⁴ Om det genomförs blir det för Gazprom ekonomiskt ointressant om marknaden är inhemska eller utländska, vilket rimligen långsiktigt påverkar viljan att investera i ny exportkapacitet.

De fastställda reserverna är dock mer måttliga 2 890 Bcm, vilket innebär att Norge kommer som nummer 12 tillsammans med Irak vad gäller fastställda reserver.

Det finns en viss överkapacitet i det befintliga systemet, vilket möjliggör en utökning av exporten utan ytterligare investeringar. På uthållig bas har Norge potential att öka exporten, vilket dock kräver investeringar i nya gasfält. På sikt bedöms Norge uthålligt kunna öka utvinningen till mellan 125 -140 Bcm.

De leveranskontrakt som skrivits för gas från det stora gasfältet Troll, som nu börjar närma sig sin platånivå, har under lång tid utgjort riktmärke för övriga kontrakt i Europa. Norge har alltid gjort sig känd som en prishök, dvs. man prioriterar pris före volym.

Under 2007 har den nya gasledningen Ormen Lange tagits i drift för export av gas till Storbritannien. Ledningen har en avgrening som gör att även gas till kontinentaleuropa kan levereras via denna. Under vintern 2008 har även LNG-anläggningen på Melkøya tagits i drift. Den senare har en kapacitet om 5,7 Bcm. Huvuddelen av produktionen är kontrakterad för leveranser till USA, men en mindre del är kontrakterad av Iberdrola för leveranser till Spanien. Norge har även utvecklat teknik för småskalig LNG-hantering.

Tabell 11 Norges exportkapacitet⁶⁵

Ledning	Destination	Kapacitet (Bcm)
Europipe 1	Dornum NL	6
Europipe 2	Dornum NL	23
Norpipe	Emden TY	16
Franpipe	Dunkerque FR	19
Zeepipe	Zeebrugge BE	15
Langeled	Easington UK	25
Vesterled	St. Fergus UK	13
Summa		127

Källa: Gassco

Skan Led är ett ännu inte påbörjat projekt avsett att transportera gas från Kårstø till Rafnes i Norge och vidare till Danmark med en anslutning till svenska västkusten. Skan led är även tänkt att utgöra första ledet i en planerad utbyggnad mot Polen. Beslut väntas under 2009 med en planerad driftsstart 2012.

15.1.3 Nordafrika

Totalt finns planer på att utöka exportkapaciteten från 86 till 137 Bcm. Huvuddelen av denna ökning är avsedd för den europeiska marknaden, även om framförallt Egypten hittills varit inriktat på export till Jordanien, Libanon och Syrien.

⁶⁵ Beräkningen är baserad på den tekniska kapaciteten och tar inte hänsyn till andra begränsningar som kan finnas.

Först på lång sikt från, år 2020 och där bortom, finns möjligheter att nå de uppställda exportmålen. Det är rimligt att anta att Europa kommer att öka sin import från Nordafrika i takt med att förutsättningarna uppstår.

År 2006 importerade EU totalt ca 72 Bcm från dessa länder, motsvarande ca 15 % av EU:s totala gasförbrukning och 82 % av regionens totala export.

Västerländska bolag möter en hårdare konkurrens, framförallt med Ryska Gazprom, när det gäller möjligheterna till utvinning. Det finns farhågor om att Gazprom:s långsiktiga strategi är att i partnerskap med nationella bolag få kontroll över rörledningar och LNG-terminaler för att på sikt få ett avgörande inflytande på den europeiska gasmarknaden.

Tabell 12 Nordafrikas gasutvinning (Bcm)

	Säkra Reserver	Utvinning	Inhemsk förbrukning	Export	Planerad exportkapacitet
Algeriet	4500	84,5	23,7	60,8	85
Egypten	1940	44,8	28,7	16,1	33
Libyen	1320	14,8	5,5	9,3	19
Summa	7760	144,1	57,9	86,2	137

Källa: BP Statistical Review 2007, samt Centre for Global Energy Studies

Algeriet har de största reserverna och var det första afrikanska land som kommersiellt började utvinna naturgas. Landet har aldrig utnyttjat sin fulla potential. Under oljekriserna fördes en extrem högprispolitik med krav på att gaspriset skulle motsvara råoljepriset. Exporten sjönk kraftigt och landet koncentrerade sig i stället på att utvinna oljan. Oljeutvinningen har expanderat kraftigt, men börjar nu närma sig sin platånivå. Intresset för naturgas har därför ökat igen och prissättningen har anpassats till konventionella ”net-backpriser”. Såväl EU som USA är den troliga marknaden för nytillskotten av algerisk gas.

Det nationella bolaget Sonatrach är ensam operatör av alla gasfält, rörledningar och LNG-terminaler. Totalt finns 4 LNG terminaler med en kapacitet om 28 Bcm, samt två rörledningar, en till Italien och en till Spanien, med en sammanlagd kapacitet av 50 Bcm.

Algeriet exporterar LNG till en rad länder utanför EU, även till asiatiska länder som Japan och Korea.

Under senare tid har inletts ett politiskt samarbete mellan Algeriet och Ryssland rörande naturgas, bl.a. har man diskuterat ett samarbete i prisfrågor. Under våren 2008 har avtal tecknats mellan Sonatrach, ENI och Gazprom om en ny tillförselledning till Italien. Till ledningen är tänkt att även koppla en grenledning från Libyen samt en rörledning från Nigeria.

Egypten är relativt ny som gasexportör. Landet började uppträda som nettoexportör först år 2003.

Via Arab Gas Pipeline exporteras gas till Syrien, Libanon och Jordanien. Huvuddelen av exporten sker i form av LNG. Det finns tre LNG-anläggningar i drift med en kapacitet av ca 27 Bcm. Hälften av LNG-exporten går till EU och resten i huvudsak till Asien.

Det finns planer på ytterligare 3 LNG-anläggningar, varav åtminstone 2 bedöms tas i drift under 2011 med en kapacitet på ca 12 Bcm.

Libyen drabbades hårt av de sanktioner som riktades mot landet i början av 1980-talet och som hävdades först för några år sedan. Utbygganden av gasindustrin kom helt av sig och oljeutvinningen sjönk kraftigt och har ännu inte återhämtat sig. Landet har potential att bli en betydande gasexportör. ENI är verksamt i landet för att utveckla gasindustrin. Även Gazprom försöker komma in. Tillsammans med ENI planeras en röranslutning till en kommande ny ledning från Algeriet.

15.1.4 Västafrika

Västafrika, i praktiken Nigeria, har länge varit dominerat av europeiska och amerikanska oljebolag, med Shell i spetsen. Men på senare tid har även Kina och framförallt Ryssland visat ett ökat intresse för landets stora energitillgångar. Både olje- och gasutvinningen har alltmer kommit att koncentreras till "offshore" verksamhet. Det är "offshore" som de stora tillgångarna finns. Men den politiska oron, med upprepade sabotage mot ledningar och även kapning av fartyg, har medverkat till att befintlig potential är dåligt utnyttjad och en låg investeringsnivå. Även Angola kan, trots avgjort mindre tillgångar än Nigeria bli en relativt stor framtida exportör.

"Onshore" förekommer en sparsam gasutvinning för inhemsk användning. Denna gas utvinns i samband med olja och huvudparten facklas bort. Gazprom har nyligen inlett ett samarbete med Nigeria för att samla in och marknadsföra denna gas. Under våren 2008 har Gazprom och Algeriet enas om att transitera nigeriansk gas via en algerisk ledning. Någon konkret tidplan eller konkreta investeringsbeslut finns dock ännu inte

De säkra reserverna är 5 200 Bcm, med en årlig utvinning av 28 Bcm, varav ca 20 Bcm exporteras. Nigeria har f.n. 2 LNG-terminaler med en kapacitet på 32 Bcm. Ytterligare 2 terminaler med en sammanlagd kapacitet om 24 Bcm är planerade, varav 1 beräknas driftklar 2010. Mer än 80 % av gasen exporterades till EU år 2006, vilket svarar mot 3 % av EU:s totala importbehov.

Nigeria har potential att kraftigt öka sin export, förutsatt att den politiska oron lägger sig. Men landet kännetecknas av en omfattande korruption samt stora etniska motsättningar mellan olika befolkningsgrupper. Under överskådlig tid kan detta hindra expansionen av såväl exporten av olja som av gas.

15.1.5 Mellanöstern

Till Mellanöstern räknas länderna på den arabiska halvön samt Iran. De 7 största länderna (se tabell nedan) förfogar över 40 % av de kända reserverna, men svarar bara för 10 % av utvinningen. De 4 resursrikaste staterna Iran, Qatar, Saudiarabien och Förenade Arabemiraten har efter Ryssland de största reserverna.

Huvuddelen av gasen används inom länderna för elproduktion, injicering i oljefält, avsaltning samt facklas bort. Potentialen för att öka utvinningen är flera gånger större än i Ryssland. Huvuddelen av denna potential kan användas för export. De logistiska problemen är dock stora och den politiska instabiliteten kombinerat med t.ex. sanktionerna mot Iran utgör en påtaglig hämsko för utvecklingen. Till detta skall läggas att oljeexport prioriteras högre än gasexport i både Kuwait och Saudiarabien.

Mellanöstern är inriktad mot export till Asien, men även Europa importerar LNG, främst från Qatar. Den totala importen till EU 2006 var drygt 7 Bcm svarande mot 14 % av regionens totala export och ca 2 % av EU:s totala importbehov.

Tabell 13 Mellanöstern (Bcm)

	Fastställda reserver	Utvinning	Inhemsk förbrukning	Export
Förenade Arabemiraten	6060	42,6	36,5	6,1
Iran	28130	88,0	83,7	4,3
Irak	3170	2,3	2,3	
Kuwait	1780	10,1	10,1	
Oman	980	19,3	10,0	9,3
Qatar	25360	38,3	7,0	31,3
Saudiarabien	7070	54,9	54,9	
Summa	72550	255,5	204,5	51,0

Källa BP Statistical Review 2007, IEA Non OECD Energy Balances, 2007

Förenade Arabemiraten har några av de största gasfälten i världen och började exportera LNG redan 1977. Totalt exporterar emiraten 7,6 Bcm. Huvuddelen av gasen exporteras till Japan. Potentialen för framtida export är mycket stor.

Iran har de näst största reserverna av gas i världen. Som tidigare beskrivits började Iran exportera gas till Sovjet redan 1970. Denna export upphörde i samband med revolutionen i Iran och det sovjetiska anfallskriget mot Afghanistan 1979. Exporten återupptogs under några år på 1990-talet men upphörde igen 1995. Den nuvarande exporten går till Turkiet. Gasen levereras genom en ledning med en kapacitet av 10 Bcm. Den fortfarande existerande rörledningen till Ryssland via Azerbajdzan har en kapacitet på 16 Bcm.

Under många år har Iran förhandlat om en rörledning till Pakistan och Indien. Hittills har det dock inte vara möjligt att enas kring en lösning.

En LNG-anläggning kommer att tas i drift 2010 med en kapacitet på 13,8 Bcm. Terminalen är avsedd för export, främst till Asien men även till Europa. I

projektet deltar BP, Shell, Total och spanska Repsol tillsammans med indiska Reliance och malaysiska Petronas.

Härutöver finns planer på ytterligare två LNG terminaler med en kapacitet på 35 Bcm.

Irak är för närvarande ingen gasexportör, men under en kort tid mellan 1986 och 1990 exporterade dock Irak gas till Kuwait. Av naturliga skäl upphörde denna export efter första Gulfkriget. Det finns ett avtal mellan Irak och Turkiet från 1997 om att bygga en rörledning för export av 10 Bcm/år.

Den långsiktiga potentialen för utvinning och export är långt ifrån obetydlig. Men med rådande politiska instabilitet är en utbyggnad mindre aktuell. Det är svårt att bedöma om och i så fall när en export kan bli aktuell.

Kuwait har ingen export av gas. Någon sådan förefaller inte heller trolig, i vart fall inte inom överskådlig tid.

Oman har relativt små tillgångar till naturgas, men är en icke obetydlig exportör, enbart i form av LNG. Huvudmarknaden för denna gas är Japan och Korea.

Qatar är med sina stora naturgasreserver (tredje största efter Ryssland och Iran) den ledande exportören i regionen, med uttalade ambitioner att ytterligare öka sin export. Grekland och Spanien importerar LNG från Qatar, men Japan och Korea är huvudmottagare av gasen. Qatar har inga rörledningar för export utan all export sker i form av LNG.

Länge fördes förhandlingar om att bygga en rörledning som skulle förse Indien och möjligen även Pakistan med gas. Denna ledning verkar inte längre vara aktuell. Däremot finns planer på en ledning för att förse Abu Dhabi, Oman och Kuwait med gas, med en möjlig avgrening till Pakistan. En rörledning via någon annan arabstat till Turkiet för vidare export till Europa är tekniskt möjlig, men för närvarande inte aktuell.

En omfattande utbyggnad sker av kapaciteten att exportera LNG. Befintlig kapacitet är 35,4 Bcm. Den planeras öka till nästan 90 Bcm redan år 2010. Det är dock oklart om verkligen denna utbyggnad hinner bli klar.

Saudiarabien har betydande gasreserver, men det finns inga planer att bygga ut någon exportkapacitet.

15.1.6 Centralasien

De internationella oljebolagen började engagera sig i Centralasien redan före Sovjetunionens sönderfall. Det fanns stora förhoppningar om att området både skulle innehålla lika mycket gas och olja som Mellanöstern och att den skulle kunna utvinnas till samma låga kostnad som där. Det är numera klart att regionen inte har samma stora och lättutvinnbara tillgångar som Mellanöstern. Det instängda läget och den komplicerade geopolitiska situationen har gjort att

oljebolagen endast i begränsad utsträckning har kunnat exploatera tillgångarna. De internationella oljebolagen är främst inriktade på oljan. Gasen har därför blivit en fråga för nationella statliga bolag, ofta i samverkan med Gazprom eller andra utländska aktörer.

I princip finns fyra möjliga exportrutter för gasen: via det existerande ryska systemet inkl. den planerade South Stream, via Iran, eller via en ny ledning, South Caspian Pipeline (SCP), över Azerbajdzan och Georgien in i Turkiet och från Turkiet till EU via Nabucco eller i en ledning österut mot Indien och/eller Kina.

De internationella oljebolagen, starkt uppbackade av USA och EU, satsar på alternativet Turkiet, genom projektet South Caucasus Pipeline (SCP). Konsortiet leds av BP, men även Statoil och Total har stora ägarandelar. Projektet pågår genom byggandet av en mindre rörledning från Baku i Azerbajdzan till Turkiet. Arbetet går dock långsamt. Initialt har denna ledning bara kapacitet att föra mindre mängder gas från Azerbajdzan in i Turkiet. Men i en senare etapp avses ledningen byggas ut och via en rörledning under Kaspiska havet skall gas från de tre centralasiatiska staterna föras in i Turkiet. Därifrån skall gasen ledas till Europa i en ny gasledning (Nabucco), med ändpunkt i Baumgarten i Österrike.

I avvaktan på att detta senare projekt genomförs återstår i praktiken att sälja gasen till Gazprom eller transitera den genom Gazproms ledningsnät. Sannolikheten att Gazprom skulle medge ett tredjepartstillträde får anses helt obefintliga. Varje alternativ innebärande att gasen transporteras i det ryska ledningssystemet torde därför innebära att Gazprom i praktiken har full kontroll. Gazprom har ett eget alternativ till SCP och Nabucco och det är att föra gasen via den redan byggda Blue Stream över Kaspiska havet till Turkiet för att därefter föra gasen till Balkan och EU via South Stream-projektet. Även South Stream har en grenledning till Baumgarten som en möjlig slutlig destination.

Otåligheten hos de olika värdnationerna, som vill få intäkter från gasutvinningen, ökar och pressen på bolagen att finna en lösning är nu hög. Nationella statliga bolag, liksom s.k. lokala oligarker i olika allianser med ibland Gazprom eller Indiska och Kinesiska intressen, söker på olika sätt få ökad kontroll över gas- och oljetillgångarna.

När väl de geopolitiska problemen lösts har regionen potential att öka sin export med flera 100 %.

Till EU importerades knappt 4 Bcm år 2006

Tabell 14 Centralasien (Bcm)

	Egen			
	Reserver	Utvinning	användning	Export
Kazakstan	3000	21,1	8,2	12,9
Turkmenistan	2860	51,3	12,3	39,0
Uzbekistan	1870	49,0	41,0	8,0
Summa	7730	121,4	61,5	59,9

Källa: BP Statistical Review 2007, IEA Non OECD Energy Balances, 2007

Kazakstan är den resursrikaste av staterna och samtidigt den som har den lägsta utvinningen. Först 1999 började gasutvinningen i Kazakstan, dessförinnan importerades all gas. Export av gas påbörjades 2004. Det finns ett avtal om gasleveranser till Kina. Arbetet med denna ledning har ännu inte påbörjats. Förhandlingar pågår fortfarande (mars 2008) om prissättningen. Ledningen har en planerad kapacitet på 30 Bcm.

Under tiden exporteras all gas genom det ryska ledningssystemet. Potentialen för export är hög. Landets reserver är större än både Storbritanniens och Norges reserver.

Turkmenistan. Huvuddelen av Turkmenistans gas exporteras till Ryssland, men ca 5 Bcm exporteras till Iran och knappt 3 Bcm transiteras till Europa via det ryska ledningssystemet.

Uzbekistan har en äldre historia som gasnation än vad Kazakstan har. Utvinningen påbörjades redan på 1960-talet, men vissa av de stora tidigare fälten är nu inne i en nedgångsfas, vilket tvingar fram öppnandet av nya fält. Landet har avgjort mindre reserver än de två övriga. Det finns en mindre, relativt ny exportledning till Iran, och en viss tämligen obetydlig export sker också dit. Men i huvudsak går all export via det ryska rörledningssystemet.

Det har under flera år pågått förhandlingar om en rörledning via Afghanistan och Pakistan för att förse Indien med gas. Det är dock högst oklart om och i så fall när ledningen byggs.

15.2 EU -leverantörerna av gas

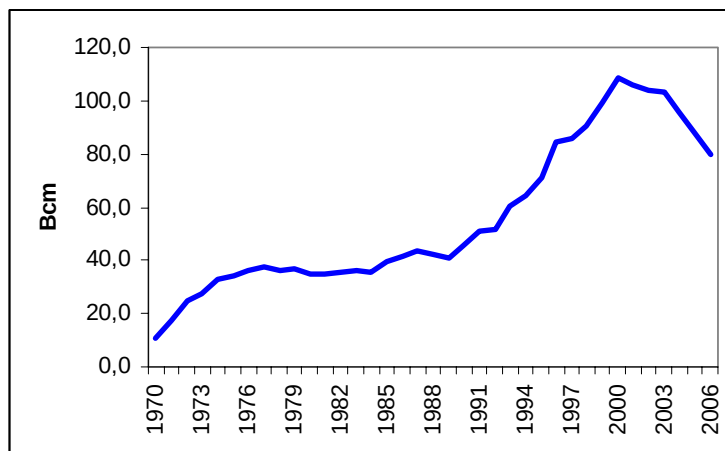
Storbritannien har aldrig varit någon exportör av gas. I princip har all gas landats i Storbritannien och förbrukats där. Den brittiska utvinningen har nått sitt maximum och är nu stadigt i nedgång. Mellan 2003 och 2006 minskade utvinningen med 23 %. Preliminära siffror för 2007 tyder på att nedgången fortsatt i samma takt. Normalt brukar nedgången vara störst i början för att sedan plana ut, förhoppningsvis gäller denna tumregel även för Nordsjön. Men det är uppenbart att bolagen i Nordsjön trots ökade ansträngningar har svårt att ersätta uttömda gasfält med nya fält. Planeringen i Storbritannien utgår från att utvinningen fram till år 2020 har sjunkit ner till 25 Bcm.⁶⁶ Detta från en toppnivå på över 100 Bcm så sent som 2003.

Storbritannien måste därför successivt och storskaligt öka importen av naturgas. Ett led i dessa strävanden är de två LNG-terminaler på över 8 Bcm som nyligen tagits i drift. Därutöver planeras till år 2012 ytterligare 4 terminaler med en sammanlagd kapacitet på nästan 55 Bcm. Därmed skulle Storbritannien kunna täcka 2/3 av sitt nuvarande behov med LNG. Emellertid är planer på att uppföra LNG-terminaler inte samma sak som att de också blir av. Storbritannien är den näst största gasförbrukaren inom EU, obetydligt mindre än Tyskland. Hur landet

⁶⁶ Department of Trade and Industry (Dti) Energy Markets Outlook, November 2007

löser sin framtida försörjning kommer därför att få konsekvenser även för övriga länder.

Figur 33 Årlig utvinning av gas i den brittiska sektorn av Nordsjön

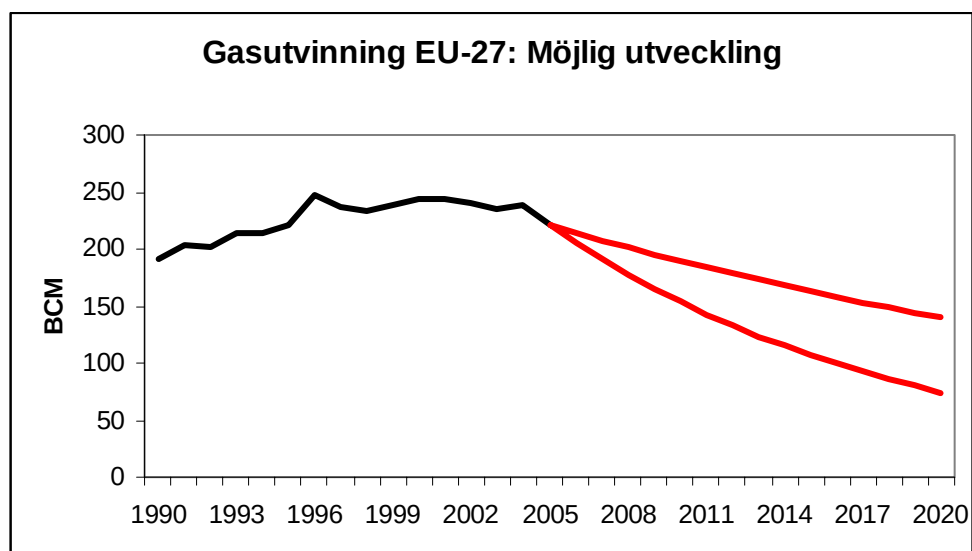


Källa: BP Statistical Review of World Energy

Övriga leverantörer inom EU är också antingen på sin platånivå eller inne i en nedgångsfas. (Norge tas inte med här eftersom landet inte är medlem i EU). Störst är Nederländerna med en utvinning på nästan 80 Bcm följt av Tyskland ca 20, Rumänien ca 13, Italien 12 och Danmark ca 10 Bcm. Det innebär att minskningen i Storbritannien inte kan kompenseras genom ökad utvinning på övriga håll inom EU, tvärtom kommer utvinningen att sjunka även i övriga länder. Detta innebär att flertalet länder inom EU, även vid en oförändrad efterfrågan, behöver öka sin import från leverantörer utanför EU.

I värsta fall kan utvinningen inom EU-27 att falla med nästan 150 BCM till år 2020. I bästa fall blir minskningen bara 80 BCM. Det är rimligt att räkna med ett bortfall på ca 120 bcm . Redan 2015 kan bortfallet uppgå till över 100 BCM, även om ett mer troligt utfall är ca 85 BCM, men knappast mindre än 60 BCM.

Figur 34 Tänkbara scenarios för gasutvinningen inom EU-27



16 Riskhanteringen

16.1 Försörjningssäkerheten

I kapitel 6 redovisades kortfattat de tre huvudgrupperna av risker: den tekniska risken, marknadsrisken och den politiska risken. Riskerna och hanteringen av dem har även belysts i andra kapitel. Försörjningssäkerheten är högt prioriterad av EU-kommissionen och av de nya medlemsländerna från östra Europa, samt i Storbritannien.

16.1.1 Den tekniska risken

De tekniska riskerna handlar om haverier, mänskliga missgrepp, bränder m.m. I stort sett alla former av oavsiktliga händelser som påverkar flödet av gasen från källan till den slutlige konsumenten. Någon samlad driftsstatistik som visar avbrottsfrekvenser och deras konsekvenser finns inte. Stora och långvariga avbrott i tillförselledningar och inhemska transmissionsledningar är emellertid ovanliga.

Under perioden 1990 till 2006 finns dokumenterat sammanlagt 10 haverier eller andra händelser som påverkat försörjningen av gas i Europa. Inga av dessa haverier orsakade dock nämnvärda försörjningsproblem. Flertalet, 7 stycken, orsakades av tekniska haverier. Tre av var politiskt betingade. Mer än hälften av de tekniska haverierna var inhemska: 3 av dem i Storbritannien och 1 i Belgien. De brittiska är de enda som fick avläsbara konsekvenser av samtliga haverier. Sammanlagt inträffade tre haverier i det ryska systemet inklusive transmissionssystemet genom Ukraina. De 3 politiskt orsakade bortfallen är ett sabotage mot en ledning i Algeriet samt de två ryska incidenterna med Ukraina 2006 och 2007 ⁶⁷.

Självfallet har det betydelse hur ett land försörjs. Ett land beroende av en enda tillförselväg är mer sårbart än om det har flera tillförselvägar. Men det går inte att bygga bort alla sårbarheter genom flera tillförselsystem. Bortsett från att varje ledning måste dimensioneras för att kunna hantera bortfall i de övriga ledningarna måste det också finnas en ledig kapacitet hos varje enskild leverantör att omedelbart öka sina leveranser. En sådan lösning blir allt för kostsam för att gasen skall kunna säljas.

Inte mindre än 8 länder inom EU försörjs enbart via en ledning: Sverige, Estland, Lettland, Litauen, Bulgarien, Rumänien, Grekland och Slovakien. Dessa länder svarar tillsammans för 7 % av EU:s förbrukning. I den mån inhemsk gasutvinning förekommer i dessa länder är den obetydlig. Bulgarien, Rumänien och Slovakien har betydande inhemska lager för att kunna hantera bortfall.

⁶⁷ Källa: The new Security environment for European Gas: Worsening Geopolitics and Increasing Globalisation for LNG. Jonathan Stern

Några länder har två eller flera tillförselledningar, ofta parallella, men enbart från en leverantör. Till denna grupp hör Finland, Tjeckien, Slovenien och Irland. Denna grupp svarar för 3 % av förbrukningen. Enbart Tjeckien har egna gaslager.

Övriga länder har mer än två tillförselsystem från minst två oberoende leverantörer. Polen utgör ett gränsfall. Huvuddelen av gasen till Polen levereras från Ryssland via Vitryssland resp. Ukraina, men det finns också en mindre tillförselledning från Tyskland.

Kortvariga avbrott kan som regel hanteras genom s.k. ”line pack”, dvs. operatören av ledningen utnyttjar den gas som finns lagrad i ledningen nedanför avbrottpunkten. I några fall går det att tillföra mer gas från andra tillförsel- eller transmissionsledningar. Därutöver återstår två ytterligare möjligheter, nämligen att utnyttja lager eller att koppla bort förbrukare med avbrytbara kontrakt.

Den totala lagringskapaciteten inom EU uppgår till 70 Bcm. Detta skall ställas mot den totala gasförbrukningen inom EU som 2006 uppgick till 550 Bcm. Rent matematiskt finns lager motsvarande ca 13 % av den normala förbrukningen. Emellertid är inte lagringskapaciteten något bra mått. Lagren varierar över året. De fylls upp under sommaren och töms till miniminivåer under vintern (se figuren på sida 136). Det är således endast under sensommaren och hösten som lagren är fyllda.

Ett avbrott orsakat av ett tekniskt haveri är sällan långt utdraget i tiden, utan kan normalt tänkas ha en varaktighet av något eller några dygn. I riktigt allvarliga fall kan det dock ta månader innan driften är återställd. I en sådan situation är möjligheten till lageruttag och att byta till ett annat bränsle avgörande.

Här ser situationen olika ut för olika delar inom EU. Inte mindre än 10 länder, Estland, Finland, Grekland, Irland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Portugal, Slovenien och Sverige, saknar helt lagringsmöjligheter inom landet. Dessa länder står sammantaget för 8 % av EU:s totala förbrukning.

De fem länderna som har högst lagringskapacitet, mer än 24 %, är Österrike, Tjeckien, Frankrike, Ungern, Slovakien och Rumänien. Dessa länder står för ca 17 % av EU:s förbrukning.

Det finns ingen synbar logik i vilka länder som har hög respektive låg lagringskapacitet. Men länder där andelen gas i energibalansen är liten har också en liten lagringskapacitet. Hit hör Sverige, Grekland, Finland, Slovenien, Polen, Portugal och Bulgarien.

Ofta antyds i debatten att de västeuropeiska länderna har en högre andel lager i förhållande till sin förbrukning. Men detta stämmer inte helt. I genomsnitt har de f.d. östeuropeiska länderna en något större andel lager, ca 15 % i förhållande till sin andel i förbrukningen jämfört med EU som helhet, som har ca 13 %.

Tabell 15 Gaslager inom EU -27 år 2006.(Mcm)

	Gasförbrukning	Lager	%- lager i förhållande till förbrukningen
Österrike	8909	2849	32
Belgien	16465	635	4
Tjeckien	9325	2285	25
Danmark	5089	840	17
Finland	4768		0
Frankrike	44644	10800	24
Tyskland	102990	19138	19
Grekland	3310		0
Ungern	14202	3500	25
Irland	4637		0
Italien	84484	13250	16
Luxemburg	1403		0
Nederländerna*	47804	2478	5
Polen	16336	1652	10
Portugal	4169		0
Slovakien	6575	2740	42
Spanien	32889	2366	7
Sverige	844		0
Storbritannien*	94469	4364	5
Bulgarien	3578	502	14
Rumänien	17622	3694	21
Slovenien	1141	0	0
Estland	21101	0	0
Lettland	1756	0	0
Litauen	3043	0	0
Malta	0	-	-
Cypern	0	-	-
Summa	551553	71093	13

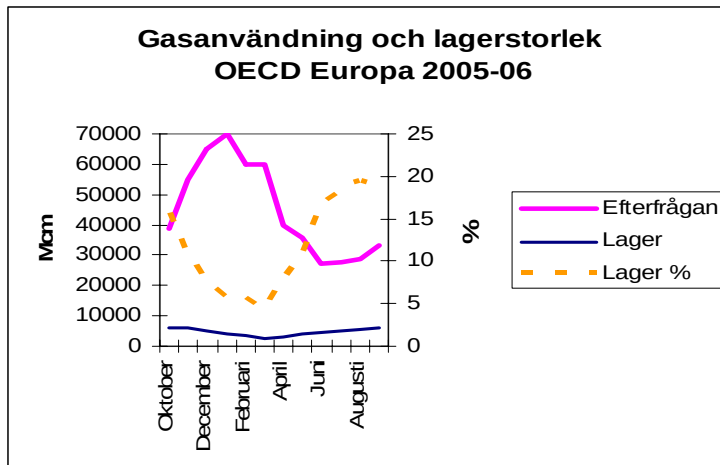
* Nederländerna och Storbritannien försörjs huvudsakligen av egna närbelägna gasfält. I Storbritannien pågår nu en snabb utbyggnad av lagerkapacitet.

IEA: Natural Gas Information 2007

En svårighet med att använda lagren är att dessa är dimensionerade för att hantera säsongsvariationer och inte avbrott⁶⁸. Detta illustreras av diagrammet nedan som visar den månatliga efterfrågan och den samtidiga säsongsmässiga variationen i gaslagren. Förmågan att hantera en omfattande störning under vinterhalvåret är begränsad. Det andra sättet att hantera leveranstörningar är genom avbrytbara kontrakt.

⁶⁸ Det är skillnad mellan de olika lagren. Ett peakload- lager är ett kapacitetslager för att snabbt få ut stora mängder gas, men under en mycket begränsad tid. Ett säsongslager arbetar långsamt och har en låg kapacitet för att få ut gasen men är å andra sidan stort. Säkerhetslager har efter en startsträcka av varierande längd såväl stor kapacitet som god uthållighet.

Figur 35 Lagerutveckling under säsongen 2005/06 inom EU



Källa: Global Insight. European Fuel Price Service, Fourth Quarter -2007

Avbrytbara kontrakt är primärt till för att hantera topplast. Uttagen av gas varierar kraftigt över tiden och om alla leveranser skall vara prima, dvs. oavbrytbara ställer detta stora och dyra krav på lagringskapacitet. För att slippa denna kostnad säljs en del gas på ett avbrytbart kontrakt. Förbrukaren av gas, oftast ett kraftverk eller en större industri, kan kopplas bort under förutbestämda villkor och i stället gå över till ett alternativt bränsle, som regel olja. Eftersom förbrukaren inte köper prima leveranser är priset rabatterat. Avbrytbara kontrakt ger köparen en stark ställning, eftersom denne inte längre är beroende av gasleveranser och kan därför byta till olja om gaspriset blir för högt. Det ligger därför inte i leverantörens intresse att ha en allt för stor kundstock med avbrytbara kontrakt.

De flesta länderna inom EU anger avbrytbara kontrakt och möjligheterna att byta bränsle från gas till olja och i vissa fall till kol, som den viktigaste åtgärden för att hantera ett större och mer långvarigt bortfall av gas. Särskilt industrin och då främst elindustrin antas ha goda möjligheterna att ersätta stora volymer gas med olja. Däremot anses hushållen och servicenäringarna i stor utsträckning vara gasspecifika.

Kunskapen om vilka faktiska möjligheter industrin har till bränslebyte är emellertid begränsade. Möjligheten till bränslebyte är beroende av årstid och konjunktur. Inträffar ett avbrott under eldningssäsongen är möjligheterna till bränslebyte mindre än om avbrottet inträffar sommartid. Oftast handlar utbyttbarheten om att stänga av ett gaskraftverk och i stället starta upp ett reservkraftverk, men under perioder med hög elförbrukning är dessa reservkraftverk ofta redan i produktion.

För tillverkningsindustrin gäller att de måste ha tankar för alternativbränsle som dessutom innehåller bränsle, att rörledningar och brännare m.m. är installerade och i brukbart skick samt att det finns personal som kan hantera utrustningen. Kunskapen om den tekniska statusen är ännu mindre än kunskapen om vilka möjligheter till bränslebyte som finns.

Empiriska studier⁶⁹ som gjorts över hur industrin i Europa har agerat under perioder med höga gaspriser, visar att det finns en viss känslighet i elindustrin som innebär bränslebyte när spotpriserna på gas ökar kraftigt, däremot nästan ingen känslighet alls i tillverkningsindustrin. Man skall naturligtvis inte dra allt för långtgående slutsatser av detta, men det finns anledning att misstänka att den praktiska utbytbarheten mellan gas och andra bränslen är mer begränsad än vad myndigheter och balansansvariga organ utgår från.

16.2 Marknadsrisken

Genom avregleringen har de kommersiella riskerna ökat på den europeiska marknaden. I kapitel 9 beskrevs hur handeln historiskt byggdes upp och där aktörerna genom långa kontrakt som indexerades till oljepriset kunde minimera både pris- och volymriskerna.

Den enda större risken innan avregleringen var om spekulativt lagda aktörer köpte långt och sålde kort eller tvärtom. Sådana affärer medför alltid risker.

I det gamla systemet låg prissäkringen i kontraktsformen. På en avreglerad marknad ligger prissäkringen i förekomsten av likvida och transparenta marknader som i sin tur är en förutsättning för olika finansiella försäkringar (hedging). Den nuvarande marknaden fungerar knappast fullt ut som en avreglerad marknad. Den öppna och transparenta handeln saknas ännu och de finansiella verktyg som krävs för att marknaden skall kunna fungera är ofullständiga. Den konkurrens som ändå finns innebär att ingen leverantör kan vara säker på att alltid kunna försvara sin marknadsandel. Marknadsmakten är därför påtaglig.

Även om prisbildningen fortfarande är ofullständig finns numera öppna och transparenta marknader för spothandel. I Storbritannien har det länge (i ca 10 år) funnits en börsbaserad spothandel. I Emden, Bunde och Zeebrugge finns också en fungerande börshandel för spotkontrakt, även om volymerna inte är lika stora som i Storbritannien.

På ICE (Intercontinental Exchange) i London och på EEX (European Energy Exchange) i Leipzig handlas med finansiella kontrakt. Utbudet av olika kontraktsformer och handeln på ICE är avsevärt större än på EEX. Riskprofilen på den kontinentala gasmarknaden skiljer sig avsevärt från den mer isolerade brittiska marknaden, men allt flera kontinentala aktörer använder sig av den brittiska marknaden för att prissäkra sina kontrakt.

I avvaktan på att formerna för och utbudet av finansiell prissäkring fortsatt utvecklas verkar aktörerna i ett övergångssystem. I detta övergångssystem fortsätter handeln med långa prisindexerade kontrakt. Ägarna till stamnäten söker kontrollera flödet i systemen för att därigenom hantera sina risker.

⁶⁹ Is there A Rationale for the Continuing Link to Oil Product Prices in Continental European Long- Term Gas Contracts? Jonathan Stern, april 2007, Oxford Institute for Energy Studies.

En effektivt fungerande marknad förutsätter därför bättre lösningar för att hantera de ekonomiska riskerna än de lösningar som tillämpades på den reglerade marknaden.

16.3 Den politiska risken

Gas är mer exponerad för politiska störningar än olja och kol. Även om politiska konflikter kan innebära längre eller kortare avbrott i olje- respektive kolleveranser kan dessa relativt snabbt, helt eller delvis, kompenseras genom köp från annat håll. Den internationella handeln kommer att fungera genom prishöjningar som drabbar alla konsumentländer och all energi. Efter en tid anpassar sig marknaden genom att förbrukningen globalt minskas till den nivå som utbudet medger. Marknaden sprider både den fysiska bristen och priset på den globala marknaden oavsett var bristen uppstått och vad som orsakat den. Denna mekanism saknas i handeln med el och gas. Visserligen kommer priseffekterna av en regional eller nationella brist delvis att jämnas ut eftersom en brist leder till ökade priser på substituten för gas. Men den fysiska bristen kvarstår.

Möjligheterna att kompensera ett bortfall från en leverantör genom att ersätta denna gas med gas från en annan leverantör eller genom att byta bränsle är oavsett priseffekter på kort sikt begränsad.

Krig, terrorism eller olika former av sabotage och slutligen politisk utpressning är därför hot som måste beaktas. Eftersom stora mängder gas transiteras över tredje land eller via tredje lands ekonomiska zon kan inte hotbilden enbart avgränsas till de parter som handlar med varandra, utan en rad länder och aktörer är samtidigt berörda.

Inom EU är regelverken och institutionerna så pass utvecklade att den politiska risken i handeln mellan, och även i transitering via, medlemsländerna är liten, men inte helt försumbar (den internationella terrorismen känner knappast några gränser).

De politiska riskerna är i huvudsak koncentrerade till leverantörer och tillförselledningar utanför Europa.

Intresset har alltsedan 1970-talet kommit att koncentreras först på Sovjetunionen och efter 1991 Ryssland och dess relationer med andra f.d. Sovjetrepubliker. Det finns flera skäl till detta.

- Ryssland är den största exportören av gas till Europa och det land i närområdet som långsiktigt och varaktigt har potential för att öka sin export.
- Brister i politiska institutioner och demokratiska traditioner gör landet mer sårbart för interna politiska förvecklingar.
- Brister i lagstiftning men även i oberoende legala institutioner som kan reglera och upprätthålla den civilagstiftning som krävs för att garantera investeringar och handel.

- Ryssland har en tydlig ambition inte bara av att vara en regional stormakt utan att också återta rollen som global stormakt.
- Relationerna med de viktiga transitländerna Vitryssland och särskilt Ukraina är ansträngda.
- Det historiska arvet, som särskilt påverkar grannstaternas och de f.d. europeiska stormakternas inställning till landet.

Även om Ryssland geografiskt är världens till ytan största land, som dessutom är välförsett med stora naturresurser, inte bara i form av energi utan även metaller och med stora tillgångar av skogsråvara, är det i många avseenden en ekonomisk dvärg jämfört med EU. Befolkningsmässigt finns 140 miljoner människor i Ryssland mot 480 miljoner i EU 27. BNP i Ryssland är knappt 1000 miljarder \$ jämfört med 14 000 miljarder \$ i EU. Per capita är BNP i Ryssland knappt 6000 \$ jämfört med 30 000 \$ inom EU. Motsvarande siffror för USA är BNP 13 200 miljarder \$ och 300 miljoner innevånare vilket ger 45 000 \$/capita. Det kommer därför att dröja länge innan Ryssland får samma ekonomiska tyngd som EU och USA⁷⁰.

Totalt utgör importen av energi från Ryssland ca 16 % av EU:s totala energitillförsel. Störst är andelen olja knappt 8 % följt av gas knappt 6 % och kol knappt 2 %. På kort sikt kan importen av kol möjligen ersättas med kol från annat håll. Däremot kan endast begränsade mängder olja ersättas. Ett stopp i leveranserna av olja från Ryssland skulle utlösa en global energikris som sannolikt skulle övergå i en djup ekonomisk recession. Gasen kan inte ersättas annat än på mycket lång sikt. Sett från det perspektivet är EU mycket sårbar för störningar i leveranserna från Ryssland.

Den ryska energiexporten svarar i värde för ca 80 % av landets totala export. EU är Rysslands viktigaste handelspartner. I genomsnitt 80 % av energiexporten är destinerad till något EU-land. Men EU är även den största enskilda handelspartnern för övrig rysk export. Det är antagligen ingen överdrift att påstå att 65 % av Rysslands totala exportintäkter kommer från EU. Rysslands möjligheter att annat än på lång sikt ersätta exporten till EU med andra handelspartners är starkt begränsade. Av oljeexporten går två tredjedelar antingen via rörledning till Europa eller med tankfartyg över Östersjön. Den återstående tredjedelen exporteras via Svarta havet och genom Turkiet. På lång sikt och till mycket höga kostnader kan möjligen kapaciteten genom Svarta havet byggas ut. Men endast till ett ökat beroende av Turkiet, som är medlem både i OECD och NATO och som är kandidat till EU. När det gäller gas och kol finns vare sig på kort eller på lång sikt realistiska alternativ till nuvarande och planerade gasledningar respektive sjötransport på Östersjön.

Det är knappast troligt att Ryssland skulle våga riskera sin långsiktiga export genom en politiskt motiverad aktion mot ett enskilt medlemsland eller mot EU som helhet. En sådan aktion skulle kunna urarta till ett handelskrig där inte heller

⁷⁰ Befolknings- och ekonomiska uppgifter är hämtade från Världsbankens databas och avser år 2006.

militära aktioner kan uteslutas. Ryssland skulle för en mycket lång tid riskera mycket stora delar av sin utrikeshandel.

Säkerheten ligger inte i marknaden utan i det ömsesidiga beroendet.

16.4 Rysk energipolitik är en del av utrikespolitiken

I tidigare kapitel har redovisats hur de europeiska staterna har sett naturgasen i ett större politiskt sammanhang än enbart en energikälla. För Ryssland och tidigare Sovjetunionen gäller att energitillgångarna är en strategiskt viktig resurs som kan utnyttjas i såväl inrikes- som utrikespolitiskt.

Ryssland är starkt beroende av de inkomster som energiexporten och övrig export genererar, något som även uppmärksammades av Vladimir Putin när han höll sitt första stora politiska tal som nyutnämnd president. I detta tal lovade han att återupprätta Ryssland som en global stormakt. Avgörande för att åstadkomma detta var en omfattande ekonomisk utveckling av den ryska ekonomin, enbart med en stark ekonomi kunde Ryssland åter bli en stormakt. Medlet att åstadkomma denna utveckling var landets inhemska råvarutillgångar och då främst energitillgångarna.

Händelseutvecklingen i Ryssland från och med år 2000 och framåt har följt den färdväg som utmålades i detta linjetal. Förhandlingarna med EU om European Energy Charter har blivit resultatlösa. Huvuddragen i Chartern var att knyta Ryssland och EU närmare varandra genom ett omfattande samarbete i energifrågor. EU skulle säkra stora delar av sin försörjning med olja och gas. Detta skulle ge Ryssland en ekonomisk bas att stå på för sin fortsatta utveckling. Priset var dock att Ryssland skulle öppna upp energisektorn för konkurrens och utländska investeringar och utländskt ägande. I praktiken skulle därmed energiråvarorna kontrolleras av europeiska eller amerikanska energiföretag ensamma eller i partnerskap med privata ryska intressen.

Putin insåg att han för att utveckla energisektorn och öka exporten inte behövde någon Energy Charter och har därför aldrig ratificerat fördraget. Den tekniska kompetens och de investeringar som behövdes kunde skapas inom Ryssland. Det fanns därför ingen anledning att ge upp kontrollen över råvarutillgången och råvaruutvinningen. Tvärtom har ansträngningarna sedan år 2000, har varit att återta den statliga kontrollen över de energitillgångar som privatiserades under 1990-talet. Detta kom särskilt att drabba den s.k. oligarken, ägaren till oljebolaget YUKOS, Khodorkovsky, men har sedan utsträckts till att, med olika utpressningsaktioner, förmå t.ex. oljebolaget Shell, att avstå från sina ägarandelar i Sakhalinprojektet till Gazprom, och sedermera att förmå BP lämna över kontrollen av viktiga gasfält till Gazprom⁷¹.

⁷¹ Under april 2008 har även juridiska trakasserier inletts mot EXXON och dess engagemang i Sakhalin 1 projektet. Detta följer mönstret som föregick aktionerna mot Yukos, Shell och BP.

Ryssland har intagit en hård attityd till Ukraina, Moldavien och Georgien, på senare tid har även Vitryssland förlorat sin tidigare roll som gynnad nation. Dessa har drabbats av olika sanktioner som påverkat energiimporten. Även Estland, Lettland och Litauen har påverkats. Gasexporterande f.d. sovjetrepubliker som Kazakstan, Uzbekistan och även Turkmenistan har fått acceptera hårda villkor för att få exportera och transitera gas genom det ryska ledningssystemet.

Det får väl anses vara ställt utom tvivel att dessa aktioner har varit sanktionerade på hög politisk nivå. Men av detta följer inte med automatik att dessa händelser utgjort ett hot mot Europas energiförsörjning. Det följer inte heller att energiexporten ses som ett politiskt vapen som enkelt tillgrips för att uppnå enskilda politiska mål. Ryssland agerar för att bevara sitt inflytande inom sin traditionella och delvis historiska intressesfär dvs. de tidigare sovjetrepublikerna som också i stor utsträckning ingått i det tsarryska riket. Det är knappast troligt att Ryssland försöker utvidga intresseområdet till länder som nu ingår inom EU.

Övertagandet av YUKOS och behandlingen av Shell respektive BP visar på ett bristfälligt juridiskt skydd för privat ägande och på domstolar som knappast är oberoende av den politiska makten. Samtidigt kan det säkerligen på juridiska grunder ifrågasättas hur Khodorkovsky till att börja med fick kontrollen över Yukos och likaså om Shell respektive BP förhandlade med den ryska staten på lika villkor eller om de undanhöll väsentlig information, som i avgörande grad påverkade den ersättning staten skulle få. Om Khodorovsky genom korruption tillskansat sig YUKOS och Shell och BP genom vilseledande information lurat regeringen på intäkter skulle även ett västligt land ha vidtagit åtgärder. Problemet är att den ryska staten aldrig har behövde leda sina anklagelser i bevis

Kontroverserna med olika f.d. Sovjetrepubliker där naturgas spelat en roll är graverande. Men frågan är vilka slutsatser man skall dra av dessa vad gäller säkerheten i Europas försörjning.

Ursprungligen betalade förbrukarna i alla sovjetrepubliker lika mycket för gasen oberoende av varifrån den kom och hur mycket den kostade. När Sovjetunionen bröt samman och de olika republikerna utropade suveränitet tog varje delrepublik hand om de tillgångar som fanns inom gränsen. Detta gällde både mineraltillgångar och andra tillgångar. De republiker som t.ex. hade kärnvapen, utplacerade på sina territorier, behöll dessa. Uppdelningen innebar att den gemensamma tillgången gas, som tidigare hade transporterats i ett gemensamt system och sålts till ett uniformt pris, delades upp på respektive republik. Huvuddelen av gasen i Sovjetunionen kom från Ryssland som också hade huvuddelen av gassystemet inom sina gränser. Men även de centralasiatiska republikerna levererade in gas i det gemensamma systemet. Ukraina, Vitryssland samt Moldavien förfogade över transitleddningar nödvändiga för transporten av gas till Europa.

16.4.1 Ryssland och Centralasien

Så länge de centralasiatiska exportörerna saknar alternativ till det ryska ledningssystemet för sin gasexport är det upp till Gazprom att bestämma priset på

gasen och villkoren för transitering. Gazprom är visserligen ett privat, börsnoterat bolag, men med ryska staten som majoritetsägare. Gazprom utnyttjar sin maktställning för att tjäna pengar på den centralasiatiska gasen. Men uppenbart är att Gazprom utnyttjas av regeringen för att behålla ett ekonomiskt och politiskt inflytande över dessa länder. Kazakstan är en kärnvapenmakt och som sådan utgör den ett visst hot mot Ryssland. Uzbekistan har åtminstone tidvis upplåtit sina flygbaser till NATO-flyg i samband med Afghanistankonflikten. Georgien och Ukraina har båda anmält ett intresse för en anslutning till såväl EU som NATO. Georgien anklagas, med rätta eller orätta, för inblandning i Tjetjenienkonflikten. Sett ur ett ryskt perspektiv söker Ryssland undvika att bli inringat av potentiellt fientliga maktkonstellationer.

Situationen i Centralasien är minst sagt komplicerad med ett omfattande politiskt spel där inte bara Ryssland agerar utan även USA, Iran, Indien och Kina har starka intressen.

Gas- och oljetillgångarna är viktiga element i denna maktkamp. Det är riktigt att utvecklingen i regionen kan få betydelse för Europas försörjningssäkerhet, men enbart indirekt. För Europas del handlar det om huruvida centralasiatisk gas skall nå Europa eller inte och om den skall transiteras över Ryssland eller över Georgien och Azerbajdzan. Georgien och Azerbajdzan utgör nyckelbrickor i spelet om Centralasien, så länge Iran inte är aktuellt som transitland för centralasiatisk gas till Europa. Den enda återstående rutten som exkluderar Ryssland är över dessa två stater.

16.4.2 Ryssland och de forna delrepublikerna i sydväst

De ryska kontroverserna med Moldavien, Vitryssland och Ukraina handlar formellt om tre frågor: priset på den gas dessa länder förbrukar, uteblivna betalningar samt villkoren för transitering till Europa. Men även här finns andra inbyggda politiska motsättningar.

Fortfarande betalar dessa stater ett pris för gasen som motsvarar mindre än hälften av vad Europa betalar⁷², samtidigt som de transitavgifter Gazprom erlägger för att utnyttja dessa länders gasledningar är marknadsmässiga. Länderna släpar efter med betalningen för redan levererad och förbrukad gas samtidigt som gas avsedd för lagring och vidare tranistering till Europa inte alltid, enligt Gazprom, når fram till destinationsorten.

För att sätta press på länderna har Gazprom tillgripit sanktioner. Med avsikt att förmå länderna inte bara att betala ett marknadsmässigt pris, utan också utestående skulder samt att medge insyn och kontroll över hur transportsystemet utnyttjas. Inget västligt privat eller statligt bolag skulle i samma situation ha agerat på annat sätt. Emellertid måste dock påpekas att alla juridiska möjligheter

⁷² I februari 2008 har en ny överenskommelse ingåtts mellan Gazprom och Ukraina om hur innestående skulder skall regleras och hur den nya ryska prispolitiken skall implementeras som innebär att Ukraina skall betala "net back"-priser (i princip EU-priset minskat med transportkostnaden från Ukraina till EU). Om detta innebär slutet på konflikten, eller om det följer nya turer går ännu inte att avgöra.

inte hade utnyttjats innan blockaden inleddes. Den sortens internationella dispyter kan t.ex. hanteras genom ett skiljedomsförfarande. Det är oklart om Gazprom erbjöd denna möjlighet och i så fall hur länderna ställde sig till detta⁷³.

Svårigheterna att nå en långsiktig uppgörelse har uppenbarligen fått Ryssland att dra slutsatsen att transitering av både olja och gas över dessa länder inte långsiktigt ligger i Rysslands intresse. Eftersom Europa samtidigt har intagit ståndpunkten att undvika ett ökat beroende av rysk gas med hänvisning till att leveranssäkerheten är hotad leder det fram till slutsatsen att finna andra transportvägar och därmed undvika transitering genom dessa länder. Från rysk synpunkt är frågan om försörjningssäkerheten för Europa löst om transitering av gas över Ukraina och Vitryssland kan undvikas.

16.4.3 Ryssland och Europa

De båda planerade nya rutterna till Europa, Nord Stream genom Östersjön respektive South Stream genom Turkiet, kommer tillsammans att kunna transportera 85 Bcm årligen. Idag transiteras genom Vitryssland ca 35 Bcm, Moldavien 20 Bcm och Ukraina 125 Bcm. Av denna gas går ca 140 Bcm till olika EU-stater. Om och när dessa planerade nya tillförselvägar öppnas finns möjligheter för Ryssland att minska transiteringen över Ukraina men även Vitryssland och Moldavien. Dessa länder riskerar att förlora transitintäkter.

Gazproms agerande vis à vis Ukraina påverkade även gasleveranserna till Europa. Båda incidenterna 2006 och 2007 ledde till att gasleveranserna till EU temporärt minskade. Vid båda tillfällena hade Gazprom tidigt meddelat att om inte dispyten kunde lösas förhandlingsvägen kunde det leda till leveranstörningar och länderna uppmanades att vidta åtgärder för den händelse förhandlingarna skulle bli resultatlösa. Ingen av kriserna hade en varaktighet som innebar att försörjningen till Europa var hotad.

Dispyterna med de baltiska republikerna har inte berört gasfrågan, även om gasleveranserna till Estland minskade under den infekterade statystriden år 2007. De baltiska republikerna var de första som bröt sig ut ur Sovjetunionen och därmed avskärmade Sovjetunionen från tillgången till de baltiska Östersjöhamnarna. Huvuddelen av den ryska oljeexporten via Östersjön gick tidigare över dessa hamnar inklusive enklaven Kaliningrad. Detta innebar ett svårt avbräck för Ryssland. Men exporten har snabbt återhämtat sig och flödet över ryska Primorsk i finska viken är numera flerfaldigt större än den tidigare samlade exporten över de baltiska hamnarna och Kaliningrad. Sett ur rysk synpunkt är det naturligtvis besvärande att dessa tidigare delrepubliker numera inte bara är medlemmar i EU utan även medlemmar i NATO.

Ryssland kommer fortsatt att agera för att bevara och helst stärka sitt militära och politiska inflytande i sin traditionella intressesfär. Landet har inte dragit sig för att använda både olja och gas i den kampen och kommer säkerligen även fortsatt att

⁷³ Att det därutöver fanns ett politiskt motiv, nämligen att söka påverka andra interna politiska ställningstaganden i Ukraina och även i Vitryssland, är uppenbart.

göra det. Men av detta följer inte att Ryssland kommer att hota med gas- eller oljevapnet för att tvinga fram politiska eftergifter från EU eller från enskilda medlemsländer inom EU. Europa är en för viktig marknad och allt för stark för att Ryssland skulle riskera en konfrontation. Det ligger i Rysslands långsiktiga intresse, på samma sätt som det låg i Sovjetunionens intresse, att ha stabila och fredliga relationer med EU. Framförallt ligger det i Rysslands intresse att ha tillgång till det stora stadiga och stabila inflödet av kapital, nödvändigt om Ryssland skall kunna uppträda som en politisk stormakt.

Ryssland är inte det enda politiska hotet som EU och dess medlemsstater har att hantera.

16.5 Övriga politiska risker

I kapitel 15 gjordes en genomgång över de möjliga leverantörerna till EU. Det finns påtagliga politiska risker med alla tänkbara icke europeiska leverantörerna.

Nordafrika är den geografiskt närmaste leverantören. Området har varit politiskt oroligt under en lång tid. De från europeisk synpunkt viktigaste länderna är Algeriet och Libyen. I Algeriet pågår en maktkamp mellan fundamentalister och icke fundamentalister. Mord, politiska attentat och sabotage har varit frekventa. Under senare tid har dock situationen förbättrats. Libyen var under flera år utsatt för en USA-ledd bojkott. Det pågår nu en process där sanktionerna mot Libyen har hävts och en normalisering i de utrikespolitiska relationerna pågår.

Under flera år har EU bedrivit ett samarbete med de nordafrikanska staterna för att integrera dessa i ett regionalt samarbete kring Medelhavet. Utvecklingen kan gå i båda vägarna, dels att länderna demokratiseras och de politiska institutionerna förstärks, dels att situationen på nytt förvärras med ett ökat inhemskt våld och väpnad kamp mellan olika intressegrupper.

Västafrika är en betydelsefull leverantör av både gas och olja. Västliga och internationella oljebolag har en stor och bred representation i både Nigeria och Angola, även om både ryska och kinesiska företag snabbt expanderar.

I politiskt hänseende är området mycket instabilt. Särskilt i Nigeria, saknas en statsmakt som med auktoritet kan styra och upprätthålla lag och ordning. Landet är fyllt av olika etniska konflikter. I det politiska vakuumet fragmentiseras landet i rena gangsterklaner.

Det finns knappast några tecken som tyder på att den politiska situationen skulle förbättras inom överskådlig tid. Det är därför ett risktagande att öka beroendet av import från Västafrika.

Mellanöstern har långsiktig potential att öka sin export. Regionen kan på sikt exportera åtskilligt mer gas än Ryssland. Inom överskådlig tid, de närmaste 5 till 10 åren, finns inte de tekniska möjligheterna att i grad avgörande öka exporten till

EU. Under den tiden kan den politiska situationen förändras. Även här kan förändringen gå till både det bättre och det sämre. Men sannolikt kommer den politiska situationen fortsatt att vara sådan att riskbilden är hög.

Centralasien är som leverantör av gas beroende av att man kan finna acceptabla lösningar på transporten av gasen till Europa. Inom överskådlig tid (5 till 10 år) är det mindre sannolikt att området kan förse Europa annat än med begränsade mängder av gas. Den politiska situationen i området kan knappast beskrivas som stabil. Men olika inrikespolitiska maktkamper behöver i sig inte innebära att energiexporten är hotad även om det alltid finns en sabotagerisk. Däremot kan instabiliteten i regionen innebära att transiteringen över angränsande länder kan utsättas för svåra störningar. Det är här som Ryssland och Gazprom har ett starkt kort. Transitering av centralasiatisk gas via det ryska systemet är åtminstone i närtid antagligen både enklare och säkrare än de övriga alternativen.

16.6 Slutsatser och sammanfattning

Det finns påtagliga politiska risker med samtliga icke europeiska leverantörer.

Ryssland och Nordafrika förefaller dock vara de leverantörer där riskbilden är lägre och där utvecklingen är mer förutsebar. Nordafrika har inte förutsättningar att bli en dominerande leverantör av gas.

De tänkbara alternativen till Ryssland kan antingen inte inom överskådlig tid leverera några större mängder gas, eller innebär politiska risker som både på kort och på lång sikt är lika stora eller t.o.m. större än de som är förknippade med Ryssland.

Skillnaden i de bedömningar av de politiska riskerna som görs av marknadsaktörerna respektive EU-kommissionen är mycket stora. Framförallt de marknadsaktörer som har nära relationer med Ryssland och Gazprom tonar ner den politiska risken. Problemet enligt dessa är inte att Ryssland skulle strypa gasleveranserna i ett politiskt syfte, utan att Ryssland kan komma i en situation där de inte har tillräckligt mycket gas för att både försörja den inhemska marknaden och kunna fullgöra sina internationella åtaganden.

Den största politiska risken som aktörerna pekar på är den inhemska politiken och politiska ramverket inom EU och i de enskilda medlemsländerna. Tvåra kast i nationell och övergripande EU politik; inom skatteområdet, näringspolitiken, miljöpolitiken och energipolitiken, mm. upplevs som betydligt större riskmoment. De kommersiella aktörernas syn skulle kunna sammanfattas på följande sätt: *De inhemska politiska riskerna är, om inte större så i vart fall svårare att hantera än de importerade politiska riskerna.*

17 Har Europa ett problem med försörjningssäkerheten?

Svaret på den frågan är inte helt självklar. Det beror på vad man menar med försörjningssäkerhet, vilket tidsperspektiv man anlägger och hur marknaden utvecklas framöver. Det finns ett gammalt talesätt ”*Man får rätta munnen efter matsäcken*”. Detta är i högsta grad relevant för den situation som Europa står inför. Gränssättande är inte behoven av gas, utan hur mycket mer gas som kan importeras. Nedan görs den bedömningen att högst 120 Bcm ny gas kan tillföras EU fram till år 2020. Huvuddelen av denna nya gas måste användas för att ersätta den minskade utvinningen i den brittiska sektorn i Nordsjön, men även övrig inhemsk gasutvinning kommer efterhand att behöva ersättas med ökad import.

Storbritannien kommer att ha en nyckelroll de närmaste åren, inte bara hur snabbt utvinningen sjunker, men också hur de löser sitt behov av ersättningsimport. Det pågår ett omfattande investeringsprogram för att bygga nya LNG-terminaler, nya inhemska lager och att ytterligare förstärka överföringen mellan Storbritannien och kontinenten. Department of Trade and Industry⁷⁴ är av den åsikten att gasindustrin hinner bygga ut ny tillförselkapacitet i samma takt som bortfallet. Men planeringen förutsätter uppenbarligen att betydande mängder gas som annars skulle ha gått till andra förbrukare inom EU i stället destinerats till Storbritannien.

Strategin förefaller vara att bygga ut infrastrukturen och sedan låta priset påverka flödet av den gas som inte är kontrakterad. Detta är en marknadsmässigt riktig princip. Men i en värld där marknaden domineras av fasta kontrakt kan detta i en bristsituation leda till mycket kraftiga prishöjningar, utan att bristen kan avhjälpas. Den flyttas bara till den marknad där betalningsförmågan är lägst.

Detta leder till tre olika tänkbara scenarier: kapaciteten byggs ut, men den totala tillförseln till Europa ökar inte i samma takt, kapaciteten hinner inte byggas ut, kapaciteten byggs ut som planerat och tillförseln till Europa hinner också byggas ut i tillräcklig utsträckning.

Det sista scenariot är det mest gynnsamma och det som väljs som huvudscenario. Efterfrågan och utbud kan balanseras. Priserna i Europa kommer inte att avvika nämnvärt från resten av världen.

Det första scenariot är för Europa som helhet ett värsta fall och långt ifrån osannolikt. Det uppstår en direkt priskonkurrens om gasen. Priserna på spotförsäljning, men även på tillfälliga kontrakt kommer att stiga brant. Det kommer även att avspeglas i kraftigt ökade elpriser. Sannolikt måste man inom EU komma överens om någon form av allokeringsystem för gas för att begränsa de ekonomiska konsekvenserna.

⁷⁴ Numera: Department for Business Enterprise & Regulatory Reform (BERR).

Mellanscenariot innebär att den fysiska bristen på gas isoleras till Storbritannien. Det innebär att priseffekterna på el och gas inom övriga EU blir mindre uttalade. Men det innebär också att Storbritannien tvingas begränsa sin användning av gas kraftigt och ersätta den med olja och kol där så är möjligt.

17.1 Tillförseln

Fortsätter minskningen i den brittiska sektorn i samma takt som hittills, och om utvinningen inom övriga EU minskar som förväntat, behöver upp till 120 Bcm i ny gas tillföras EU år 2020 enbart för att upprätthålla nuvarande användning (se kapitel 15). Erfarenheten säger dock att minskningstakten är störst i början och att den sedan faller. Ju snabbare minskningstakten sjunker dess mindre blir behovet av ersättningsimport. I en riktigt optimistisk bedömning skulle fallet kunna bromsas upp till hälften. Mer sannolikt och realistiskt är att utgå från att ersättningsbehovet år 2020 uppgår till mellan 90 och 100 Bcm.

Samtidigt är inte möjligheterna på kort sikt obegränsade att öka importen in till EU. Det är svårt att se att importen kan öka med mer än högst 120 Bcm

Enligt de planer som redovisades i kapitel 13 planeras en utbyggnad i tillförselkapacitet på 220 Bcm till år 2013. Men huvuddelen av dessa kommer inte att genomföras alls och flera kommer att skjutas på framtiden⁷⁵. EU kommissionen tror att hälften dvs. 110 Bcm verkligen genomförs. Men långt i från alla kommer att vara klara år 2013. Många av projekten kan realistiskt sett inte att vara klara förrän omkring år 2015 eller senare.

För perioden fram till 2013 kan kanske hälften, dvs. 50 till 60 Bcm vara byggd. Den andra hälften kan i bästa fall vara klar år 2015. För perioden efter 2015 och fram till 2020 kan teoretiskt stora mängder ytterligare kapacitet tillföras. Men frågan är varifrån? Denna fråga belyses i nästa avsnitt.

Importbehovet ökar snabbare i början av perioden än i slutet. Detta hänger samman med att nedgången i den brittiska sektorn är i inledningsfasen. Hastigheten i nedgången är som regel störst i början för att efterhand plana ut. Detta innebär att prioritet måste ges till de projekt som snabbt kan öka leveranserna.

Resurserna för nya projekt är, åtminstone inledningsvis, begränsade. Över hela världen görs stora investeringar i nya olje- och gasprojekt. Det råder hård konkurrens om de specialister som krävs för projektering, projektledning och byggande men också på stålrör och annat materiel. Ju fler investeringar som påbörjas samtidigt desto större blir bristen och desto fler falskhalsar inträffar, dvs.

⁷⁵ Det är normalt att planerna för nya tillförselsystem är mycket optimistiska. Flertalet projekt genomförs aldrig. Några projekt läggs ned efter en tid eftersom de är uppenbart orealistiska, i en del fall ingår de i en desinformationskampanj syftande till att förhindra eller skjuta upp motsvarande investeringar hos konkurrenterna och i några fall är projekten avhängiga av andra projekt eller beslut som aldrig genomförs. Genomgående är att tidplanerna är optimistiska och att det därför rent tekniskt inte går att genomföra projekten inom anslagen tidsrymd.

ledtiderna från start till färdigställande ökar. Därmed ökar även risken för förseningar som innebär att det faktiska tillskottet blir mindre i stället för större.

Försörjningsläget fram till 2013 är ansträngt men det är inte jämnt fördelat över medlemsländerna. De flesta länderna i Västeuropa har förnyat sina kontrakt med Ryssland och har i övrigt täckt in huvuddelen av sina behov fram till år 2010. Storbritannien kan kompensera sin nedgång via import om inte förseningar uppstår i de LNG-terminaler mm som skall ersätta den inhemska gasen, även om gasföretagen ännu inte har tecknat några avtal om leveranser av gas.

Förutom Storbritannien är det länderna i östra Europa som kan få problem. Många av dem köper gas på korta kontrakt med Ryssland, även om leveranserna inte är hotade riskerar de betydande prisstegringar.

Efter 2010 ökar differensen mellan redan kontrakterad gas och de behov som skall täckas även för länderna i Västeuropa. Den säljarens marknad som redan nu råder kommer därför att accentueras än mer.

Även om marknaden kommer att vara ansträngd, finns ingen uppenbar risk för en försörjningskris. Förutsatt att marknaden reagerar rationellt och skjuter upp investeringar som ökar behovet av gas. Avgörande kan bli om alla planerade nya gasbaserade kraftverk genomförs enligt redovisade planer. Om alla går vidare med planerade investeringar kan det uppstå en situation med galopperande priser och periodvisa betydande störningar. Även om marknaden reagerar rationellt kommer allt knappare marginaler att göra systemen störläsligare och verka prisdrivande.

17.2 Vem kan exportera ytterligare 120 Bcm?

Norge har idag en export på ca 70 Bcm, långsiktig kan de varaktigt öka den, men det är oklart hur mycket. En relativt vanlig bedömning är att de fram till år 2020 kan öka upp till 120 Bcm, vilket skulle utgöra platånivån för norsk gas. Är man försiktig intecknar man inte hela denna potential.

Nordafrika kan bidra med en ökad export. Det kan som mest handla om 50 Bcm, men i praktiken åtskilligt mindre. Uppskattningsvis kan Norge och Nordafrika bidra med kanske tillsammans med 70 Bcm fram till år 2020. Det återstår därmed minst 50 Bcm i nya leveranser som måste komma före år 2020. Det är svårt att se att detta behov kan tillgodoses utan att öka importen från Ryssland, även om framförallt Qatar och troligen Nigeria kan bidra med icke obetydliga mängder LNG.

Frågan är hur mycket mer gas Ryssland kan avvara. Gazprom har visserligen bildat ett konsortium med Total och Statoil för exploatering av Shtokmanfältet. Enligt ursprunglig plan skall den gasen börja flöda redan under 2012. Men ännu finns inget beslut om när arbetet skall påbörjas och utgående från att alla stora projekt har drabbats av stora fördröjningar och förseningar är det nog mer realistiskt att räkna med att Shtokman tidigast kan leverera gas efter 2015 och i

värsta fall ännu senare. Ett annat alternativ är Yamal, men storleken och komplexiteten på det projektet är inte mindre än för Shtokman. Det kan därför inte förväntas ge något tillskott snabbare än Shtokman. Det sista och återstående alternativet är gas från Centralasien som transporteras till Europa via det ryska ledningssystemet, antingen via Ukraina och Vitryssland eller via South Stream. Men South Stream lär inte komma i drift före 2012, snarare omkring 2015.

17.3 Slutsatser

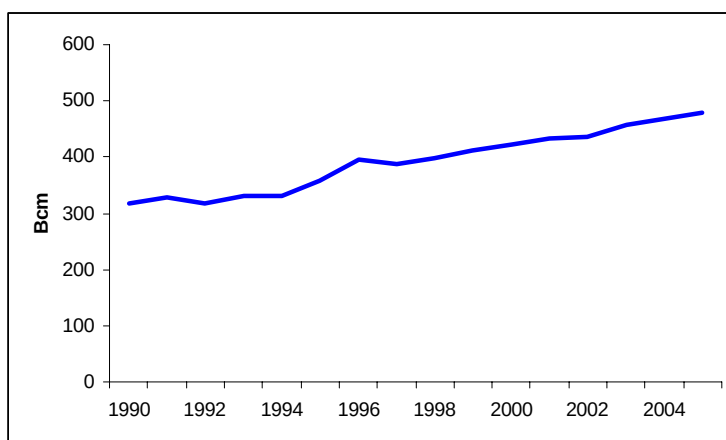
Det är uppenbart att Europa kan få problem med försörjningssäkerheten inom en överblickbar tidsperiod fram till ca år 2020. Under den närmaste 10-årsperioden är utrymmet för ökad förbrukning mycket begränsat.

18 Marknadsutvecklingen

18.1 Efterfrågeutvecklingen

Alla prognoser de senaste 10-åren har överskattat tillväxten i naturgasmarknaden i inom EU. Huvudorsaken har varit en övervärdering av de effekter som den avreglerade energimarknaden antogs medföra. Gaspriserna skulle fortsatt pressas nedåt, vilket skulle medföra en fortsatt kraftig expansion av gas som bränsle i elproduktionen. Samtidigt som elanvändningen skulle fortsätta att expandera. I verkligheten bröts den snabba uppgången från början av 1990-talet redan omkring 1996. Sedan dess har ökningstakten legat på ca 2 %.

Figur 36 Gasanvändningen inom EU 27 (Bcm)



Källa: IEA Non OECD- Countries Energy Balances 2007

Många prognoser baseras på att 200 GW elproduktion företrädesvis kolbaserad, men även en del kärnkraft skall ersättas med gaskraft före 2020⁷⁶. Till detta skall läggas en tillväxt på ca 2 % i efterfrågan på el. Om även detta behov skall täckas med gas kommer att krävas ny tillförsel med 200 Bcm fram till år 2020 enbart för att tillgodose elindustrins gasbehov. Eurogas⁷⁷ är i sin senaste prognos något mer försiktig. De räknar med att efterfrågan fram till år 2020 ökar med ca 140 Bcm, varav elindustrin skall stå för drygt 100 Bcm

En sådan utveckling är av många skäl inte realistisk. Det avgörande skälet är att det sannolikt inte är möjligt att få fram så mycket gas till EU. Förutom att nettoefterfrågan antas växa med 200 Bcm finns ett behov av att ersätta i storleksordningen 100 Bcm inhemsk gas med ökad import. Importen in till EU måste öka med 300 Bcm, dvs. nästan 90 %.

⁷⁶ Dessa beräkningar är gjorda av teknikföretagen och omfattar alla kraftverk som före år 2020 uppnår en livslängd på 50 år.

⁷⁷ Eurogas: Natural Gas Demand and Supply. Long term outlook to 2030, 2007

Det kommer varken att finnas tillförselsystem i form av ledningar eller LNG-terminaler som kan hantera ett sådant inflöde. Det är också tveksamt om det finns leverantörer som kan exportera så stora volymer.

En sådan utveckling är inte heller konsistent med vare sig EU:s förnybarhetsdirektiv eller klimatpolitik.

IEA⁷⁸ räknar med att efterfrågan för EU i referensscenariot ökar med 1,4 % och i alternativscenariot, som utgår från ett klimatanpassat scenario, att gasanvändningen minskar med 3 %.

Utgående från de utbyggnadsplaner som presenterats i kap 13, men även i kapitel 17, är det mindre sannolikt att importen fram till år 2020 kan öka med mer än ca 120 Bcm. Eftersom i storleksordningen 100 Bcm går åt till att ersätta bortfall i den inhemska utvinningen är utrymmet mycket begränsat för en expansion av efterfrågan.

Om det finns en marknad med tillräckligt höga priser ökar visserligen förutsättningarna att fler av de planerade tillförselsystemen verkligen byggs och att de leverantörer som har möjlighet bygger ut sin exportkapacitet. Men de rent fysiska möjligheterna för EU att fram till år 2020 avsevärt öka importen utöver nuvarande import om 440 BCM är begränsade.

18.2 Prisutvecklingen

Tillgången kommer att vara en restriktion för efterfrågan åtminstone fram till år 2015. Detta kommer att påverka prisnivån. Särskilt om inte marknaden förmår att anpassa sig till den verklighet som gäller. Fattas ytterligare beslut om större ny- eller ersättningsinvesteringar i elproduktion kan priserna bli extremt höga.

Skjuts däremot sådana investeringar på framtiden eller ersätts av investeringar baserat på andra energislag behöver i sig prisutvecklingen inte bli dramatisk. Den kommer fortsatt att följa oljepriset. Den nedgång som nu kan ses i den globala ekonomin kommer antagligen åtminstone tillfälligt att dämpa prisuppgången både på olja och på kol.

Redan en mer tillfällig svacka i efterfrågeökningen på fossil energi kan ge betydande och relativt långvariga prisseffekter. Problemet de senaste fem åren har varit att utbudsökningen inte hållit jämna steg med efterfrågeökningen, vilket lett till att marginalerna successivt minskat. Ökar marginalen mellan utbud och efterfrågan kan inte nuvarande prisnivåer försvaras.

Sannolikheten för att det skall uppstå ett strukturellt överskott av naturgas inom EU är dock liten. Därmed är förutsättningarna små för att gaspriset skulle sjunka i snabbare takt än oljan.

⁷⁸ IEA, World Energy Outlook, 2007

I bästa fall håller sig det reala gaspriset på nuvarande nivå. Den mest sannolika utvecklingen är dock att det fortsätter uppåt under ytterligare några år.

I ett värsta scenario kan priserna öka kraftigt under perioden 2010 till 2015. Risken för en sådan utveckling ökar om inte marknaden redan nu reagerar på de tillförselproblem som finns och håller tillbaka efterfrågeökningen främst inom elindustrin

Det är t.o.m. möjligt, om än inte särskilt sannolikt, att efterfrågan runt 2010 till 2015 blir sådan att försörjningsproblem kan uppstå.

Ser man utvecklingen i ett mer långsiktigt perspektiv borde det för perioden bortom 2020 inte finnas några stora problem med att finna nya leverantörer av gas till Europa och att bygga ut kapaciteten i takt med behoven. Frågan i det tidsperspektivet handlar därför inte så mycket om utbudet av gas utan mer om hur efterfrågan kommer att utvecklas? IEA:s prognos innebärande en relativ stor nedgång i efterfrågan bortom 2020 förefaller rimlig.

I närtid kommer dock frågan att vara: hur kan det ”inhemska” bortfallet av gas kompenseras? Vilka leverantörer kan före år 2020 öka sina leveranser med 120 Bcm?

Källor

BP: Statistical Review of World Energy, 2007
Centrala driftsledningen (CDL): Sveriges elförsörjning 1975 -1990, 1972
Centre for Global Energy Studies (CGES): World Natural Gas. Demand, Supply and International Trade to 2030
DTI (Department of Trade and Industry) Energy Markets Outlook, November 2007
EFET: The Past and Future of European Energy Trading
Energimyndigheten: Energiläget 2007
EU: Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, COM (2004)863, final
EU: Priority Interconnection Plan, COM (2006)846 final
EU: Prospects for the internal gas and electricity market. Implementation report, SEC (2006) 1709, samt COM (2006)841 final
EU: Inquiry pursuant to article 17 of regulation (EC) No 1/2003 into the European gas and electricity sectors (Final Report), Brussels 10.1.2007, SEC (2006) 1715
Eurogas: Natural Gas Supply and Demand Long Term Outlook to 2030, 2004
Financial Times
Försvarets forskningsanstalt (FOA) www.foi.se
Global Insight: Global LNG Outlook 2007
Global Insight: European Fuel Price Service
IEA: Gas Security Workshop, Paris 12 June 2006
IEA: Natural gas information, 2006 och 2007
IEA: Non OECD- Countries Energy Balances 2007
IEA: Energy Prices & Taxes, 2007
IEA: Resources to Reserves, 2005
IEA: Natural Gas Market Review, 2006 och 2007
IEA: Progress on Gas Market Review 2007 IEA/SLT (2007)1
IEA. World Energy Outlook 2007
Jensen Associates. Global LNG Markets – The challenge in Meeting forecast Growth, 2005
Marbo Robert & Wybrew- Bond Ian: Gas to Europe, Oxford University Press, 1999, Oxford
Moberg Erik: Naturgas I Sverige, Industriförbundet förlag AB, 1991
Nord Stream: Background information on the Nord Stream pipeline project, 2007
OME (Observatoire mediterraneen de l'energie). Assesments of internal gas supply options for the EU, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU an investigation or related financial requirements and tools.
Oil & Gas Journal
Oxford Energy Forum, issue 72, February 2008
Oxford Institute for Energy Studies (OIES): The new security environment for European gas, Ng 15 October 2006
Oxford Institute for Energy Studies (OIES): Is there A Rationale for the Continuing Link to Oil Prices in Continental European Long –Term gas Contracts? April 2007, NG 19
Proposition 1978/79:115 Riktlinjer för energipolitiken

Proposition 1980/81:90 Riktlinjer för energipolitiken
SOU 1970:13 Sveriges energiförsörjning – energipolitik och organisation
SOU 1972:25 Naturgas i Sverige
Statens energiverk 1985:85 Naturgas
Statens energiverk 1987:75 Naturgas i Mellansverige
Statens energiverk 1990:7 Försörjningsberedskap inom naturgasområdet
Yergin Daniel: The Prize, Simon & Schuster, New York, 1991
Yergin Daniel & Gustafson Thane. Russia 2010, Random House, New York, 1993
Yergin Daniel & Joseph Stanislaw. The Commanding Heights, Simon & Schuster, New York, 1998
World Energy Council (WEC): World Energy in 2006
World Energy Council (WEC): The world Energy book 2007
World Gas Conference 2003: The Challenges of Further Cost reductions for the Supply options (pipeline, LNG, GTL)



Vårt mål – en smartare energianvändning

Energimyndigheten är en statlig myndighet som arbetar för ett tryggt, miljövänligt och effektivt energisystem. Genom internationellt samarbete och engagemang kan vi bidra till att nå klimatmålen.

Myndigheten finansierar forskning och utveckling av ny energiteknik. Vi går aktivt in med stöd till affärsidéer och innovationer som kan leda till nya företag.

Vi visar också svenska hushåll och företag vägen till en smartare energianvändning.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats

