

Ref

Oljemarknaden och raffinaderi- industrin – konkurrens och fram- tidsutsikter

Bilaga 23 till LU 87

Ur KB:s samlingar

Digitaliserad år 2015

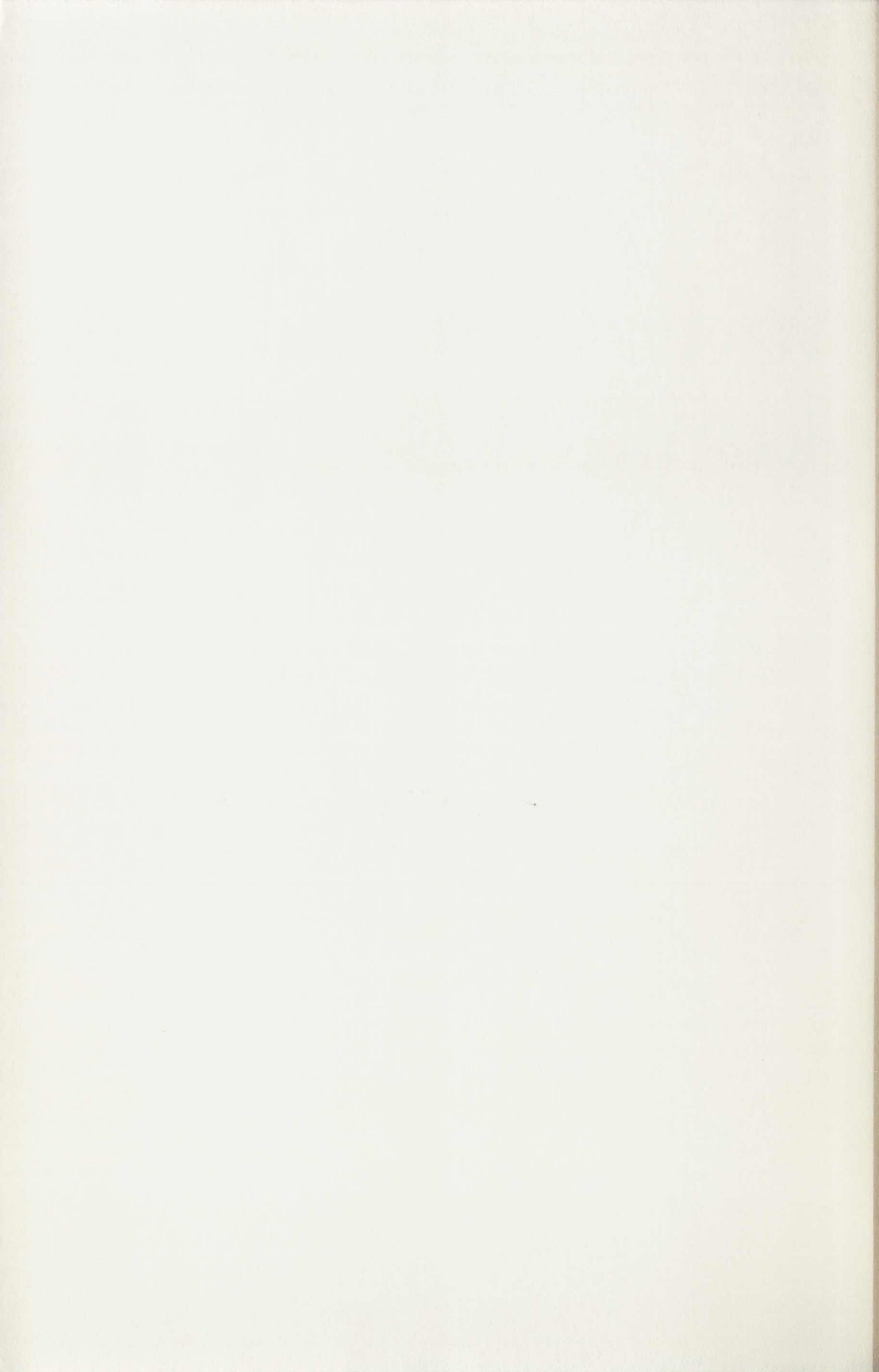


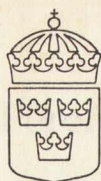
National Library
of Sweden

Ref

Oljemarknaden och raffinaderi- industrin – konkurrens och fram- tidsutsikter

Bilaga 23 till LU 87





Oljemarknaden och raffinaderiindustrin

— konkurrens och framtidsutsikter

Långtidsutredningen 1987



Öfversikten af Litteraturhistorien

— konungens och rikets historia

Förord

LÅNG
TIDS
UTRED
NINGEN
'87

Långtidsutredningen 1987 utarbetas inom finansdepartementets långsiktighetenhet. I samband med utredningen har ett antal specialstudier genomförts. Huvuddelen av dessa publiceras som bilagor till utredningens huvudrapport.

Föreliggande bilaga har utarbetats av Statens pris- och kartellnämnd (SPK). Projektledare har varit avdelningsdirektör Bo Diczfalusy. I bilagan redovisas läge och utvecklingstendenser för den svenska raffinaderiindustrin, i ljuset av utvecklingen på oljemarknaden.

Ansvar för långtidsutredningens bilagor och för de bedömningar de innehåller vilar på respektive författare. Av den kommande huvudrapporten framgår hur bilagorna använts i utredningens arbete.

Finansdepartementets kontaktman har varit Hans Bäckström.

Stockholm i februari 1987

Lars Mathlein
Planeringschef

Lars Heikensten
Departementsråd

100
100
100

100

The first thing I noticed when I stepped out of the car was the cold. It was a sharp, biting cold that seemed to penetrate my coat. I shivered as I walked towards the building, my hands tucked into my pockets. The air was thick with the scent of old books and the faint, distant hum of the city. I had heard that the library was a place of magic, a place where time stood still. Now, as I stood in the doorway, I began to understand why. The silence was not empty; it was a presence, a weight that pressed upon me. I took a deep breath, the cold air filling my lungs. I was here, in the heart of the city, in the heart of the knowledge. I was ready.

100

100
100

100
100

Innehållsförteckning

1	Sammanfattning och slutsatser	7
2	Olja – tillgångar, produktion och förbrukning	11
2.1	Oljetillgångarna	11
2.2	Oljeförbrukningen	12
2.3	Råoljeproduktionen	14
2.4	Den framtida efterfrågan på olja	16
3	Handeln med olja och oljeprodukter	19
3.1	Inledning	19
3.2	OPEC-länderna	20
3.3	Prissättningen på olja	24
3.4	Det framtida oljepriset	30
4	Den svenska oljemarknaden	35
4.1	Energibehovet	35
4.2	Oljetillförseln	39
4.3	De svenska oljebolagen	43
	4.3.1 Företagen	43
	4.3.2 Marknadsandelar	47
5	Raffinaderiindustrin	55
5.1	Den internationella situationen	55
5.2	De svenska raffinaderierna	62
5.3	Framtidsutsikterna för svensk raffinaderiindustri	69
	Bilagor till långtidsutredningen LU 87	87

1 Sammanfattning och slutsatser

Utvecklingen på oljemarknaden har varit dramatisk under den senaste tioårsperioden – både internationellt och i Sverige. Sedan mitten av 1970-talet har västeuropas olje användning minskat med 20 procent. I Sverige är motsvarande siffra omkring 40 procent. Samtidigt har en förskjutning skett i efterfrågan, i riktning mot en allt högre andel lätta produkter såsom bensin och lätt eldningsolja. Denna utveckling har inneburit besvärliga omställningsproblem för oljeföretagen. I dag råder överkapacitet i oljeverksamhetens alla led, från prospektering och utvinning till detaljdistribution.

Prisrörelserna har också blivit större. Samtidigt som överkapaciteten i produktions- och förädlingsledet har blivit större har betydelsen av långsiktiga kontraktssköp gradvis minskat. Handeln med enskilda oljelaster – den s. k. spotmarknaden – har i stället ökat i betydelse, vilket har medfört större svängningar i oljepriset än tidigare.

Raffinaderiindustrin har drabbats hårt av utvecklingen. Speciellt gäller det västeuropas raffinaderier. Vid mitten av 1970-talet fick dessa vidkännas en kraftig minskning i efterfrågan, med låg lönsamhet som följd. Dessutom hade de sämre tekniska möjligheter att anpassa sig till den förändrade efterfrågan än t. ex. raffinaderierna i Nordamerika. Många raffinaderier har lagts ned under de senaste åren. Samtidigt har betydande nyinvesteringar gjorts i de kvarvarande raffinaderierna för att möta den förändrade efterfrågan. På en marknad präglad av osäkerhet och snabba svängningar i priset har dock riskerna varit stora, samtidigt som vidareförädlingsanläggningar representerar stora investeringar, varigenom de nödvändiga investeringarna inte har kommit till stånd. Mycket tyder på att den nödvändiga omstruktureringen av raffinaderiindustrin ännu inte är avslutad.

Till följd av den rådande överkapaciteten har lönsamheten hos oljeföretagen varit låg under en följd av år. Detta har också gällt raffinaderierna, som till följd av lågt kapacitetsutnyttjande och höga fasta kostnader har fått vidkännas låga marginaler.

Råolja och oljeprodukter köps och säljs på sinsemellan olika marknader. Genom att utbuds- och efterfrågeförhållandena på dessa marknader inte alltid samvarierar uppstår det skillnader mellan priset på råolja och priset på de produkter som kan fås ur råoljan. Dessa skillnader – de s. k. raffinaderimarginalerna – har under 1980-talets första hälft varierat starkt men på en låg nivå.

Under den senaste tiden har emellertid marginalerna vid raffinering varit relativt sett högre än under tidigare år. I första hand är detta en följd av att Saudi-Arabien på hösten 1985 övergav sin tidigare "högrislina" och gick i spetsen för en spotmarknadsanknuten s. k. netback-prissättning, som garanterar raffinören en viss marginal. Alla tecken tyder på att denna politik är högst tillfällig; det ligger i såväl OPEC-ländernas som andra producentländers intresse att försvara ett högre pris på oljan. I vilken utsträckning OPEC-kartellen kommer att kunna hålla ihop är dock svårt att bedöma. De länder som ingår i OPEC skiljer sig åt i en mängd avseenden, och de starka spänningar som finns inom organisationen kommer med all säkerhet att finnas kvar även i framtiden.

I Sverige finns tre bränsleraffinaderier: Shells och BPs anläggningar i Göteborg och Scanraff vid Brofjorden. Trots att raffinaderierna ligger i Sverige så är de i första hand en del av västeuropas raffinaderiindustri. Samtliga ägs helt eller delvis av multinationella företag, och en betydande del av produktionen exporteras. Även om den maximala kapaciteten vid de svenska raffinaderierna med vid marginal överstiger den inhemska efterfrågan på oljeprodukter, så är det svårt att från denna utgångspunkt avgöra hur stor överkapaciteten i de svenska raffinaderierna är. En stor del av oljeförsäljningen på den svenska marknaden sker genom företag som inte har egen raffinaderikapacitet i Sverige. Samtidigt exporterar raffinaderierna på den svenska västkusten en betydande del av sin produktion. Raffinaderiindustrins framtidsutsikter får därför i stället bedömas med utgångspunkt från de svenska anläggningarnas effektivitet och konkurrenskraft i jämförelse med omvärldens raffinaderier.

Konkurrenskraften hos raffinaderierna på svensk botten bestäms av flera faktorer. Utöver lönsamheten är t. ex. ägarförhållanden och geografisk lokalisering av intresse vid en jämförelse mellan raffinaderier i Sverige och i utlandet. Ett enskilt raffinaderi kan således spela en viktig roll i ett multinationellt företags totala verksamhet utan att anläggningen i sig uppvisar en hög lönsamhet. Faktorer som rationellare transportvägar, närhet till marknader etc kan antas ha en stor betydelse vid beslut om nedläggningar eller utbyggnader av enskilda raffinaderier.

Raffinaderier är kapitalintensiva anläggningar, med en hög andel fasta kostnader. Av den totala raffineringskosten år 1986 utgjorde kapitalkostnaderna vid de svenska raffinaderierna mellan 22 och 56 %. Skillnaderna i kapitalkostnader har flera orsaker. En är konstruktiva skillnader, dvs. olikheter i fråga om tekniska lösningar och design. En annan orsak är att raffinaderierna har olika processutrustning. Av speciellt intresse är s. k. vidareförädlingsanläggningar, som ger ett större utbyte av lätta och mer värdefulla produkter. En tredje orsak, slutligen, är att de investeringar som kapitalkostnaderna avser har genomförts vid olika tidpunkter och att anläggningarna i fråga är avskrivna till olika stor del. Kapitalbelastningen i en anläggning är således inte en given och oföränderlig storhet. Kostnadsstrukturen för en anläggning kan ändras genom försäljning av hela raffinaderiet eller delar därav, varigenom raffinaderiet kan få ett förmånligare marknadsläge. De förändringar i ägarförhållandena som har ägt rum vid Scanraff är ett exempel på detta.

Allmänt sett förefaller de svenska raffinaderierna vara mindre väl anpassade till det förväntade efterfrågemönstret än den västeuropeiska raffinaderiindustrin i genomsnitt. En indikator på det är att andelen vidareförädlingskapacitet är lägre i Sverige än i Västeuropa totalt, vilket ger de svenska raffinaderierna en mindre flexibilitet vid ändringar i efterfrågan. Mot det skall dock ställas det faktum att kapacitetsutnyttjandet vid de svenska raffinaderierna har varit genomsnittligt högre, jämfört med den västeuropeiska raffinaderiindustrin, under en följd av år.

Det mesta tyder i dag på att marginalerna vid raffinering kommer att vara fortsatt låga under de kommande åren – dels till följd av en ytterligare minskning av den totala västeuropeiska oljemarknaden, dels på grund av att de oljeproducerande länderna strävar efter att säkra avsättningen för sina produkter på en vikande marknad. Ett näraliggande hot utgörs av kapacitetsutbyggnaden vid det norska raffinaderiet i Mongstad. I början av 1990-talet kommer anläggningen att kunna producera betydande mängder lätta produkter, framför allt bensin, vilket kommer att skärpa den redan hårda konkurrensen på de nordiska marknaderna. Också finska Nestes försäljning av oljeprodukter i Sverige kan medföra en hårdare konkurrens. I ett något längre perspektiv kan de raffinaderiutbyggnader som pågår och planeras i OPEC-ländernas regi bli ett hot.

Utöver den hårdnade konkurrensen om marknadsandelar kan också samhällskrav komma att innebära svårigheter för raffinaderiindustrin. I första hand gäller det de föreslagna skärpningarna av kraven på svavelhalt i oljeprodukter. Sverige har redan i dag bland de strängaste kraven i världen i detta avseende. En ytterligare skärpning skulle utan tvekan ge de svenska anläggningarna ett sämre konkurrensförhållande. Om de svenska kraven inte harmonieras med omvärldens – framför allt den europeiska gemenskapens – kommer handelsutbytet med oljeprodukter att försvåras. På litet sikt kommer skärpta krav på svavelhalt att tvinga fram ytterligare investeringar i avsvavlingsutrustning vid de svenska raffinaderierna – något som ytterligare kommer att försämra konkurrensläget och därtill möjligen bidra till en höjning av den inhemska prisnivån på oljeprodukter. En viktig faktor i detta sammanhang är emellertid vilka krav som kommer att gälla i övriga Europa.

Lönsamheten i oljeindustrin har varit låg under en lång följd av år. Det har flera orsaker. Dels har det låga kapacitetsutnyttjandet i alla led inneburit att de fasta kostnaderna har slagits ut på färre producerade och försålda enheter. Dels har marginalerna vid raffinering varit låga under en följd av år. Likväl har strukturomvandlingen gått relativt långsamt. Trots att flera ägarbyten har ägt rum på den svenska marknaden under senare år, så har förändringarna i den totala kapaciteten varit måttliga. Allt tyder på att anpassningsprocessen på den svenska oljemarknaden ännu inte är avslutad. Under de kommande åren kan såväl ytterligare ägarförändringar som åtgärder som syftar till strukturomvandling således förväntas. Vilka former denna utveckling kommer att ta är dock svårt att avgöra. Det ligger emellertid nära till hands att anta att de länder som har egna råoljetillgångar – t. ex. Norge – kommer att försöka öka sitt inflytande på den svenska marknaden, genom t. ex. förvärv av företag eller anläggningar.

Strukturomvandlingen på oljemarknaden kommer otvivelaktigt att påverka också de svenska raffinaderierna. Även om ingen nedläggning eller väsentlig utbyggnad av de svenska anläggningarna kan väntas ske inom den allra närmaste framtiden, så är någon form av strukturomvandling sannolikt nödvändig inom en inte alltför avlägsen framtid. Av de svenska raffinaderierna tycks BP-raffinaderiet i dag vara sämst anpassat till den förväntade marknadsutvecklingen. Även Shell-raffinaderiet kan dock komma att möta svårigheter, inte minst när utbyggnaden i Mongstad står färdig. Mycket talar således för att raffinaderiföretagen kommer att tvingas till förändringar. Antingen kommer omfattande nyinvesteringar att få göras i avsvavlingsutrustning och vidareförädlingskapacitet, eller också kommer någon anläggning att få läggas ned eller säljas.

2 Olja – tillgångar, produktion och förbrukning

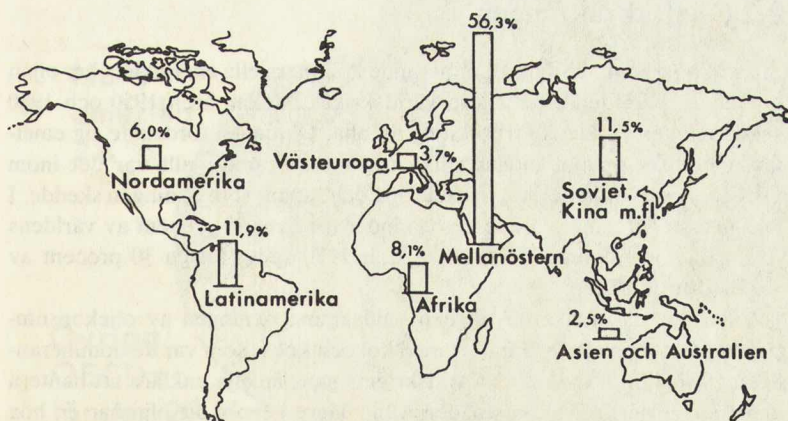
2.1 Oljetillgångarna

Man brukar, när det gäller olja och andra naturresurser, skilja mellan *resurser* och *reserver*. Med *reserver* menar man de fyndigheter som man tämligen exakt kan påvisa och som med dagens teknik, utvinningskostnad och marknadspris kan utvinnas med godtagbar lönsamhet. *Resurser* är ett samlingsbegrepp för *reserverna* och de mängder som antas existera men som av olika skäl – olönsam utvinning, mindre geologisk säkerhet etc – inte räknas in bland *reserverna*. Av resonemanget följer bl. a. att *reserverna* vid en given tidpunkt bl. a. beror på det rådande priset.

De totala påvisade oljereserverna uppgick i slutet av år 1985 till ca 95 miljarder ton, eller 34 års förbrukning vid 1985 års nivå. *Reserverna* fördelar sig mycket ojämnt, vilket framgår av figur 2.1.

Mellanöstern svarar som synes för 56 procent av de kända *reserverna*. Ett fåtal länder har en helt dominerande ställning; Saudi-Arabien med 24 procent av *reserverna*, Kuwait (13 procent), Iran, Mexico och Irak (6–8 procent vardera), Sovjetunionen (9 procent) och USA (5 procent).

I stort sett samma nivå för de kända *reserverna* har gällt sedan början av 1970-talet. Det innebär att nya fynd hela tiden har kompenserat för den löpande produktionen. Kvoten mellan *reservernas* storlek och årsproduktionen har också under en ganska lång tid varit ungefär lika stor – mellan 30 och 35 år. Under de senaste åren har siffran, på grund av den minskade efterfrågan, nått intervallets övre gräns.



Figur 2.1 Världens påvisade oljereserver år 1985

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

Tabell 2.1 Kostnader för olika energislag uttryckt i \$ per fat oljeekvivalenter (år 1985)

	\$ per fat ekv.
Råolja (Mellersta Östern)	1– 5
Råolja (Nordsjön)	5– 40
Utvinning av olja ur	
skiffer och tjärsand	35– 95
kol	60–110
biomassa	55–130
Importerat kol till Nordvästeuropa	10– 20
Inhemska kol i Nordvästeuropa	15– 35
NGL (Natural Gas Liquids)	30– 40
Utvinning av gas från kol i Nordvästeuropa	35– 65

Källa: Shell Briefing Service no. 4/85

En avgörande förutsättning för tillskott till reserver och framtida produktion av olja är prospektering. Insatserna för fortsatt prospektering i Mellanöstern har minskat och i stället ökat i första hand inom industriländerna, till lands och till havs, för att därmed öka dessa länders självförsörjning och minska beroendet av främst oljeproducenterna i Mellanöstern. Detta medför kraftigt höjda kostnader och ekonomiskt risktagande, vilket talar för att prisnivån för olja i framtiden kommer att bli mera styrande för utbyggnadstaken än tidigare. Kostnaderna för olika energislag framgår av tabell 2.1 som bl. a. visar den stora skillnaden mellan produktionskostnaden på land i t. ex. Mellersta Östern (\$ 1 till 5 per fat) och motsvarande kostnad för att ta upp råolja i Nordsjön (\$ 5–40 per fat).

Den kapitalinvestering som erfordras för att utvinna olja ur skiffer och tjärsand är betydligt större än den genomsnittliga kostnaden för konventionell oljeutvinning. Däremot är kol, som importeras till eller produceras i Nordvästeuropa, betydligt mer konkurrenskraftigt i förhållande till olja.

2.2 Oljeförbrukningen

Sin ställning som världens dominerande kommersiella energikälla har oljan fått under perioden efter andra världskriget. Mellan åren 1950 och 1980 sexdubblades världens förbrukning av olja. Ökningen fördelade sig emellertid mycket ojämnt mellan olika regioner. Framför allt var det inom OECD, dvs. Nordamerika, Västeuropa och Japan, som ökningen skedde. I början av 1970-talet svarade dessa länder för över 70 procent av världens totala oljeförbrukning. USA svarade år 1970 självt för ca 30 procent av världsförbrukningen.

Vilka var då orsakerna till den våldsamma ökningen av oljekonsumtionen? Det fanns flera. Jämfört med kol och koks, som var de dominerande energikällorna vid andra världskrigets slut, är olja enklare att hantera och transportera. Fraktkostnaderna blir lägre genom att olja har en hög

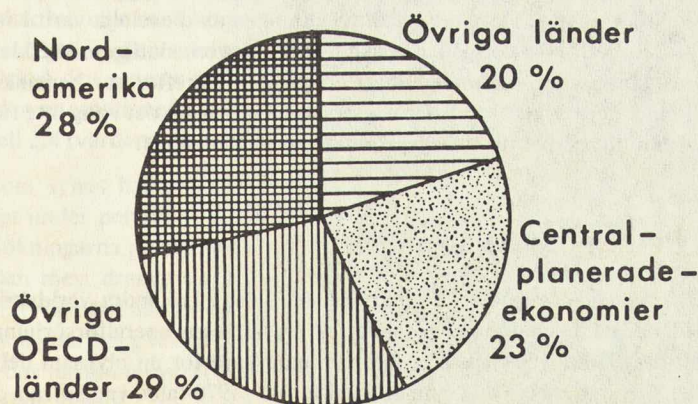
energitäthet – den innehåller i genomsnitt nära dubbelt så mycket energi per ton som t. ex. kol.

Framför allt var priset på olja lågt. Under efterkrigstiden fram till det första oljeembargot 1973/74 sjönk det reala priset på olja kontinuerligt. Det är ingen överdrift att påstå att en huvudorsak till den väldiga materiella tillväxt, som skedde i industriländerna fram till 1970-talets mitt, var tillgången på billig olja.

Även under 1970-talet ökade oljeanvändningen – från 2,3 miljarder ton år 1970 till 3,1 miljarder ton år 1979. För den dominerande delen av denna ökning stod emellertid länder utanför OECD. Framför allt ökade de centralplanerade ekonomierna sin oljekonsumtion – i synnerhet Sovjetunionen, som under perioden ökade sin oljeanvändning med över 60 procent. Också de icke centralplanerade ekonomier som står utanför OECD – länder i Latinamerika, Afrika, södra och sydvästra Asien samt Mellanöstern – upplevde stora ökningar av oljekonsumtionen. Inom OECD-området var konsumtionsökningen mera måttlig, i genomsnitt knappt 2 procent per år under perioden.

Efter den iranska revolutionen och det andra oljeembargot i slutet av 1970-talet har den utveckling, som började under 1970-talet, accentuerats. Världens samlade oljekonsumtion har minskat – från 3 miljarder ton år 1980 till 2,8 miljarder ton år 1985. Bakom dessa uppgifter står emellertid väsentligt olika utvecklingsförlopp i olika områden. OECD-länderna har således minskat sin oljekonsumtion – från 1,8 miljarder ton år 1980 till knappt 1,6 miljarder ton år 1985. Övriga länderområden har haft en konstant eller svagt ökande konsumtion.

Den beskrivna utvecklingen har inneburit att konsumtionen i dag fördelar sig annorlunda än i början av 1970-talet. Ca 45 procent av den totala oljekonsumtionen sker i dag utanför OECD-området, jämfört med 30 procent för 15 år sedan. Hur oljeförbrukningen år 1985 fördelade sig på olika geografiska områden framgår av figur 2.2.



Figur 2.2 Världens oljekonsumtion år 1985, geografiskt fördelad

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

Tabell 2.2. Konsumtion av bensin, tunna och tjocka eldningsoljor i världen (exkl. centralplanerade ekonomier) 1975, 1980 och 1985 (milj. ton)

	1975 Milj ton	Andel, %	1980 Milj ton	Andel, %	1985 Milj ton	Andel, %
Bensin	584	26,9	623	26,6	623	29,0
Mellandestillat ^a	621	28,6	709	30,3	723	33,6
Tjock eldningsolja	639	29,4	649	27,7	431	20,1
Övrigt ^b	326	15,1	361	15,4	372	17,3
Totalt	2 170		2 342		2 149	

^a Tunn eldningsolja, dieselbrännolja och fotogen

^b Asfalt, smörjmedel m m

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

För en analys av utvecklingen inom den internationella olje- och raffinaderiindustrin är emellertid inte bara den totala oljeförbrukningen av intresse, utan kanske framför allt hur den fördelar sig på olika produktgrupper. Tabell 2.2 visar den strukturella förändring som oljeefterfrågan genomgick under perioden 1975–1985.

Som framgår av tabellen ökade konsumtionen av alla produkter fram till 1980-talets början. I samband med Irankrisen och det andra oljeembargot bröts emellertid denna utveckling. Den produktgrupp som reagerade snabbast på prisförändringarna var de tjocka eldningsoljorna, som i första hand används inom industrier och större uppvärmningsanläggningar. Genom övergång till andra bränslen – främst kol och naturgas – minskade användningen av tjockolja snabbt. Som diskuteras längre fram väntas denna utveckling fortsätta; den tillfälliga dämpning av minskningen som skedde år 1984 berodde till stor del på den brittiska kolstrejk som varade under större delen av detta år.

Användningen av lätta eldningsoljor har som synes också minskat, men i betydligt mindre omfattning. Den minskade konsumtionen beror i första hand på effektiviseringar av uppvärmningsenergin för byggnader (energiparåtgärder m. m.). Däremot har användningen av dieselolja varit i stort sett oförändrad. När det gäller bensinförbrukningen, slutligen, skedde en viss nedgång under året omedelbart efter 1980. Därefter har bensinkonsumtionen åter börjat öka. En viktig orsak till det är att det i dag inte finns några egentliga substitut till oljeprodukter som drivmedel.

2.3 Råoljeproduktionen

Som nämndes i föregående avsnitt var det först efter andra världskriget som olja började spela en avgörande roll för världens energiförsörjning. I början av 1950-talet svarade olja fortfarande bara för en blygsam del av världens primärenergiförsörjning. I mitten av 1970-talet var siffran om-

Tabell 2.3 Produktion och konsumtion av olja i olika regioner år 1950 och 1975 (Mbd)

Region	1950		1975	
	Produk- tion	Konsum- tion	Produk- tion	Konsum- tion
Nordamerika (inkl. Mexico)	6,2	6,6	12,6	18,6
Sydamerika och Karibien	1,8	0,6	3,6	2,6
Västeuropa	0,1	1,3	0,6	13,7
Afrika	—	0,3	5,1	1,2
Mellanöstern	1,8	0,2	19,7	1,3
Japan	—	0,1	—	5,1
Övriga Asien och Australien	0,2	0,4	2,2	2,9
Centralplanerade ekonomier	0,8	1,2	11,9	10,4
Världen totalt	10,9	10,7	55,7	55,8

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985.

kring 45 procent. Därmed var olja världens största kommersiella energikälla.

Den väldiga produktionsökning, som har ägt rum under efterkrigstiden, har fördelat sig mycket ojämnt geografiskt. Det framgår av tabell 2.3, som visar produktionen och konsumtionen av olja i olika regioner år 1950 och år 1975 (miljoner fat per dag; 1 fat = 159 liter).

Flera intressanta iakttagelser kan göras. Mest iögonfallande är den våldsamma ökningen av produktion och konsumtion mellan 1950 och 1975 – en femdubbling på 25 år.

En viktig observation är att ökningarna av produktion respektive konsumtion har skett i olika regioner. Under perioden har således den största konsumtionsökningen skett i Västeuropa och Japan – en ökning från 1,4 milj fat om dagen (Million barrels per dag, Mbd) till 18,8 Mbd. Spegelbilden på produktionssidan finner vi i Mellanöstern, där produktionen under perioden ökade från 1,8 Mbd till nära 20 Mbd. Även Nordamerika har ökat sin konsumtion – men inte alls på samma dramatiska sätt som Västeuropa och Japan. Nordamerika (inkl Mexico) svarar själv för en betydande produktion och var i början av 1950-talet i det närmaste självförsörjande när det gäller oljeprodukter.

Också den senaste tioårsperioden har bjudit på betydande förändringar på den internationella oljesenen, men av ett annat slag. Detta illustreras i tabell 2.4 (värdena angivna i Mbd).

Som synes har produktionen och konsumtionen av olja endast ökat svagt under perioden. Den främsta förklaringen är självfallet de kraftiga prisökningarna på olja under 1970-talet och början av 1980-talet.

Den mest dramatiska förändringen rör dock OPECs roll. Från att ha svarat för nära hälften av världsproduktionen år 1975 svarar organisationens länder i dag för ca 30 procent. OPEC-ländernas råoljeproduktion har således nästan halverats under perioden. Orsakerna till detta diskuteras i följande avsnitt.

Tabell 2.4 Produktion och konsumtion av oljeprodukter i olika regioner år 1975 och 1985

Region	1975		1985	
	Produk- tion	Konsum- tion	Produk- tion	Konsum- tion
Nordamerika (inkl Mexico)	12,6	18,6	15,2	16,6
Sydamerika och Karibien	3,6	2,6	3,6	4,4
Västeuropa	0,6	13,7	3,9	11,9
Afrika	5,1	1,2	5,3	1,7
Mellanöstern	19,7	1,3	10,9	2,0
Japan	—	5,1	—	4,3
Övriga Asien och Australien	2,2	2,9	3,2	4,1
Centralplanerade ekonomier	11,9	10,4	15,1	13,4
Världen totalt	55,7	55,8	57,3	58,5

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

Av tabellen framgår också att Nord- och Sydamerika i dag är nästan självförsörjande i fråga om oljeprodukter. Mexico (som här har förts in under rubriken Nordamerika för att medge jämförelser med föregående tabell) har spelat en viktig roll i detta avseende genom att öka sin produktion från 0,8 Mbd år 1975 till ca 3 Mbd år 1985.

Också de centralplanerade ekonomierna har stadigt ökat sin oljeproduktion. Framför allt gäller det Sovjetunionen, som med sin produktion om 12,1 Mbd i dag är världens största oljeproducent.

Det västeuropeiska "oljeäventyrets" betydelse framgår också av tabellen. Som synes är Västeuropa den jämte Japan största nettoimportören av olja. Trots att produktionsökningen i Nordsjön har varit snabb, så svarar Västeuropa fortfarande bara för en blygsam del — knappt 7 procent — av världsproduktionen, medan dess andel av den samlade förbrukningen är nära det tredubbla eller omkring 20 procent.

2.4 Den framtida efterfrågan på olja

Efterfrågan på olja och andra energislag bestäms av ett komplicerat samspel mellan oljepriser, ekonomisk utveckling, priserna på alternativen till olja m. m. Den turbulens, som har kännetecknat oljemarknaden under de senaste 10–15 åren, har medfört att även prognoser med relativt kort tidshorisont i de flesta fall har slagit ganska grundligt fel. Det hindrar inte att energiområdet överflödas av mer eller mindre sofistikerade prognoser; någon sorts bild av framtidens oljepriser och oljekonsumtion är naturligtvis också nödvändig, t. ex. för de olika aktörerna inom oljeområdet. Investeringar i oljeutvinning, förädlingsanläggningar, tankfartyg etc, kräver en ganska lång framförhållning. Detsamma gäller t. ex. krav på beredskapslagring, miljö osv.

Tabell 2.5 Världsförbrukningen av primärenergi år 1985 uttryckt i milj. ton oljeekvivalenter (Mtoe).

	Mtoe	%
Olja	2 810	38
Kol	2 278	31
Naturgas	1 492	20
Vattenkraft	498	7
Kärnkraft	337	4
Totalt	7 415	100

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

Under senare år har oljeanvändningen minskat. Fortfarande är emellertid olja den största kommersiella energikällan. Tabell 2.5 illustrerar hur världens förbrukning av s. k. primär energi fördelade sig på olika energislag år 1985.

Som framgår av tabellen är det tre energislag som dominerar i den globala energiförsörjningen: Olja, kol och naturgas. (Det förtjänar dock att nämnas att uppgifterna endast avser sådan energi som säljs och köps kommersiellt; i många länder – inte minst utvecklingsländer – svarar "icke-kommersiella" energislag som trädbränslen, avfall etc en betydande men svårkvantifierbar roll).

I det globala perspektivet ter sig effekterna av 1970-talets "oljekriser" relativt beskedliga. Även om oljans andel har minskat från 1970-talets mitt – år 1975 beräknas den ha svarat för 46 procent av världens primärenergi-behov – så är olja fortfarande det dominerande energislaget. Allt tyder också på att den kommer att förbli det, åtminstone fram till sekelskiftet.

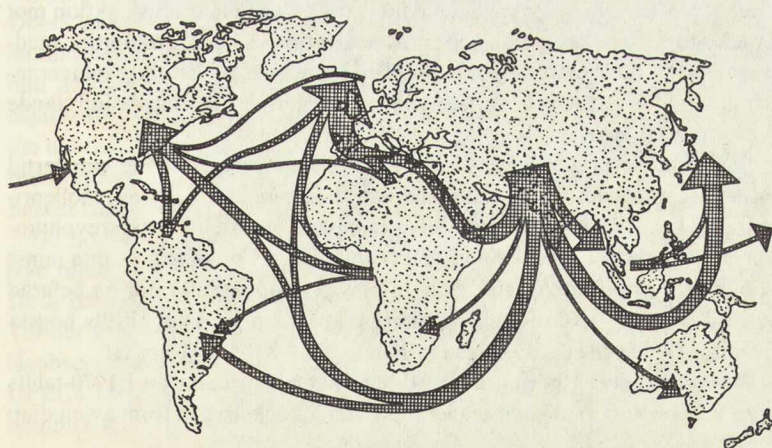
3 Handeln med olja och oljeprodukter

3.1 Inledning

Av föregående avsnitt framgick att det finns stora geografiska skillnader mellan produktions- och konsumtionscentra för olja. Detta innebär i sin tur att råolja och oljeprodukter är föremål för ett omfattande handelsutbyte. De viktigaste globala handelsströmmarna framgår av figur 3.1.

Av skäl som redovisats tidigare sker de huvudsakliga produktströmmarna från Mellanöstern till Västeuropa och Japan. Den samlade handeln med råolja och oljeprodukter uppgick år 1985 till drygt 1,2 miljarder ton. Av importen svarade Västeuropa och Japan tillsammans för över hälften och av den samlade exporten stod länderna i Mellanöstern för nära 40 procent. Den senare andelen har likväl drastiskt minskat under de senaste åren. År 1975 svarade Mellanöstern således för omkring 60 procent av världsexporten av olja.

Olja och oljeprodukter spelar emellertid en avgörande roll inte bara som energikälla utan också som handelsvara. Oljan är och har under lång tid varit världens största handelsvara. I mitten av 1970-talet svarade sjötransporter av olja för nära två tredjedelar av den totala vattenburna världshandeln, mätt i miljarder tonkilometer. Den produktions- och konsumtionsutveckling som har beskrivits har emellertid fått dramatiska effekter på den transporterade volymen olja; mellan 1975 och 1985 halverades transportarbetet med oljeprodukter. I dag svarar oljan för drygt 40 procent av



Figur 3.1 Råoljans vägar över havet

Källa: Svensk Sjöfartstidning nr 50 1986

all internationell handel, mätt i transportarbete. Även om sjöfrakterna av andra varor också har minskat under 1980-talet, så är det förändrade transportmönstret för olja en huvudorsak till den internationella varvskris som har pågått sedan mitten av 1970-talet.

3.2 OPEC-länderna

Så gott som varje diskussion om den internationella oljeindustrin utmynnar i spekulationer om hur OPEC-länderna kommer att agera i ett eller annat avseende. Från att ha levat en undanskymd tillvaro – åtminstone i den breda allmänhetens medvetande – blev organisationen in på världscenen med dunder och brak i samband med oljeembargot 1973/74. Sedan dess har OPEC hela tiden stått i rampljuset.

Det är ingen slump. Av världens påvisade totala oljereserver fanns två tredjedelar i OPEC-länderna år 1958. Före 1970-talets oljekriser kom mer än hälften av oljeproduktionen från dessa länder. Och av den olja, som går i internationell handel, svarar OPEC-staterna för nära hälften.

OPEC – Organization of Petroleum Exporting Countries – bildades år 1960 av fem oljeproducerande länder: Iran, Irak, Kuwait, Saudi-Arabien och Venezuela. Sedermera anslöts Qatar (1960), Libyen och Indonesien (1962), Förenade Arabemiraten (1967), Algeriet (1969), Nigeria (1971) samt Ecuador och Gabon (1973). Huvudmålsättningen var till en början att förmå de oljeproducerande bolagen att hålla uppe priset på olja i en tid då en hårdnande konkurrens på oljemarknaden resulterade i tendenser till prisfall. Så småningom blev en allt viktigare uppgift för organisationen att gradvis ta över kontrollen av och intäkterna från den inhemska oljeproduktionen. Genom nationaliseringar eller omförhandlingar med de internationella oljebolagen uppnådde OPEC-ländernas regeringar gradvis ett allt större inflytande över produktion, prospektering och kapacitetsutbyggnad.

Oljan som politiskt vapen kom till utnyttjande första gången i samband med det s. k. Yom Kippurkriget mellan arabstaterna och Israel i oktober 1973. I samband därmed fyrdubblades priset på råolja inom loppet av några månader. Vad som ursprungligen hade varit en ensidig arabisk aktion mot Israel och dess allierade – i form av exportförbud och produktionsnedskärningar – blev snabbt upphovet till en kartell mellan de oljeproducerande länderna, något som blev möjligt genom regeringarnas ökade inflytande över produktionen.

Under de första åren efter 1973/74 års oljeembargo behövde emellertid kartellen inte använda sitt inflytande i någon större utsträckning; råoljepri- serna låg kvar på en stabil nivå. Men i samband med den iranska revolutionen år 1979 blev oljesenen återigen dramatisk. Av olika skäl – inte minst panikartade köp från köpare, som ville bygga upp lagren inför en befarad brist på råolja – steg råoljepriset återigen dramatiskt. Den hittills högsta nivån för råoljepriset noterades i början av år 1981 – \$ 41 per fat.

Men situationen i början av 1980-talet var annorlunda än i 1970-talets mitt. Världsekonomin hade reagerat på "oljeshockerna" i form av en djup

recession, som i sig minskade efterfrågan på olja. Till det kom att nya oljefynd – bl. a. i Nordsjön – skärpte konkurrensen på oljemarknaden. Alla tecken tydde då på att det rådande överutbudet måste tvinga fram prissänkningar.

OPECs motåtgärd blev att besluta om produktionsbegränsningar – det skedde första gången år 1982 – för att hålla priset uppe. Det första beslutet innebar att organisationens medlemmar skulle skära ner produktionen till sammanlagt 17,5 milj. fat per dag (ca 875 milj. ton per år), jämfört med en produktion om 22,5 milj. fat per dag år 1981 och 26,8 milj. fat per dag år 1980.

Det visade sig förhållandevis enkelt för de deltagande staterna att enas om ett totalt "tak" för produktionen. Däremot har fördelningen av produktionsbegränsningen mellan länderna hela tiden sedan år 1982 varit föremål för en het och intensiv debatt. Till följd av att efterfrågan på olja fortsatte att minska "sänktes taket" för råolja produktionen år 1984 till 16 milj. fat per dag. Under hela mellanperioden pågick diskussionerna om produktionsnedskärningarnas fördelning – diskussioner som pågår än i dag.

Det är viktigt att förstå att OPEC-länderna utgör en heterogen grupp i flera viktiga avseenden. Det som förenar länderna är egentligen att de är utvecklingsländer med oljan som främsta inkomstkälla. Men vid sidan av det finns det stora skillnader mellan länderna såväl religiöst som ekonomiskt och politiskt. Kriget mellan Iran och Irak är bara *ett* vittnesbörd över detta.

En vanlig distinktion när man diskuterar OPECs framtida pris- och produktionspolitik är den mellan *högabsorberande* och *lågabsorberande* länder. De högabsorberande länderna är sådana, som har en stor befolkning och som internt kan nyttiggöra oljeintäkterna i form av konsumtion och investeringar. Till den gruppen brukar räknas Mexico, Iran och Irak, Indonesien, Algeriet, Nigeria och Ecuador.

Lågabsorberande länder har i stället liten befolkning och liten konsumtionsförmåga i förhållande till oljeintäkterna; de har helt enkelt inte möjlighet att på kort tid omsätta de enorma intäkter, som oljeexporten har givit. Dessa länder har placerat en stor del av sina oljeinkomster utomlands och har därmed ett intresse av att den ekonomiska utvecklingen i världsekonomin är någorlunda stabil. Med denna indelning är det naturligt att de lågabsorberande länderna har försökt hålla uppe efterfrågan på olja – även om det tidvis har inneburit att priset har måst sänkas – för att försäkra sig om stabila inkomster från oljan även på längre sikt. Till denna grupp brukar räknas Saudi-Arabien, Kuwait, Förenade Arabemiraten och Qatar.

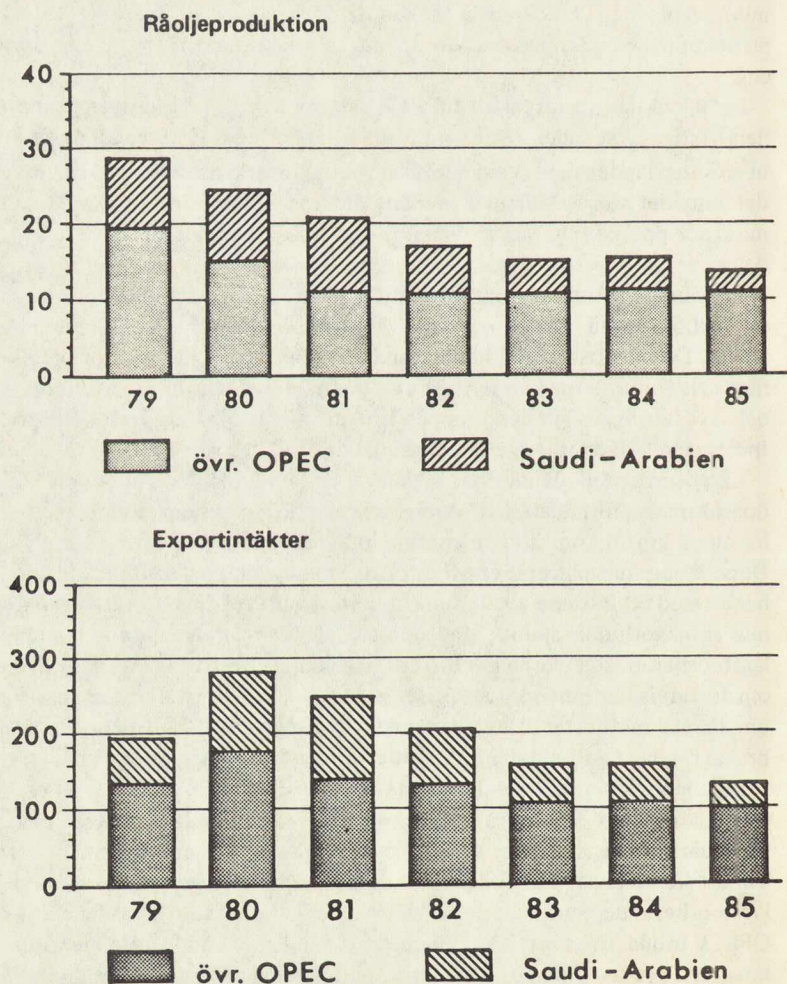
De högabsorberande länderna är mer kortsiktigt beroende av intäkter från oljan för att finansiera utvecklingsprogram, utländska skulder osv.. De är därför mer angelägna att på kort sikt få ut största möjliga inkomster. Till det kommer att huvuddelen av de påvisade oljereserverna finns i de lågabsorberande länderna; dessa svarade år 1975 för ca tre fjärdedelar av OPECs totala reserver. Det innebär att med nuvarande utvinningstakt kommer flera av "högabsorbenterna" att se sina reserver uttömda inom

ett överblickbart antal år. Mot denna bakgrund är det begripligt att dessa länder inte har något intresse av ett alltför lågt oljepris. Men samtidigt är många av de oljeproducerande länderna i akut behov av intäkter. Det gäller t. ex. Mexico, vars akuta skuldkris har förmått landets regering att vid flera tillfällen överskrida den tilldelade produktionskvoten.

En särställning inom OPEC intas av Saudi-Arabien, som ensamt förfogar över nära en fjärdedel av världens totala oljereserver. Landet har också den i särklass största produktionskapaciteten inom OPEC. Saudi-Arabien har, sedan OPECs andel av världsproduktionen börjat sjunka, i praktiken tagit på sig rollen att självant försvara oljepriserna när de andra OPEC-länderna har överskridit sina produktionskvoter.

Men offret har varit stort för Saudi-Arabien. Det illustreras av figur 3.2, som anger utvecklingen av exportvolymen och exportinkomsterna av olja i hela OPEC och i Saudi-Arabien.

Figur 3.2 OPEC:s resp Saudi-Arabiens råoljeproduktion och exportintäkter 1979–1985



Källa: Petroleum Economic, juni 1986

Som framgår av bilden halverades OPECs råoljeexport under perioden 1980–1985; från 25 milj. fat per dag till knappt 14 milj. fat per dag. Men minskningen fördelade sig mycket ojämnt. Av den totala volymminskningen har Saudi-Arabien ensamt svarat för över 60 procent med ty åtföljande effekter för exportinkomsterna.

På hösten 1985 fann Saudi-Arabien slutligen sin position ohållbar; man övergav då i ett slag de officiella priser, som man dittills hade försvarat och började sälja sin olja till mer marknadsorienterade priser. Saudi-Arabien gick i spetsen för den s. k. netback-prissättningen, som innebär att råoljepriset knyts till värdet av det beräknade produktutbytet. (Detta beskrivs närmare i nästa avsnitt). De ökade volymer olja som nu fanns tillgängliga på marknaden fick en omedelbar och fortgående effekt på råoljepriset. Det genomsnittliga priset på OPECs råoljor på spotmarknaden halverades på drygt två månader från årsskiftet 1985/86 – från \$ 26 till \$ 13 per fat. I slutet av april 1986 var priset nere i knappt \$ 11 per fat och i juli drygt \$ 8 per fat.

År 1986 representerar således en (ny) vändpunkt i OPECs historia. De kraftiga prisfallen har varit förödande för alla oljeproducerande stater – i synnerhet de "nya oljestater" som har gjort dyra investeringar i utvinning till havs. Det land som har förlorat minst är förmodligen Saudi-Arabien, som under första halvåret 1986 ökade sin råoljeproduktion med 43 procent. Värt att notera är att den volymen knappt överskred den produktionsvolym som Saudi-Arabien har tilldelats som OPEC-medlem.

Det har spekulerats mycket om den nya saudiska politiken bara är en tillfällig styrkedemonstration för att åstadkomma rättning i leden eller om den innebär en ny strategi – en övergång från "små volymer till högt pris" till "stora volymer till lågt pris". Under alla förhållanden har förhandlingsviljan inom OPEC blivit markant större under hösten 1986. Tillfälliga överenskommelser om nya produktionsbegränsningar har också nåtts, vilket har fått råoljepriset att återigen börja stiga. I vilken mån den svårt sargade organisationen förmår att på längre sikt försvara kartellen är det dock för tidigt att avgöra.

En fråga som har stort intresse vid en bedömning av den svenska och internationella raffinaderiindustrins framtidsutsikter är OPEC-ländernas agerande när det gäller utbyggnad av raffinaderikapacitet. Som framgått av denna redogörelse har utvecklingen sedan 1970-talet inneburit stora förändringar inte bara för industriländerna utan också för OPEC-länderna. Det minskade inflytandet från integrerade multinationella oljeföretag i dessa länder har naturligtvis inneburit fördelar för producentländerna genom att de nu har ett större direkt inflytande över utvinningstakt och inkomster. Men samtidigt har upplösningen av den vertikala integrationen inneburit att OPEC-länderna har förlorat den säkra avsättning för sina produkter som det tidigare förhållandet innebar.

För att möta denna situation har flera av de oljeproducerande länderna under senare år börjat bygga upp inhemsk raffinaderikapacitet, inriktad på export av oljeprodukter. Det gäller i synnerhet de lågabsorberande OPEC-länderna (se ovan) – Kuwait, Qatar, Saudi-Arabien och Förenade Arab-

emiraten (UAR), som på relativt kort tid har byggt upp en omfattande raffinaderikapacitet. I flera fall har detta skett i samarbete med de oljeföretag som tidigare hade koncessioner i respektive land. Exempelvis har Shell och Mobil engagerat sig i raffinaderiutbyggnaderna i Saudi-Arabien.

Frågan är vilken betydelse denna utveckling kan få för den västeuropeiska raffinaderiindustrin. Den europeiska gemenskapen (EG) bedömer i en rapport att den snabba ökningen av raffinaderiutbyggnaderna i de oljeproducerande länderna, som har skett under senare år, nu sannolikt är avslutad. Det finns flera skäl till detta. Dels har kapacitetsutnyttjandet och därmed lönsamheten hittills varit låg i de utbyggnader som har skett, dels har den senaste tidens oljeprisfall inneburit stora finansiella svårigheter för oljeproducenterna. I dag svarar import av raffinerade produkter från de oljeproducerande länderna för ca 7 procent av den samlade oljekonsumtionen inom EG. År 1990 bedöms motsvarande andel kunna nå upp till ca 8 procent. Det finns också tecken som tyder på att raffinaderierna i länderna kring Persiska Viken – där den största kapaciteten finns – i huvudsak kommer att exportera produkter till Sydostasien och Japan.

I det korta och medellånga perspektivet är det således osannolikt att OPEC-ländernas exportraffinaderier kommer att utgöra ett allvarligt hot mot den västeuropeiska raffinaderiindustrin. Men i ett läge där – som den följande analysen kommer att visa – det redan råder en betydande överkapacitet, är naturligtvis också marginella kapacitetstillskott av betydelse. I det längre perspektivet kommer med stor sannolikhet OPEC-länderna att återta åtminstone en del av de marknadsandelar som de har förlorat under de senaste åren. Då kommer också raffinaderikapaciteten i dessa länder att bli en viktig konkurrensfaktor.

3.3 Prissättningen på olja

Med hänsyn till oljans stora betydelse både för de nationella ekonomierna och för världshandeln finns det anledning att dröja en liten stund vid frågan om hur prisbildningen på olja sker. Detta kräver i sin tur en kort historisk exposé.

Under 1960-talet kontrollerades oljehandeln till helt övervägande del av de multinationella oljeföretagen. Dessa företag var helt vartikalt integrerade, dvs. de ägde eller kontrollerade hela "oljekedjan" – från utvinning och raffinering via handel fram till försäljning till de slutliga konsumenterna. Därigenom hade dessa företag ett avgörande inflytande på prisbildningen. Ersättningen till de länder, där oljetillgångarna fanns, skedde i form av skatter och/eller royalties, som utbetalades på basis av s. k. "posted prices", som sattes av oljeföretagen själva. Dessa priser var inte marknadsanknutna, utan tjänade i första hand som underlag för beräkning av skatt och royalty.

I början av 1970-talet började emellertid de oljeproducerande länderna ställa krav på större inflytande i och större ekonomiskt utbyte av oljeproduktionen. I slutet av 1974 hade de s. k. "posted prices" i stort sett ersatts

med priser som i stor utsträckning bestämdes av de oljeproducerande ländernas regeringar — s. k. Government Selling Prices (GSP). Då, vid tiden strax efter det första oljeembargot, såldes huvuddelen av oljan till dessa priser (som då låg kring \$ 10 per fat).

Den vertikala integrationens upplösning fick betydelse inte bara för vilken andel av vinsten i oljeverksamheten som tillföll regeringarna respektive de multinationella oljeföretagen. Genom att produktionen av olja inte längre var koordinerad med distributionen och marknadsföringen, ökade försäljningen av råolja på den s. k. spotmarknaden. Spotmarknaden kan enkelt uttryckt sägas bestå av enskilda lastbåtar med olja, utan förutbestämd köpare. Före 1973 hade spotmarknaden för råolja haft endast marginell betydelse eftersom den helt dominerade delen av oljehandeln skedde antingen inom eller mellan koncerner.

I mitten av 1970-talet steg säljpriserna (GSP) på olja gradvis och nådde som tidigare nämnts i början av år 1981 den historiskt sett hittills högsta nivån (\$ 41 per fat). Denna prischock var resultatet av ett antal samverkande faktorer — den iranska revolutionen, som drastiskt minskade produktionen av olja i Iran, den osedvanligt stora uppbyggnaden av oljelager i västvärlden under sommaren 1979 samt krigsutbrottet mellan Iran och Irak år 1980. Fram till denna tidpunkt såldes fortfarande huvuddelen av oljan till officiella priser, men spotmarknaden ökade gradvis i betydelse.

I början av 1980-talet kom västvärldens reaktion på oljeprisstegringarna i form av minskad oljeanvändning (i stor utsträckning understödd av regeringsprogram för energisparande och ersättning av olja med andra energislag). Samtidigt hade utvinningen av olja från andra områden än OPEC-länder — bl. a. Nordsjön — fått till följd att OPEC-länderna började få avsättningssvårigheter. Följden blev bl. a. att ett antal nya prissättningsformer introducerades på marknaden. Enskilda oljeproducerande länder sökte också andra konkurrensmedel — mer eller mindre förtäckta rabatter, motköpskontrakt, försäljning av raffinerade produkter (sk downstream integration) etc. Officiellt kvarstod dock de av OPEC beslutade GSP, de officiella säljpriserna.

För att hålla uppe priserna beslutade OPEC-länderna på våren 1982 om att maximera produktionen enligt ett system med produktionskvoter för varje land. I mars sänktes det officiella priset på råolja (den s. k. typråoljan, Arabian Light) från \$ 34 till \$ 29 per fat. Dessa åtgärder visade sig emellertid otillräckliga. I ett försök att behålla sina intäkter av oljan började flera producentländer sälja stora mängder råolja på spotmarknaden eller till priser som knöts till spotmarknadspriserna på produkter. Från att ha utgjort en blygsam del av marknaden beräknas spotmarknadens andel av råoljehandeln under åren 1984 och 1985 ha uppgått till ca 30 procent.

Under andra halvåret 1985 blev prispressen nedåt på oljemarknaden så stor att de officiella priserna i praktiken övergavs. Flera av de oljeproducerande länderna började sälja sin olja till priser som knöts till spotnoteringarna. Bl. a. Saudi-Arabien — som har världens största råoljetillgångar och som under 1970-talet var världens största producent av olja — introducerade en prissättning efter s. k. netback formula; priset på råolja blev en

funktion av de produktpriser som raffinören kunde väntas få på marknaden. (Detta beskrivs utförligare nedan). Andra länder baserade sina råoljepriser på spotmarknadsnoteringar för vissa råoljor. Till följd av överutbudet sjönk oljepriset kraftigt i början av år 1986, ned till \$ 10–12 per fat. Under senare delen av 1986 skedde återigen en ökning, och priset vid årsskiftet 1986/87 var ca \$ 18/fat.

Den förändrade världsmarknaden för olja har alltså fört med sig ett antal nya prissättningsformer. I dag bedömer de västliga industriländernas energigorgan IEA (International Energy Agency) att huvuddelen av den råolja, som säljs på världsmarknaden, prissätts antingen till spotmarknadspriser – dvs. dagsnoteringar för enskilda laster – eller till spotmarknadsrelaterade produktprisformler som "net-back pricing" och liknande. Av den råolja som säljs i dag bedömer IEA således att nära 40 procent prissätts med spotmarknadspriser eller nära besläktade priser. Netback-avtal beräknas svara för ca 20 procent av totalvolymen, medan handeln till officiella priser och andra kontraktsformer svarar för resterande ca 40 procent. Den olja, som säljs till officiella priser, handlas framför allt i USA och Canada. I det följande ges en något utförligare beskrivning av olika prissättningsmetoder.

Netbackprissättning

Redan i början av 1980-talet gjorde vissa producentländer experiment med kontrakt som grundades på att råoljepriset räknades fram enligt en viss formel som byggde på ett antaget utbyte av olika oljeprodukter med avdrag för raffinaderi- och fraktkostnader m. m. Denna prissättning vann emellertid större spridning först i augusti 1985, då Saudi-Arabien började sälja stora volymer råolja på netbackbasis. I dag använder ett tiotal oljeproducerande länder denna prissättningsmetod för delar av sin försäljning.

Tabell 3.1 illustrerar hur ett netbackpris räknas fram.

Tabell 3.1 Exempel på beräkning av netback-pris

Produkt	Utbyte %	Spotpris (\$ per ton, Rotterdam)	Produkt- värde
LPG (petroleumgas)	5	92	4,60
Bensin	33	185	61,05
Fotogen	5	165	8,25
Lätt eldningsolja	27	158	42,66
Tjock "	24	74	17,76
Summa			134,32
Omräknat till \$ per fat			18,40
Raffinaderikostnader			-2,25
Frakt, försäkring			-0,90
Totalt pris (fob) \$ per fat			15,25

Källa: IEA

Som framgår av tabellen är det antagandena om dels det procentuella utbytet av olika produkter, dels produktpriserna som spelar den avgörande rollen för slutresultatet. Vad gäller produktutbytet baseras exempelvis saudiska kontrakt vanligen på genomsnittsutbytet av en viss olja i ett raffinaderi med katalytisk kracker. Produktpriserna bestäms i allmänhet med utgångspunkt från genomsnittet av spotmarknadsnoteringarna under två veckor.

Netbackkontrakt har flera fördelar för raffinaderiföretaget (producentens fördel ligger framför allt i möjligheten att överhuvud taget få sälja oljan):

- risken blir låg, om raffinaderimarginalerna (skillnaden mellan råoljepris och aktuella produktpriser) är tillräckligt stora,
- raffinaderiet kan i vissa fall få ett bättre produktutbyte än vad som antas i kontraktet (genom olika typer av ytterligare vidareförädling etc),
- specialprodukter som smörjoljor, asfalt m. m. inräknas inte i produktmixen men kan likväl ge en förtjänst.

Generellt kan man säga att netbackprissättningen innebär att den kommersiella risken förs över från raffinören till oljeproducenten – ett vittnesbörd över den relativt sett svagare förhandlingsposition som oljeproducenterna successivt har fått.

Spotmarknaden

När man i dag talar om "oljepriset" och dess upp- och nedgångar avses vanligen de s. k. spotmarknadsnoteringarna på råolja. Som framgått av det föregående har också spotmarknaden kommit att svara för en allt större del av den internationella handeln med olja. Till följd av nya prissättningsmetoder – framför allt s. k. netbackprissättning – har spotmarknaden dock under det senare året minskat i betydelse.

Hur ser då spotmarknaden ut och hur sätts priserna?

Inledningsvis kan man konstatera att priset på olja och oljeprodukter, till skillnad från många andra rå- och basvaror, tills relativt nyligen inte noterats på några internationella börser (se dock nedan om terminskontrakt). Den information som kan fås om oljepriser bygger antingen på uppgifter direkt från oljeföretagen eller på noteringar publicerade i olika internationella tidskrifter. En känd sådan tidskrift är Platt's Oilgram, som dagligen publicerar uppgifter om de minimi- och maximipriser som betalas för oljelaster (fob) i Rotterdam för vissa färdigprodukter av olja. Dessa prisuppgifter baseras dels på verkliga försäljningsavslut, dels på bedömningar av "pålitliga källor".

Mot denna bakgrund är det intressant att notera att Rotterdamnoteringarna kommer in som ett väsentligt element i praktiskt taget varje bedömning av pris- och kostnadsutvecklingen för viktigare oljeprodukter. De ligger dessutom ofta helt eller delvis till grund för t. ex. avräkningspriserna mellan svenska oljeföretag och deras utländska moderbolag. Även t. ex. Sovjetunionen utgår i sin handel i stor utsträckning från Rotterdamnoteringarna, med smärre modifikationer.

Det sagda innebär också att Rotterdamnoteringarna inte bara reflekterar marknaden utan också i viktiga avseenden styr den; Rotterdamnoteringen från föregående dag ligger således i många fall till grund för avtal.

Fördelen med spotmarknaden är dess flexibilitet. Länder med prissättningssystem som snabbt reagerar på marknadsförändringar gynnas uppenbarligen av en fungerande spotmarknad. Nackdelen är bl. a. att ett stort beroende av spotmarknaden leder till ryckighet i prisbildningen.

Officiella priser

I USA och Canada används i många fall "posted prices" för internavräkning och för köp och försäljning mellan företag. Dessa "officiella priser" samvarierar med spotmarknadsnoteringarna, men med en viss eftersläpning. Skillnaderna mellan de "officiella priserna" för olika företag kan ibland variera starkt. Huvuddelen av den olja som säljs på den nordamerikanska kontinenten säljs till "posted prices" även om en viss spotmarknadsandel finns.

Andra prissättningsmetoder

En rad andra former för prissättning existerar, bl. a. olika typer av motköp och "byteshandel" (barter trade). Sådana avtal förekommer bl. a. i Sovjetunionen men också i t. ex. Iran, Irak, Libyen, Algeriet m fl. Vissa bytesavtal innebär att den ena avtalsparten står för raffineringen av produkterna. En tidigare vanlig form av avtal var leveransavtal mellan regeringar; i en vikande marknad har emellertid sådana avtal successivt minskat i omfattning och har i dag endast marginell betydelse.

Det system med s. k. "equity concessions", som var det normala under 1960-talet, förekommer fortfarande i vissa länder (Förenade Arabemiraten, Nigeria och Libyen). Dessa avtal innebär att det producerande företaget får behålla en viss del av den olja som de producerar i utbyte mot att det till landets regering erlägger det officiella säljpriset med avdrag för produktionskostnader, skatter och en viss marginal. Sådana avtal svarar fortfarande (1986) för 4–5 procent av den toala försäljningen av olja.

Utöver de olika prissättningsmetoder som nu har beskrivits, finns olika typer av mer eller mindre förtäckta rabatter, förmånliga låne-, lagrings- eller transportvillkor, serviceavgifter etc.

Terminskontrakt och optioner

För råvaror och andra varor där prisfluktuationerna är stora har det sedan länge funnits s. k. terminsmarknader – möjligheter att ingå avtal om köp respektive försäljning av en vara vid en viss framtida tidpunkt. Framför allt inom jordbruksområdet har sådana affärer gjorts i århundraden. Fördelarna är uppenbara – man riskerar inte att förlora pengar genom kraftiga prisfluktuationer. Å andra sidan avhänder man sig möjligheten att tjäna pengar på en prisuppgång eller ett prisfall.

De traditionella terminskontrakten (s. k. forward contracts) var dock ganska rigida – de var så att säga skräddarsydda för ett visst affärstillfälle och avsåg därmed ofta såväl icke-standardiserade produkter som ”udda” kvantiteter. Om den ena avtalsparten av någon anledning fick behov av att bryta kontraktet var det därmed svårt att hitta en tredje part, på vilken kontraktet kunde överlåtas.

Dessa s. k. forward contracts har i stor utsträckning ersatts av s. k. futures. I likhet med forward contracts är future-kontraktet ett bindande avtal om att leverera respektive motta en bestämd mängd av en vara av en bestämd kvalitet, på en avtalad plats, till ett avtalat pris och vid en bestämd tidpunkt. Men det finns två skillnader gentemot forward-kontraktet: Dels är futures-kontrakt *standardiserade* med avseende på kvantitet, kvalitet, leveranstid och leveransplats. När det t. ex. gäller råolja avser de kontrakt, som görs upp i Europa, vardera 600 000 fat av Brent-olja. Dels sker prisbildningen på futures-kontrakt på en *central marknad* – en börs – där priserna offentliggörs. Prissättningen sker genom ett auktionsförfarande och inte genom förhandlingar mellan enskilda parter. Därigenom blir marknaden en mötesplats för all slags information, som därmed också påverkar priset.

Futures-marknaden är i första hand ett finansiellt instrument – en försäkring. Annorlunda uttryckt kan man säga att marknaden handlar med risker. För den som handlar med olja är således det normala beteendet att i samband med inköpet av olja sälja samma mängd olja genom futures-kontrakt för leverans vid en viss framtida tidpunkt. Om oljan under perioden går ner i pris gör den som köpte oljan en lagerförlust – men samtidigt har han gjort en vinst genom att priset på hans futures-kontrakt överstiger marknadspriset. På motsvarande sätt förlorar han – vid en prisuppgång – pengar på futures, men gör lagervinster på sin ”fysiska olja”. På så sätt har han garderat sig för prisrörelser åt båda håll.

Futures-marknaden är således i första hand en ”pappersmarknad”; en mycket liten andel av de futures-kontrakt som sluts leder till fysiska leveranser av olja. Enligt vissa uppskattningar rör det sig om 5–10 procent av kontrakten. Samtidigt är volymen mycket stor – uppskattningsvis av samma storleksordning som den totala världshandeln med olja.

En mer sofistikerad variant av futures-kontrakt representeras av s. k. *optioner*. Även denna marknad har anor – optioner har sedan länge funnits på t. ex. spannmålsmarknaderna och under senare år har optioner bl. a. fått en stor betydelse inom penningmarknaden, i handeln med värdepapper.

En köpoption är en rättighet – men inte en förpliktelse – att köpa en viss kvantitet av en vara till ett visst pris vid en viss tidpunkt. Säljoptionen innebär motsvarande rätt till försäljning. Optionshandeln representerar därmed en mer renodlad form av handel med riskerna ”i sig” än futures-kontrakt. Gemensamt för de båda är dock att de i första hand fungerar som finansiella marknader och att handeln på dessa marknader har ett stort spekulativt inslag. Det diskuteras ofta vilken relation som finns mellan prisbildningen på ”pappersmarknaden” och den ”fysiska marknaden”. I

stor utsträckning är det samma aktörer som verkar på de båda marknaderna. Men samtidigt innehåller "pappersmarknaden" också betydande inslag av ren spekulation. Under alla förhållanden representerar terminsmarknader för olja – liksom för andra produkter – en snabbt växande verksamhet.

3.4 Det framtida oljepriset

Få frågor i modern tid har varit föremål för en sådan uppmärksamhet som det framtida oljepriset. Det är naturligt i ljuset av oljans roll för både energiförsörjningen och världsekonomin. Men samtidigt bestäms framtidens oljepris av en sådan mängd faktorer att varje prognos måste bli mycket spekulativ.

Vad kan man då säga om det framtida oljepriset? Ovan har beskrivits den roll som OPEC – och i synnerhet Saudi-Arabien – spelar för oljepriset. Även om andra oljeproducenter tillfälligt kan påverka priset så är det ingen tvekan om att pris- och produktionspolitiken framför allt i Mellanöstern på lång sikt kommer att bestämma oljepriset.

Historien är den enda källa som finns för att göra prognoser. Det som har hänt sedan 1970-talets oljekriser kan, med grova penseldrag, utmålats på ungefär följande sätt:

- Energiförbrukningens tillväxt har mattats av – dels genom att världsekonomin tillväxt har dämpats, dels genom att betydande effektiviseringar har skett av energianvändningen,
- oljan har i viss mån trängts undan av andra energislag, framför allt kol, naturgas och kärnenergi,
- utbudet av olja från icke-OPEC-länder ("Nopec") har ökat på OPEC-ländernas bekostnad. Till stor del är detta följderna av att OPEC – framför allt Saudi-Arabien – medvetet har försökt begränsa sin produktion för att hålla oljepriset uppe.

Som tidigare beskrevs finns det tecken som tyder på att OPEC-länderna nu ser sig tvungna att i viss utsträckning överge sin "högrispolitik". De oljeproducerande ländernas dilemma kan beskrivas på följande sätt.

- Ett lågt oljepris ger inte tillräckliga exportinkomster (åtminstone inte för de länder som har måttliga reserver). Å andra sidan ger det oljan möjligheter att återta en del av sina forna marknader, framför allt tjockoljemarknaden, där kol och naturgas är huvudkonkurrenterna. Ett lågt oljepris minskar också viljan att prospektera och investera i nya fyndigheter, varigenom OPEC-länderna på längre sikt skulle kunna återta en del av sina tidigare marknadsandelar.
- Ett "för högt" oljepris har naturligtvis motsatta egenskaper; det ger på kort sikt högre exportintäkter men medför också att intresset ökar för energihushållning, för andra alternativ och för utvinning i nya fält.

Det är alltså en relativt smal spång som OPEC-länderna balanserar på; på ömse sidor om "det rätta priset" lurar faror. Många bedömare anser i

dag att – bl. a. med hänsyn till det överutbud som råder på alla energimarknader – oljan under den kommande tioårsperioden endast kommer att stiga svagt i pris. En vanlig gissning är ett pris mellan \$ 15 och \$ 20 per fat.

Det finns som nämnts många osäkerheter, både politiska och tekniskt-ekonomiska. Uppenbart är t. ex. att sammanhållningen inom OPEC-länderna under de närmaste åren kommer att ha avgörande betydelse för oljepriset. Av intresse är också utvecklingen för alternativen till olja. Som har framgått ovan är huvudkonkurrenterna till olja i det globala perspektivet dels kol, dels naturgas.

Kol var fram till tiden efter andra världskriget världens största energikälla. I dag intar kolet andraplatsen efter oljan. Till följd av prisstegringarna på olja har under de senaste åren användningen av kol ökat kraftigt. Framför allt används kol för elproduktion; 70 procent av allt kol som säljs används för att producera el.

Kolreserverna är mycket stora. Vid nuvarande förbrukning beräknas koltillgångarna räcka i över 200 år. Kolet är också mer geografiskt spritt än olja. De största påvisade tillgångarna finns i USA och Sovjetunionen, men även andra länder som Västtyskland, Sydafrika, Australien och Polen förfogar över stora tillgångar.

En viktig skillnad i fråga om användningen av olja resp kol är att kol i allmänhet – åtminstone hittills – förbrukas i samma region eller land där det utvinns. År 1985 gick exempelvis ca hälften av all olja som såldes i internationell handel. Motsvarande siffra för kol var ca 7 procent. Under senare år har dock en viss tendens till större internationellt handelsutbyte börjat märkas på kolområdet.

Priset på kol har tenderat att följa oljepriset – framför allt genom att kol konkurrerar med främst tjockolja för elproduktion. När oljepriserna var som högst i slutet av 1970-talet hade dock kolet klara konkurrensfördelar i fråga om priset.

I likhet med vad som gäller för olja råder för närvarande överutbud på kol. En viktig skillnad är däremot att risken för kartellbildning inom kolområdet är liten; därtill är kolproduktionen alltför decentraliserad.

Kolet har vissa konkurrensnackdelar jämfört med olja. Det kräver en dyrare kapitalutrustning för omvandling till el eller värme, det är relativt dyrare att transportera och miljöeffekterna är – med konventionell teknik – svårare att bemästra. Marginalerna är också mindre när det gäller utvinning av kol. Medan huvuddelen av oljeutvinningen i Mellanöstern sker till kostnader kring \$ 2–3 per fat, så är kostnaden för utvinning av motsvarande mängd (uttryckt i energiinnehåll) kol ca \$ 10–20.

Sammanfattningsvis bestäms kolets framtid i stor utsträckning av utvecklingen på oljeområdet. Som framgick ovan pekar dock många prognoser i dag på en successivt ökande andel kol.

Naturgas

Naturgasen är världens tredje största energikälla – mätt i konsumerad mängd – efter olja och kol. År 1985 svarade naturgas för ca 20 procent av den försålda mängden primärenergi.

Naturgastillgångarna är stora; i slutet av år 1985 uppskattades de påvisade reserverna till nära 100 000 miljarder m³ (motsvarande ca 100 miljarder m³ olja). Till skillnad från olje- och kolreserverna har naturgasreserverna ökat mycket snabbt under senare år. Hälften av de nu kända reserverna har upptäckts under de senaste 10 åren.

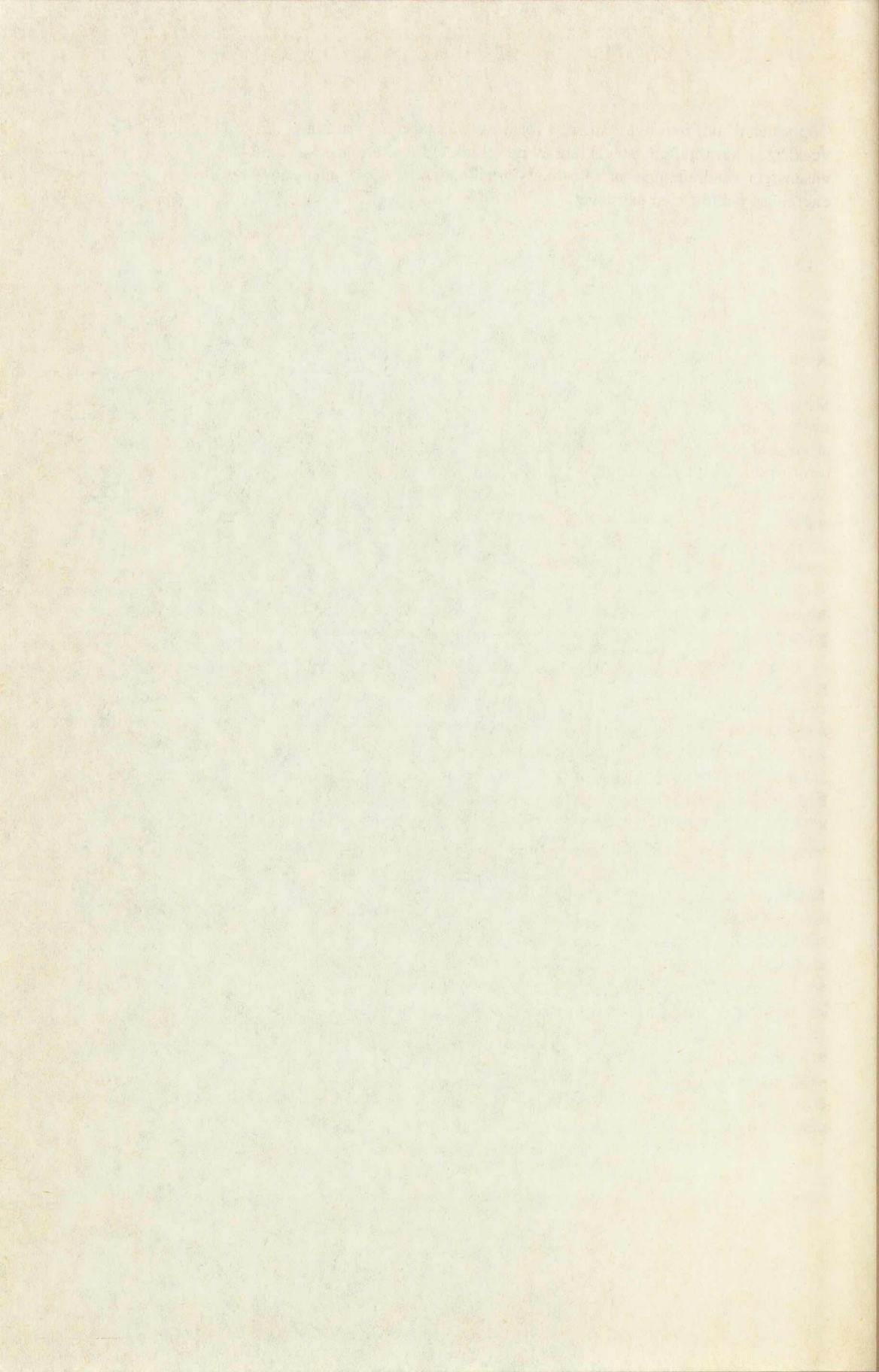
Karaktéristiskt för naturgas har – i likhet med kol – varit att den har använts nära källan. Det är först under 1970-talet som naturgasen har fått en mer allmän spridning och transporteras över stora avstånd, exempelvis genom det europeiska naturgasnätet. De överlägset största konsumentländerna är USA och Sovjetunionen. Dessa två svarade år 1985 för ca 60 procent av världens totala konsumtion. I Västeuropa har användningen av naturgas ökat snabbt under senare år – framför allt i Storbritannien och Västtyskland, men även i andra västeuropeiska länder.

Naturgas används för uppvärmningsändamål, inom industrin för processändamål samt för elproduktion. Dess stora konkurrensfördel är miljövänligheten; förbränning av naturgas ger upphov till en betydligt mindre mängd svavel- och kväveoxider än olja eller kol per producerad enhet energi. På minussidan finns framför allt den infrastruktur i form av rörledningar, mottagningsstationer etc som naturgasen kräver. I likhet med vad som gäller för t. ex. fjärrvärme kräver införandet av naturgas en tillräcklig mängd abonnenter för att kapitalkostnaderna skall kunna balanseras.

Priser och kontraktsvillkor varierar i hög grad på den internationella naturgasmarknaden och det går därför inte, till skillnad från vad som gäller för oljemarknaden, att tala om ett världsmarknadspris på gas. De flesta kontrakt som har slutits under senare år har dock på ett eller annat sätt knutits till oljepriset. Förutsättningarna för att en mer enhetlig gasmarknad skall uppstå är också begränsade, eftersom andelen gas i internationell handel är liten och antalet köpare och säljare är få. Transportkostnaderna för naturgasen är höga och varje naturgaskontrakt innebär mycket långsiktiga åtaganden för både säljare och köpare.

Sammanfattningsvis kan man konstatera att olja, kol och naturgas under en överskådlig framtid kommer att vara de dominerande kommersiella energislagen. Som framgått av ovanstående resonemang, är det i stor utsträckning oljepriset som styr priset på de andra energislagen. I vilken mån oljan kommer att tappa ytterligare fotfäste blir ytterst en fråga om de oljeproducerande ländernas prispolitik. Frågan är vilket förtroendekapital ett decenniums turbulens på oljemarknaden har förbrukat. Mycket talar dock i dag för att resten av detta sekel kommer att präglas av en lugnare utveckling, även om tillfälliga prisfluktuationer är sannolika. Investeringarna i energisystemet har varit stora under de senaste 10 åren. Därmed kommer en stor del av nuvarande mönster för energianvändningen att vara

”uppbundet” om inte nya tecken, i form av en snabb internationell avveckling av kärnkraften, utveckling av ny teknik etc, varaktigt pekar mot väsentligt förändrade pris- och kostnadsförhållanden för något eller några energislag, jämfört med dagsläget.



4 Den svenska oljemarknaden

4.1 Energiförbehovet

Under efterkrigstiden fram till mitten av 1970-talet ökade användningen av energi snabbt i Sverige. Mellan 1945 och 1975 ökade den s.k. slutliga användningen av energi (dvs den energi som levereras till de slutliga förbrukarna) med i genomsnitt 4,5 procent per år, vilket innebar en total ökning med nära 300 procent. Orsaker till ökningen var bl. a. industriproduktionens snabba ökning, inriktningen på energikrävande industrier såsom träförädlingsindustri och järn- och stålindustri, en kraftigt höjd bostadsstandard och ett snabbt ökat transportarbete.

Det enskilda energislag som bidrog mest till den snabba ökningen av energianvändningen var oljan. Från att år 1945 ha svarat för drygt 30 procent av den totala energitillförseln stod olja år 1975 för nära 70 procent. Toppnoteringen nåddes år 1970, då oljans andel var över 75 procent.¹

Bakom oljans snabba frammarsch fanns två huvudfaktorer. Dels var oljan bekvämare att transportera och handskas med än kol och koks, som var de förhärskande bränslena vid krigsslutet, dels var oljan billig.

Prisutvecklingen på lätt eldningsolja och konsumentprisindex för perioden 1949–75 framgår av figur 4.1.

Som framgår av bilden sjönk relativpriset på olja kontinuerligt fram till det första oljeembargot år 1973/74. Mot den bakgrunden är det lätt att förstå att oljeanvändningen ökade snabbt. Såväl i Västeuropa som i Nordamerika har det låga priset och den goda tillgången på olja varit en avgörande förutsättning för den snabba ekonomiska tillväxt som har skett under efterkrigstiden.

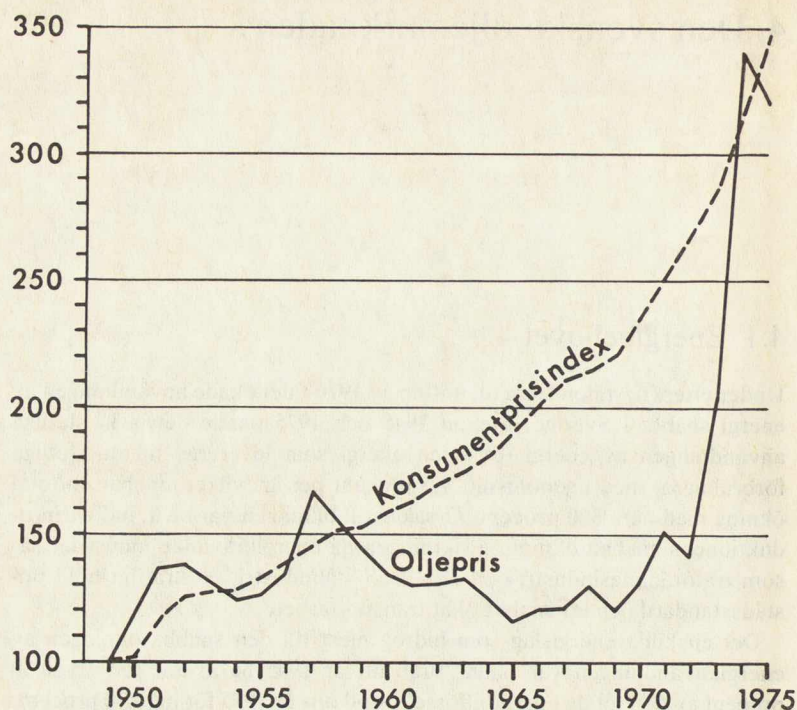
I mitten av 1970-talet bröts emellertid den fallande pristrenden. Orsakerna har berörts i tidigare kapitel. I Sverige, liksom i omvärlden, förde det högre oljepriset med sig stora investeringar som syftade till dels att använda energin effektivare ("energiushållning"), dels att ersätta olja med andra energislag.

I mitten av 1970-talet antogs för första gången ett samlat energipolitiskt program i Sverige (prop 1975: 30, NU 30, rskr 202). Programmet inriktades starkt på hushållning med energi och en medveten planering för inte bara (som tidigare) tillförseln utan även användningen av energi.

För att åstadkomma en sänkning av energikonsumtionens ökningstakt vidtogs en rad åtgärder i form av inrättande av statligt stöd för energihushållning och oljeersättning, informations- och utbildningsprogram, lagstift-

¹ Det bör noteras att den metod som används i Sverige för att beräkna oljeberoendet avviker från t. ex. OECDs metod. Skillnaden gäller sättet att beräkna primärenergi-behovet för elproduktion. I Sverige, där vattenkraften traditionellt har varit det viktigaste kraftslaget redovisar man helt enkelt bruttoproduktionen i kraftverken, medan man i internationella sammanhang – där andelen s. k. kondenskraft är högre – räknar om den producerade elen med hänsyn till den bränslemängd som skulle krävas för att producera elen. Med den internationella metoden var Sveriges oljeberoende år 1985 ca 30 %, jämfört med de ca 50 % som "den svenska metoden" ger.

Figur 4.1 Konsumentprisindex och prisutveckling på lätt eldningsolja i Sverige 1949–1975 (1949=100)



Källa: SPK och SCB

ning (skärpta krav på energihushållning vid nybyggnad, möjligheter att ställa villkor om energieffektivitet vid ny- eller tillbyggnad av energikrävande industri etc), forsknings- och utvecklingsprogram etc.

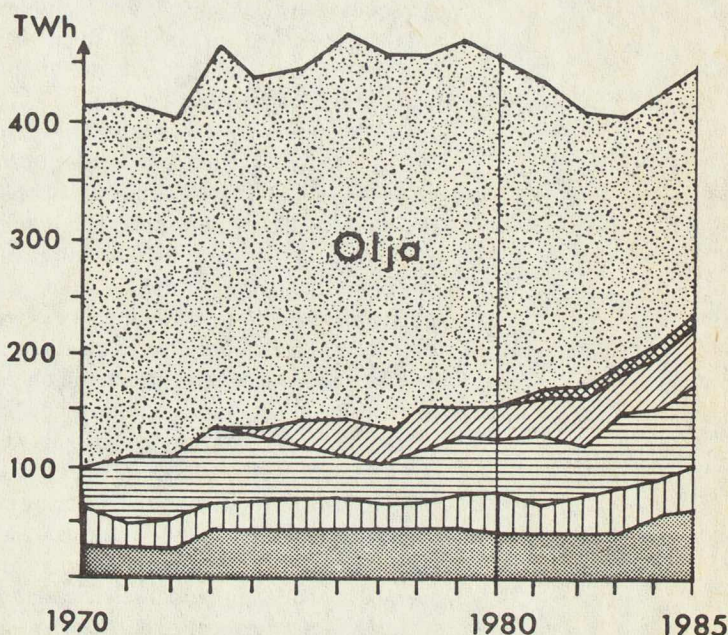
Till följd av prisutvecklingen på olja, en svagare ekonomisk tillväxt än tidigare (vilket delvis hade sin orsak i oljeprisstegringarna) och de statliga åtgärderna, började användningen av energi att minska. Den s. k. slutliga användningen av energi minskade mellan åren 1979 och 1984 med sammanlagt ca 15 procent. År 1985 skedde dock en viss ökning, bl. a. till följd av en osedvanligt sträng vinter.

Den snabbaste minskningen skedde naturligt nog för oljeprodukter. Från att år 1979 ha svarat för nära 70 procent av den samlade energitillförseln var oljans andel år 1985 ca 48 procent. Detta illustreras i figur 4.2.

Vad kan då sägas om den framtida energianvändningen? Allmänt sett är det en komplicerad uppgift att göra prognoser över det framtida energibehovet. Det faller också utanför ramen för denna studie att utarbeta en sådan prognos. Man kan dock konstatera att den framtida nivån för energianvändningen och oljeanvändningen bestäms av flera var för sig osäkra faktorer. De viktigaste torde vara

- oljepriset,
- den ekonomiska tillväxten,
- i vilken takt kärnkraftverken ställs av.

Figur 4.2 Sveriges energitillförsel 1970–1985



Källa: Statens energiverk

Hur oljepriset kan väntas utveckla sig har diskuterats i tidigare avsnitt (kapitel 3). Slutsatsen blev att oljepriset kan förväntas bli relativt lågt under de kommande åren, även om osäkerheten är stor.

Vilka effekter kan ett lågt oljepris väntas få på oljeanvändningen? De flesta bedömare är i dag eniga om att användningen av olja kommer att fortsätta minska under de kommande åren även vid ett lågt oljepris. Det beror framför allt på att omfattande investeringar har gjorts för att spara energi och ersätta olja. Även vid ett lågt oljepris kommer gjorda investeringar således att utnyttjas. Många investeringsprojekt har dessutom påbörjats men ännu inte satts i drift; det gäller t. ex. pannor för kol, torv och flis i värmeverk, stora värmepumpar och elvärmeinstallationer. När dessa väl kommer i drift medför de en minskning av oljeanvändningen.

Statens energiverk har analyserat de kvantitativa effekterna på oljeanvändningen vid olika nivåer på oljepriset². Enligt energiverket blir minskningen långsammare vid ett lågt oljepris än vid ett högt; vid ett råoljepris av \$ 15 per fat beräknas oljeförbrukningen år 1990 minska med 1,5 milj. ton,

² Låga oljepriser. Statens energiverk 1986: 22.

jämfört med 1985 års nivå. Vid ett oljepris av \$ 23 per fat beräknas minskningen bli 3,5 milj. ton.

De två andra faktorer som nämnts ovan – den ekonomiska tillväxten och takten i kärnkraftsavvecklingen – diskuteras i en annan rapport från statens energiverk – "Förtida avveckling av kärnkraften i Sverige". Rapporten är en sammanställning av det material som verket har utarbetat till den expertgrupp som är knuten till Energirådet.

Verket utgår i sin analys ifrån ett referensalternativ som innebär att nuvarande avvecklingsplan för kärnkraften bibehålls. Det innebär att den sista reaktorn skall vara ur drift senast år 2010. Mot detta referensalternativ ställs olika alternativ där kärnkraften avvecklas snabbare och konsekvenserna i olika avseenden jämförs.

När det gäller *den ekonomiska tillväxten* utgår verket ifrån en genomsnittlig årlig tillväxt inom industrisektorn med 2,7 procent för perioden 1986–96. Mot referensalternativet har ställts ett alternativ där kärnkraften avvecklas under en 10-årsperiod fram till år 1997. Enligt de kalkyler som presenteras skulle detta leda till ett genomsnittligt konsumtionsbortfall i storleksordningen 8–10 miljarder kr per år. Uttryckt i årlig tillväxttakt motsvarar detta en minskning med i genomsnitt 0,2 procentenheter, jämfört med referensalternativet. Om avvecklingen av kärnkraften skulle ske snabbare skulle sannolikt effekterna bli mer dramatiska. Energiverket har emellertid avstått från att göra modellkalkyler för en sådan situation, eftersom man bedömer att sådana kalkyler inte kan ge en rättvisande bild av förloppet.

Effekterna på försörjningsbalansen av en snabbare kärnkraftsavveckling bedöms således bli måttliga (förutsatt att avvecklingen inte sker inom loppet av några få år). Detsamma kan sägas om utvecklingen för enskilda energikrävande industribranscher såsom pappers- och massaindustrin respektive metallverk enligt de kalkyler som energiverket redovisar. Där emot kan effekterna på realinkomsternas fördelning bli betydande. Storförbrukare av elenergi kommer således att få vidkännas avsevärda kostnadsökningar medan t. ex. elproducenter med en stor andel vattenkraft kommer att få stora inkomstökningar.

Den takt i vilken kärnkraftverken ställs av har emellertid betydelse inte bara för den ekonomiska tillväxten utan också för hur energibehovet fördelar sig på olika energislag. Av intresse i föreliggande studie är framför allt effekterna på oljekonsumtionen.

En stor del av energiverkets rapport ägnas åt frågan hur energitillförseln ändras vid en tidigare avveckling av kärnkraften. Verkets slutsats är att de största förändringarna – jämfört med referensalternativet – kommer att ske när det gäller elproduktionen. År 1985 användes olja motsvarande totalt 4,5 TWh för elproduktion. I referensalternativet antas denna siffra minska till ca 3,5 TWh fram till år 1997. Om kärnkraften avvecklas under perioden väntas i stället en ökning av oljeanvändningen för elproduktion till 16 TWh år 1997, dvs. en ökning med 12,5 TWh (ca 1,3 milj. ton olja) jämfört med referensalternativet.

Den andra samhällssektor som bedöms få en större oljeanvändning (eller

snarare en mindre minskning, jämfört med referensalternativet) är uppvärmningssektorn. Framför allt gäller det enskild uppvärmning, men även fjärrvärmeproduktionen väntas komma att påverkas. Således förutser verket att oljeanvändningen för enskild uppvärmning ökar markant, på bekostnad av elvärmen. Jämfört med referensalternativet bedömer verket att oljeanvändningen för detta ändamål kommer att bli ca 4 TWh högre. Därtill kommer en ökad oljeanvändning för fjärrvärmeproduktion med motsvarande ca 1 TWh. För övriga samhällssektorer (industri och samfärdsel) förutser verket endast marginella förändringar.

Sammantaget räknar energiverket således med att – i det fall kärnkraften avvecklas under en 10-årsperiod – oljeanvändningen blir ca 18 TWh (1,8 milj. ton) högre, jämfört med referensalternativet. I första hand är det användningen av tjock eldningsolja som väntas öka. Jämfört med dagsläget innebär den skisserade utvecklingen likväl en minskning av oljeanvändningen – från 209 TWh år 1985 till 204 TWh år 1997.

4.2 Oljetillförseln

Sedan 1970-talets början har den svenska oljemarknaden – i likhet med omvärlden – genomgått genomgripande förändringar. En första viktig förändring gäller de länderområden från vilka Sverige importerar olja. I början av 1970-talet svarade länderna i Mellanöstern för den helt dominerande delen av vår oljeimport. Utvecklingen under perioden 1975–85 framgår av tabell 4.1.

I takt med att produktionen i Nordsjön har ökat har en allt större del av det svenska oljebehovet kommit att hämtas därifrån. Det finns flera förklaringar till detta. Förutom att transportkostnaderna blir lägre är också nordsjöoljan bättre anpassad till den svenska marknadens efterfrågan än t. ex. oljan från Mellanöstern. Dels ger den i genomsnitt ett högre utbyte av lätta produkter såsom bensin, nafta m m. Dels har den lägre svavelhalt, vilket är en fördel med hänsyn till de svenska miljökraven. Dessa frågor diskuteras utförligare i kapitel 5.

Ökningen av oljeimporten från Nordsjön har sin spegelbild i importen

Tabell 4.1 Införsel av råolja till Sverige 1975–1985, fördelad på områden (procentuella andelar)

Ursprung/År	1975	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Nordsjön	5	20	28	46	65	78	71
Sovjetunionen	–	3	3	8	11	7	7
Mellanöstern	66	57	52	20	5	2	2
Afrika	22	16	10	21	12	6	11
Sydamerika	7	4	6	5	6	7	8
Övriga	–	–	1	–	1	–	1

Källa: Svenska Petroleum Institutet.

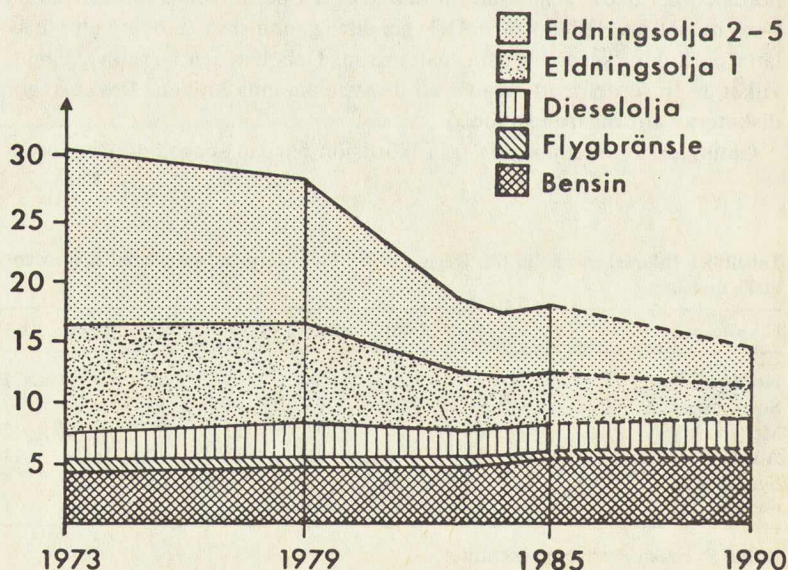
från Mellanöstern; i dag hämtas bara någon eller några procent av det svenska oljebehovet från länderna kring Persiska viken.

En annan viktig förändring gäller den totala oljekonsumtionen. År 1973 – före det första oljeembargot – användes drygt 30 milj. m³ oljeprodukter i Sverige. År 1985 var motsvarande siffra ca 18,8 milj. m³, en minskning med 38 procent. Till år 1990 förutses en ytterligare minskning till ca 15 milj. m³, dvs. hälften av 1973 års nivå.

Bakom dessa starkt aggregerade uppgifter döljer sig emellertid väsentligt skilda utvecklingar när det gäller enskilda produkter. Den största minskningen har skett när det gäller tunga eldningsoljor, som används i t. ex. värmeverk och processindustri. Konsumtionen av tung eldningsolja (eldningsolja II–IV) minskade således från 11,6 milj. m³ år 1973 till 5,9 milj. m³ år 1985, en minskning med 57 procent. Minskningen väntas fortsätta allt eftersom bl. a. de satsningar på nya energikällor som har gjorts inom t. ex. fjärrvärmeproduktionen – torv- och fliseldade pannor, värmepumpar etc – börjar ge resultat. För år 1990 förutser t. ex. statens energiverk en total tjockolje användning om 3,5 milj. m³, vilket motsvarar ungefär fjärdedelen av 1973 års nivå.

För lätta eldningsoljor är bilden likartad, om än inte lika dramatisk. 1985 års konsumtion var således ungefär hälften av 1973 års toppnotering om drygt 9 milj. m³, och även här väntas nedgången fortsätta. Energiverkets 1990-års nivå är ungefär tredjedelen av 1973 års, eller 3 milj. m³. Här är det i första hand oljan för byggnadsuppvärmning – i enskilda byggnader och mindre grupper – som har fått stryka på foten. Oljepannorna har ersatts eller stängts av för att användas som reserv och för toppbelastning. Till det kommer att betydande mängder energi har sparats in under den senaste tioårsperioden. Exempelvis anger statens råd för byggnadsforskning

Figur 4.3 Användningen av oljeprodukter i Sverige 1973–1985 samt prognos för år 1990 (miljoner kubikmeter)



Källa: Statens energiverk

(BFR) i sin rapport "Energi - 85" att energianvändningen i bebyggelsen år 1983 var ca 17 procent lägre, jämfört med år 1978.

De prognoser för den framtida användningen av eldningsolja som finns att tillgå bör dock tolkas med viss försiktighet. Även om energianvändningen för uppvärmningsändamål i hög utsträckning är bunden till kapitalutrustningen i form av pannor m.m. och därför knappast påverkas av kortvariga prisfluktuationer mellan olika energislag, så har likväl en stor del av konverteringarna skett med hjälp av utrustning, som i större eller mindre grad är omställbar. Om oljepriset skulle bli väsentligt lägre än alternativet så kan åtminstone en del av oljans forna glans återupprättas.

En annan viktig faktor är att priserna på konkurrerande energislag i stor utsträckning följer oljepriserna, såväl uppåt som nedåt. Vilken roll oljan fortsättningsvis kommer att spela bestäms således inte enbart av oljans absoluta pris utan kanske framför allt av dess relativa pris. I detta sammanhang kan man konstatera att marginalerna vid kolbrytning är väsentligt lägre än vid oljeutvinning. Därför kommer sannolikt inte kolpriserna att kunna sänkas fullt ut i proportion till oljepriserna. Även när det gäller naturgasen kommer sannolikt priserna att sjunka vid fortsatt låga oljepriser. Men även här är marginalerna små, inte minst därför att betydande investeringar har gjorts i rörledningar under senare år.

Av betydelse för konkurrensen mellan den tjocka eldningsoljan och dess alternativ - kol och naturgas - är också skatterelationerna. Nuvarande principer för energibeskattningen, som beslutades av riksdagen på hösten 1983, innebär att skatten på såväl kol som naturgas är lägre än skatten på olja, räknat per energienhet. Vidare innebär principerna att energibeskattningen "vid behov" skall användas för att åstadkomma realprisstegringar på olja. Ett uttryck för detta är de skattehöjningar som trädde i kraft den 1 januari 1987 (en höjning av oljeskatten med ca 200 kr per m³). I samband därmed höjdes emellertid också skatten på kol, och dessutom proportionellt mer. Med sjunkande oljepriser och höjda skatter kommer principerna för energibeskattnings, och framför allt deras tillämpning, otvivelaktigt att få en stor betydelse för konsumtionsutvecklingen mellan olika energikällor. För prognosmakaren är problemet närmast att bedöma om skattepolitiken är svårare att förutse än oljeproducenternas prispolitik eller vice versa. För närvarande pågår en översyn av principerna för energibeskattnings. Huruvida synen på oljans roll kommer att ändras till följd av Tjernobylyolucky och dess konsekvenser för utnyttjandet av kärnkraften är likaledes en svårprognostiserad variabel.

Om således konsumtionen av eldningsolja har gått ned och rimligen kan väntas fortsätta att göra det så är läget ett annat när det gäller drivmedel (bensin och dieselolja). Jämfört med läget före det första oljeembargot år 1973 är konsumtionen av bensin högre i dag. Förklaringen är helt enkelt att det saknas konkurrenskraftiga alternativ. Även om diskussioner förs om att helt eller delvis ersätta bensin med motoralkoholer (metanol eller etanol) så är det uppenbart att någon reell konkurrent till oljeprodukter som drivmedel inte kommer att finnas på den svenska marknaden - eller på världsmarknaden - på denna sida sekelskiftet. Priskänsligheten för

drivmedel blir därmed ganska låg. Även stora prishöjningar – orsakade av högre produktpriser eller högre skatter – får relativt små effekter på konsumtionen. Transportarbetet är också – vilket i viss mån är en skillnad mot uppvärmningssektorn – starkt positivt korrelerat till ekonomiska tillväxtvariabler som industriproduktionen och den privata konsumtionen. Åtminstone när det gäller bensin spår de flesta bedömare därför en hög, i allmänhet svagt ökande efterfrågan.

När det gäller diesel är situationen aningen mer komplicerad. Dieselolja används framför allt i tyngre transportfordon (bussar och lastbilar), men också för personbilsdrift. När det gäller den tunga trafiken kommer diesel med stor säkerhet att vara det dominerande drivmedlet under överskådlig framtid. När det däremot gäller diesel för personbilsdrift är läget annorlunda.

Medan andra länder – t. ex. Danmark – medvetet favoriserat diesel-drivna bilar, bl. a. med hänvisning till deras högre effektivitet och framför allt bättre miljöegenskaper (mindre utsläpp av bly m m), så är den svenska principen tvåfaldig. Den *trafikpolitiskt* motiverade andelen av beskattningen innebär att skatten skall vara lika stor per kilometer för ett visst fordon, oavsett vilket drivmedel som används. Däremot kan skatten vara – och är – differentierad mellan olika fordonstyper beroende på om de samhälls-ekonomiska marginalkostnaderna är olika. Det *energipolitiska* syftet med beskattningen innebär att skatten skall stimulera till energihushållning. Det innebär i sin tur att den energipolitiskt motiverade beskattningen skall vara lika stor per energienhet, oavsett vilket drivmedel som används.

Tillsammans innebär dessa två principer att det råder skattemässig neutralitet mellan diesel- och bensindrivna personbilar. Den totala kostnaden per kilometer har emellertid under senare år varit högre för dieselbilar än för bensinbilar. Det har flera orsaker. Dels är dieselbilar regelmässigt något dyrare i inköp, dels är konkurrensen på dieselmarknaden inte lika uttalad som på bensinmarknaden – det råder inga "dieselprikrig". Även här är det svårt att sia om framtiden; det förefaller rimligt att tro att bensinbilarna under överskådlig framtid kommer att behålla sin dominans bland personbilar. I och med introduktionen av blyfri bensin och katalytisk avgasrening kommer knappast miljöskäl heller att kunna anföras som ett skäl att premiера dieseldrivna bilar.

Användningen av dieselolja uppgick år 1985 till drygt 2,5 milj. m³. Enligt energiverkets prognos kan användningen komma att vara i stort sett oförändrad fram till år 1990.

Användningen av *flygbränsle* har uppvisat relativt små variationer under de senaste 15 åren. Bakom denna utveckling ligger en kombination av ett ökat transportarbete och väsentliga effektiviseringar i fråga om flygplansutveckling – motorer, aerodynamik och kapacitetsutnyttjande, logistik etc. År 1985 var användningen av flygbränsle ca 700 000 m³. Till 1990 spår energiverket en ökning till 800 000 m³.

När det gäller övriga produkter – nafta, specialoljor m. m. – är de försålda volymerna ganska små, sett i ett totalt perspektiv. Det hindrar inte att dessa produkter kan ge väsentliga bidrag till lönsamheten för oljeföretagen och i någon utsträckning påverka konkurrensen dem emellan.

4.3 De svenska oljebolagen

4.3.1 Företagen

Åtta företag svarande år 1985 för den helt dominerande försäljningen av oljeprodukter – Svenska BP AB (BP), Du Pont Scandinavia AB (ARA/JET), Kuwait Petroleum Svenska AB (KPS), Norsk Hydro (Hydro), Svenska Shell AB (Shell), OK Petroleum AB (OKP), Svenska Statoil AB (Statoil) samt Texaco Oil AB (Texaco).

Sammanlagt svarade dessa företag för mer än 95 procent av landets totala leveranser av både motorbensin och dieselbränsolja till återförsäljare och konsumenter. Huvuddelen av dessa drivmedel distribuerades via företagens stationsnät.

Av de totala leveranserna av tunn eldningsolja svarade företagen för drygt 90 procent.

När det gäller eldningsoljor sker en betydligt större del av importen direkt av konsumenter såsom värmeverk, industriföretag m.fl. De åtta företagen svarande år 1985 för ca 56 procent av leveranserna av tjocka eldningsoljor (eldningsolja II–V). Dessutom sålde de även andra oljeprodukter, t. ex. smörjmedel och flygbränslen.

Ägarförhållanden

Delvis olika motiv och strategier ligger bakom de olika företagens agerande på den svenska marknaden. En lämplig utgångspunkt för en analys av den framtida svenska oljeindustrin är *ägarförhållandena*. Under senare år har betydande ändringar skett i detta avseende.

Under år 1981 övertog *Shell* AB Nynäs Petroleums försäljning av motorbensin och eldningsoljor. *Shell* ingår i den europeiska *Shell*-gruppen, som till 60 procent är holländskägd och till 40 procent brittisktägd. *Shell* har under senare år även genomfört förvärv av ett antal mindre oljeföretag. *Shell* har egen raffinaderikapacitet i landet.

Under 1985 har det av den norska staten ägda *Statoil* förvärvat *Esso* Invest AB med bl. a. oljeföretaget Svenska *Esso* AB som helägt dotterbolag. *Esso* ägdes tidigare helt av *Exxon Corporation* (USA).

Vidare har *Gulf Oil Corporation* (USA) lämnat den svenska marknaden genom att Svenska *Gulf Oil* AB förvärvats av *KPS* under 1983. *KPS* ägs av staten Kuwait, som också har köpt flera andra europeiska *Gulf*-företag.

Även *Mobil Petroleum Company Inc*, New York (USA) har lämnat den svenska marknaden för bensin och eldningsoljor genom att *Mobil Oil* AB Sweden försålts till *ARA/JET* och *Hydro*. *Mobil Oils* verksamhet i Sverige begränsar sig därefter till produktion och marknadsföring av smörjmedel. Under 1984 uppgick *Mobil Oils* marknadsandelar till ca 5 procent för bensin, ca 1 procent vardera för diesel och lätt eldningsolja medan tjockoljeförsäljningen var försumbar. *ARA/JET* förvärvade eldningsoljerörelsen medan *Hydro* förvärvade bensinstationsrörelsen. *Hydro*koncernen ägs till 51 procent av den norska staten. *Hydro* har också köpt hälften av *OKPs* raffinaderikapacitet i Scanraff.

Svenska Petroleum AB (SP) förvärvade den 1 mars 1984 Svenska Fina AB. SP var ett av svenska staten helägt oljeföretag med egen raffinaderikapacitet i BP-raffinaderiet och Scanraff. Svenska Fina AB var ett helägt dotterbolag till det belgiska oljeföretaget Petrofina Société Anonyme (Petrofina). Svenska Fina hade 1983 ca 2 procent av bensinmarknaden, ca 3 procent av dieselmaknaden, ca 4 procent av marknaden för eldningsolja I och ca 2 procent av marknaden för övriga eldningsoljor.

I slutet av 1985 meddelades att Kooperativa Oljekonsumenternas Förbund fusionerats med statligt ägda SP under det nya namnet *OK Petroleum AB (OKP)*. OKP har egen raffinaderikapacitet i Scanraff och är hälftendelägare i en katalytisk krackeranläggning.

OKP ägs till 51 procent av de lokala och regionala OK-föreningarna och övriga OK-medlemmar. Resterande ägarandelar fördelas på svenska staten med 32 procent och det av finska staten ägda Neste med 17 procent. OKP är därmed landets största oljeföretag med omkring en femtedel av den svenska marknaden för bensin och eldningsoljor.

Även om oljeföretagen i huvudsak konkurrerar på samma delmarknader finns det vissa skillnader i strategier och affärsidéer.

Shell, *BP* och *Texaco* är världsomspännande företag med verksamhet inom alla delar av oljeområdet. De har också ett långvarigt förflutet på den svenska marknaden. Exempelvis firar svenska Shell 75-årsjubileum år 1987. Gemensamt för dessa företag är att de tidigare har hämtat sin råolja från egna källor i mellanöstern (Shell från bl. a. Iran och Kuwait, BP i första hand från Iran men också från Kuwait och Förenade Arabemiraten (UAE), Texaco från Saudi-Arabien och Iran). I och med 1970-talets nationaliseringar har dessa företag mist sina ursprungliga råoljebaser och tvingats söka nya källor, exempelvis i Nordsjön, Sydamerika, Alaska m. m. Samtliga tre företag är helt vertikalt integrerade; de har egna oljekällor – för svenskt vidkommande framför allt i Nordsjön – och egen raffinaderikapacitet och marknadsorganisation i Sverige. Även om lönsamheten såväl i Sverige som internationellt på senare år har varit svag på oljemaknaden, så kan dessa företag karaktäriseras som finansiellt starka. De besitter också den styrka som ligger i att ha ett multinationellt moderbolag i ryggen – även om delegeringen är långt driven så tillvida att de svenska dotterbolagen har ett avgörande inflytande över verksamhetens inriktning. Generellt kan man möjligen beskriva affärsidén för dessa företag som att bevara och stärka sin redan inflytelserika position på den svenska marknaden. De tre företagen är aktiva på alla delar av den svenska oljemaknaden, även om marknadsandelar och "nischer" i viss mån skiljer sig åt. Detta diskuteras nedan.

Kuwait Petroleum Corporation bildades år 1980 som en följd av 1970-talets nationaliseringar av de inhemska oljekällorna. Företaget, som är helägt av den kuwaitiska staten, omfattar hela kedjan från prospektering och utvinning till direkt försäljning till konsument. För att minska den sårbarhet som försäljning av enbart råolja ger – bl. a. på grund av de starkt fluktuerande priserna – har bolaget köpt in förädlings- och marknadsföringskapacitet bl. a. i Europa. Under åren 1983–84 övertogs Gulfs mark-

nadsbolag i Sverige, Danmark, Benelux-länderna och Italien. I köpet ingick även raffinaderier i Holland och Danmark samt ett holländskt forsknings- och utvecklingslaboratorium. Ett särskilt bolag, Kuwait Petroleum International, bildades för att samordna verksamheten i de sex länderna. Företaget intar en viss särställning genom att det är det första företag, ägt av ett OPEC-land, som har skapat en vertikal integration på den europeiska marknaden.

Företagsförvärven är således ett sätt att vertikalt integrera företaget och skapa en säker avsättning för företagets produkter. Av företagets råoljeförsäljning hämtas 75–80 procent från Kuwait. En tredjedel av försäljningen av oljeprodukter är likaledes egenproducerade. Företagets styrka är framför allt dess goda råoljebas; Kuwait förfogar över oljetillgångar som är bland de största i världen. Affärsfilosofin är därför långsiktig – företaget strävar efter att "investera sig in" på marknaden. KPS är aktiva på praktiskt taget alla delar av oljemarknaden i Sverige – dock med undantag för tjocka oljor. Företaget är däremot betydande när det gäller bl. a. asfalt och smörjoljor.

Statoil och *Hydro* är båda nykomlingar på den svenska marknaden. Orsaken till deras intåg är uppenbar – att få avsättning för oljetillgångarna i Nordsjön. Båda företagen söker därför utöka sin vidareförädlings- och marknadskapacitet genom etableringar såväl på hemmamarknaden som i utlandet – framför allt i de andra nordiska länderna. Ägarmässigt finns det stora skillnader mellan företagen. Medan *Statoil* till 100 procent ägs av den norska staten, så är statens andel i *Hydro* bara 51 procent. *Hydro* är ett multinationellt företag som är världsledande på konstgödsel, men där bränslen, drivmedel och petrokemiska produkter har blivit en allt viktigare del. *Statoils* verksamhet är i huvudsak begränsad till de nordiska länderna. Båda företagen drivs helt kommersiellt, dvs. några särskilda "norska hänsyn" tas inte i verksamheten. De är också båda aktiva på de flesta delarna av den svenska oljemarknaden; *Hydro* satsar dock i första hand på lätta produkter, i synnerhet bensin. Till skillnad från de sedan gammalt etablerade multinationella företagen (*BP*, *Shell* och *Texaco*) har de norska företagen ett behov av att skaffa sig egna profiler, något som har tagit sig tydliga uttryck när det gäller marknadsföringen.

ARA/JET uppfattas av många som en nykomling på oljemarknaden. Det är också sant när det gäller bensinförsäljningen. Däremot har företaget gamla anor när det gäller kol, koks och eldningsolja. Företaget startades (av *A R Appelqvist*, vars initialer bildar namnet) år 1928 och handlade inledningsvis med kol och koks. Efter andra världskriget började man sälja eldningsolja, bl. a. som återförsäljare för *Koppartrans*-raffinaderiet (nuvarande *Shell*-raffinaderiet).

I slutet av 1960-talet köptes företaget upp av det amerikanska oljeföretaget *Conoco*, som behövde avsättning för gasolja (lätt eldningsolja och diesel) från sitt raffinaderi i England.

År 1982 köptes *Conoco* i sin tur av kemiföretaget *Du Pont* i en av världshistoriens största företagsaffärer. Detta fick så småningom till följd att *Du Ponts* skandinaviska dotterbolag och *ARA/JET* slogs samman.

Detta skedde år 1985, varvid ARA/JET kom att ingå som en division i Du Pont Scandinavia AB.

Redan från början satsade ARA/JET (Jet var namnet på Conocos försäljningsorganisationer i övriga Nordvästeuropa) på försäljning till småkunder såsom villaägare m. fl. – den s. k. massmarknaden. På den marknaden har företaget varit framgångsrikt. År 1985 hade ARA/JET den näst största andelen av marknaden för lätt eldningsolja efter OKP och svarade för nästan 16 procent av försäljningen.

Bensinförsäljningen är som nämnts av ganska sent datum; först år 1978 började företaget med bensinförsäljning på den svenska marknaden, genom uppköp av ett fåtal bensinstationer på västkusten. För att komma in på bensinmarknaden har företaget tillämpat en ganska extrem marknadsfilosofi: Man bygger enbart obemannade automatstationer, som dessutom uteslutade ägs av moderbolaget. Affärsidén är att genom enkla anläggningar och hög grad av automatisering – bl. a. genom datorsystem – kunna hålla kostnaderna nere. ARA/JET svarar – trots en betydande ökning av försäljningen under de senaste åren – fortfarande för en relativt blygsam del av bensinmarknaden, drygt 3 procent år 1985. Det innebär dock inte att företagets agerande saknar betydelse. Exempelvis spelade ARA/JET en viktig roll i det priskrig på bensinmarknaden som ägde rum under år 1984.

ARA/JET säljer vidare diesel, tjock eldningsolja och smörjoljor. För dessa produkter är företagets marknadsandelar relativt små – i storleksordningen 3–4 procent.

OKP intar i vissa avseenden en särställning på den svenska oljemarknaden, inte minst genom sin komplicerade ägarstruktur. I OKP finns således statliga, kooperativa och utländska intressen.

Det statliga oljebolaget Svenska Petroleum (SP) bildades år 1975. Bakgrunden till bildandet var bl. a. farhågor för att ett försörjningssystem som baserades på oljeinköp från spotmarknaden (Rotterdam) skulle komma att visa sig sårbart vid marknadsstörningar av olika slag. En huvuduppgift för bolaget var därför att åstadkomma en bredare bas för försörjningen med råolja genom direkta avtal med olika råoljeproducenter och på längre sikt även genom egen oljeutvinning. Vidare förutsattes bolaget i hög grad inrikta sig på tyngre produkter, framför allt eldningsoljor för industrin och den offentliga sektorn, trots den relativt låga lönsamhet en sådan inriktning skulle medföra. SP skulle således i första hand syssla med sådan verksamhet som kunde bidra till att öka försörjningstryggheten för oljeprodukter. Bl. a. på grund av den förändrade situationen på den internationella oljemarknaden och de förändrade ägarförhållanden som har beskrivits ovan, fick SP i samband med 1984 års oljepolitiska beslut delvis vidgade uppgifter (prop 1983/ 84:110). Det framhölls då att bolagets verksamhet även i fortsättningen borde ha en sådan struktur att det kunde bidra till landets försörjningstrygghet. Men dessutom slogs fast att SP – i samarbete med andra bolag – borde verka för att skapa en "rationell och försörjningsmässigt stabil struktur" på den svenska oljemarknaden. Samverkan med OKP framhölls särskilt i detta sammanhang. Slutligen underströks det att SP borde ha en mer affärsmässig inriktning än tidigare och bedriva verksam-

het även på andra marknader än de som ursprungligen avsågs, förutsatt att bolaget ansåg sig kunna nå lönsamhet på t. ex. drivmedelsmarknaden. (Sådan verksamhet hade för övrigt inletts redan före riksdagsbehandlingen av oljepropositionen, genom SPs förvärv av Fina i mars 1984).

OK å sin sida var och är ett kooperativt företag, vars huvudmålsättning är att tillvarata medlemmarnas ekonomiska intressen. Företaget uppvisade under 1980-talets första år avsevärda ekonomiska förluster, delvis till följd av höga finansiella kostnader. Dessa orsakades i sin tur i hög grad av företagets engagemang i raffinaderiet i Lysekil (Scanraff).

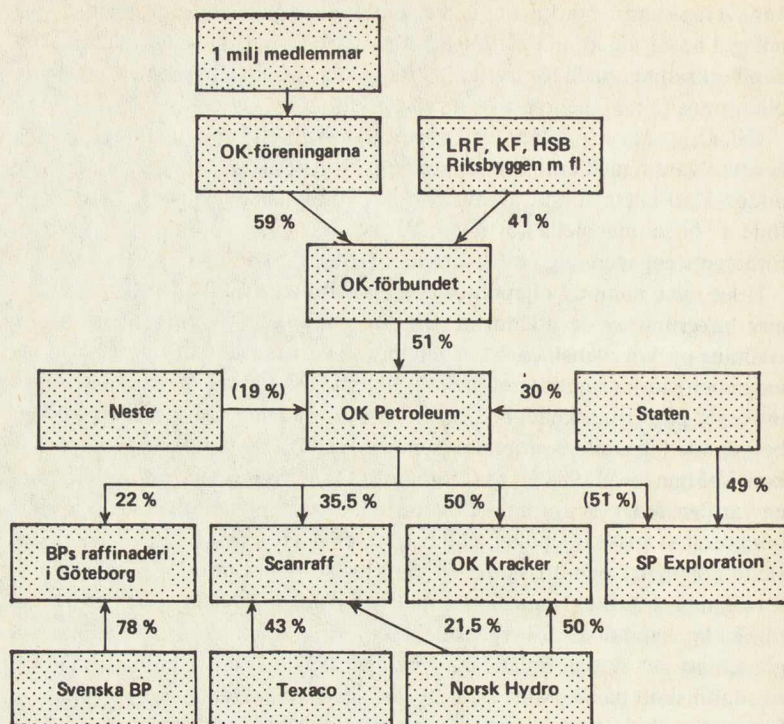
I det nyss nämnda oljepolitiska propositionen framhölls att det bl. a., mot bakgrund av de utländska och multinationella oljeföretagens starka ställning på den svenska marknaden, borde vara ett samhällsintresse att utvidga och stärka samarbetet mellan SP och OK, för att hävda det svenska intresset på oljemarknaden. Därtill kom att de båda företagen drogs med betydande lönsamhetsproblem. Som ett resultat av dessa strävanden tillkom i början av år 1986 ett nytt företag – OKP. Syftet med bolagsbildningen var flerfaldigt. Förutom det övergripande formella motivet att skapa ett integrerat svenskt oljebolag, gällde det också att minska OKs höga finansiella kostnader och att skapa en marknadsorganisation för SPs produktförsäljning. Ett direkt samgående mellan SP och OK ansågs dock inte ge en tillräcklig kapitalbas för verksamheten. En sådan har i stället skapats genom att det statiga finländska företaget Neste OY har bidragit med ett kapitaltillskott på 600 Mkr. I utbyte får Neste en ägarandel om 17 procent i företaget och desutom rätt att få leverera vissa kvantiteter oljeprodukter till OKP på marknadsmässiga villkor. Den finansiella belastning som OK hade avlastades samtidigt delvis genom att Hydro tog över 50 procent av OKs andel av Scanraff samt 50 procent av den OK tidigare helägda krackeranläggningen vid samma raffinaderi. Den ganska komplicerade ägarstrukturen i bolaget framgår av figur 4.4, som är hämtad ur tidningen Affärsvärlden.

Följden har således blivit att det numera finns ett svenskt helt integrerat oljeföretag, tillika det största på marknaden, som dock har betydande nordiska inslag. Vilken roll företaget kommer att spela på den svenska marknaden är oklart; bl. a. kvarstår konflikten mellan SPs tidigare uppgift att trygga försörjningen och det rent kommersiella intresset. Denna konflikt torde – om försörjningssvårigheter uppstår – snarare komma att accentueras genom det utländska inflytandet i bolaget.

4.3.2 Marknadsandelar

Som tidigare nämnts – avsnitt 4.2 – har den totala användningen av oljeprodukter på den svenska marknaden minskat kraftigt under senare år. Genom att minskningen i första hand har drabbat försäljningen av tjocka eldningsolja, har totalt sett en förskjutning skett mot en större andel lätta produkter (drivmedel och lätta eldningsolja). Till det kommer att de enskilda företagens andelar av olika huvudprodukter har ändrats. I det följande beskrivs de olika företagens andelar av marknaderna för bensen, dieselbränsolja, lätt eldningsolja och tung eldningsolja.

Figur 4.4 Ägarstrukturen
i OK Petroleum



Källa: Affärsvärlden nr
50 1985

Bensin

De totala leveranserna av bensin har varit relativt konstanta under den senaste femårsperioden. Således levererades till den svenska marknaden år 1985 totalt 5,1 milj. m³. Motsvarande siffra för år 1979 var 4,9 milj m³. Viktiga orsaker till detta är dels att realpriset på bensin knappast har ökat under perioden, dels att inga egentliga substitut finns.

Bensinmarknaden är den del av oljemarknaden där konkurrensen har tagit sig de mest spektakulära uttrycken. För att inte tappa marknadsandelar har även finansiellt svagare företag tvingats delta i de senare årens "priskrig" på bensinområdet.

Med hänsyn till de ägarförändringar som har skett under senare år, framför allt när det gäller bensinkedjorna, är det inte alldeles enkelt att ange hur marknadsandelarna har utvecklats för de olika bolagen; i likhet med vad som gäller vid t. ex. riksdagsval är det inom detta område inte givet att två och två summerar sig till fyra. Likväl har detta antagande gjorts i följande uppställning, som visar de olika företagens marknadsandelar för bensin åren 1979 och 1985.

Tabell 4.2 Försäljningsvolymen och marknadsandelar för bensen år 1979 och 1985

	1979		1985	
	1 000 m ³	%	1 000 m ³	%
OK Petroleum ^a	1 051	21,4	1 077	21,2
Shell	1 041	21,2	1 038	20,5
BP	712	14,5	682	13,5
Statoil (Esso)	649	13,2	641	12,3
Kuwait Petroleum (Gulf)	570	11,6	593	11,7
Texaco	418	8,5	420	8,3
Hydro (Mobil)	211	4,3	252	4,9
ARA-JET	49	1,0	164	3,2
Övriga	211	4,3	201	4,1
	4 912		5 068	

^a För år 1979 summan av OKs, SPs och Finas leveranser

Källa: SPI

Som framgår av tabellen har marknadsbilden varit relativt stabil under perioden. Två företag – OKP och Shell – svarar tillsammans för över 40 procent av marknaden. Bildandet av OKP innebar att detta företag fick den största marknadsandelen. OKs andel var dock år 1979 18,7 procent, vilket innebär att helhetsbilden inte har ändrats. Den enda mer påfallande förändringen är ARA-JETs snabba ökning. Till skillnad från de större företagen inriktar sig detta företag enbart på obemannade automatstationer. Det är ännu för tidigt att säga huruvida detta innebär en långsiktig konkurrensfördel eller -nackdel för företaget.

Allmänt kan man dock konstatera att utvecklingen på bensenmarknaden under den senaste tioårsperioden har inneburit en kraftig minskning av antalet försäljningsställen för bensen. Under perioden 1973–1983 minskade således det totala antalet försäljningsställen med ca en tredjedel. I första hand har detta gått ut över singelanläggningar. Antalet automatstationer har – sedan sådana introducerades i mitten av 1970-talet – stadigt ökat. Det är svårt att i dag sia om den fortsatta utvecklingen på bensenmarknaden. En ökad grad av automatisering förefaller dock trolig. Likaledes kan det inte uteslutas att ytterligare ägarbyten kan komma att ske, bl. a. med hänsyn till de nya aktörer som finns på marknaden (Statoil, Hydro, Kuwait Petroleum och Neste). Vilken effekt detta kan tänkas få på strukturomvandlingen inom bensinförsäljningen är dock svårt att avgöra.

Dieselbrännolja

Marknaden för diesel påminner – vad gäller marknadsandelar – starkt om bensenmarknaden. Således är de två största bensinföretagen störst också på diesel. Detta hänger samman med att diesel i stor utsträckning distribueras genom samma försäljningsställen som bensen. Ca en tredjedel av dieseloljeförsäljningen sker genom försäljningsställen (bensinstationer), medan huvuddelen eller två tredjedelar säljs direkt till större konsumenter

Tabell 4.3 Försäljningsvolymen och marknadsandelar för dieselloja år 1980 och 1985

	1980		1985	
	1 000 m ³	%	1 000 m ³	%
OK Petroleum	670	28,0	476	19,4
Shell	570	23,9	555	22,7
BP	402	16,8	347	14,2
Statoil (Esso)	146	6,1	316	12,9
Kuwait Petroleum (Gulf)	295	12,3	317	12,9
Texaco	234	9,8	224	9,2
Hydro (Mobil)	—	— ^a	38	1,5
ARA-JET	49	2,0	92	3,8
Övriga	25	1,1	81	3,4
	2 391	100,0	2 446	100,0

^a Mobils dieselförsäljning har förts till ARA-JET

Källa: SPI

av oljebolagen själva. För bensen har direktleveranserna mycket liten betydelse. Marknadsandelarna för diesel åren 1980 och 1985 framgår av tabell 4.3.

I likhet med vad som gäller för bensen svarar Shell och OK Petroleum tillsammans för över 40 procent av försäljningen av diesel. Den viktigaste förändring av marknadsandelar som har ägt rum gäller förhållandet mellan OKPs och Statoils försäljning; Statoils kraftiga ökning motsvaras i stort sett av minskningen för OKP.

Lätt eldningsolja

Till skillnad från drivmedelsmarknaden har marknaden för eldningsoljor krympt mycket snabbt sedan slutet av 1970-talet. Utvecklingen och dess orsaker har beskrivits i tidigare avsnitt.

I motsats till drivmedlen säljs lätt eldningsolja till största delen via tankbil direkt från oljebolagen till slutkonsumenterna. En mindre del – ca 15 procent år 1985 – säljs dock via återförsäljare.

Marknadsandelarna för lätt eldningsolja skiljer sig i vissa avseenden från andelarna när det gäller drivmedel. Företagens respektive andelar framgår av tabell 4.4.

Den dramatiska minskning som har skett av försäljningsvolymen har dragit med sig såväl vinnare som förlorare. Samtliga företag har således minskat sin försäljning, mätt i absoluta volymer, men när det gäller marknadsandelar finns det stora skillnader. De båda jättarna OKP (uppgifterna för år 1979 avser OKs, SPs och Finas försäljning) och Shell har således vardera förlorat ca en tredjedel av sina marknadsandelar. Mätt i volym blir minskningen givetvis betydligt större – över 60 procent för respektive företag. Till vinnarna i fråga om marknadsandelar hör framför allt ARA-JET och Esso (Statoil). De flesta bedömare är i dag eniga om att den största minskningen i fråga om lätt eldningsolja redan har skett. En viss

Tabell 4.4 Försäljningsvolym och marknadsandelar för lätt eldningsolja år 1980 och 1985

	1980		1985	
	1 000 m ³	%	1 000 m ³	%
OK Petroleum	3 350	39,7	980	21,3
Shell	1 269	17,5	726	15,8
BP	680	9,4	348	7,6
Statoil (Esso)	358	4,9	369	8,0
Kuwait Petroleum (Gulf)	580	8,0	424	9,3
Texaco	569	7,9	291	6,3
Hydro (Mobil)	166	2,3	293	6,4
ARA-JET	715	9,9	730	15,9
Övriga	33	0,4	425	9,4
	7 240	100,0	4 586	100,0

Källa: SPI

ytterligare minskning av marknaden är dock trolig. Hur de olika företagens marknadsandelar kommer att utvecklas bestäms av flera faktorer. Exempelvis kan skärpta krav på svavelhalten i lätt eldningsolja få betydelse; denna fråga behandlas i de kommande avsnitten. Allmänt sett skiljer sig marknaden för lätt eldningsolja från t. ex. bensenmarknaden eller tjockolja-marknaden genom att köptroheten är större. En orsak till detta är leveransfrekvensen till småförbrukare (villakunder m.fl.) är relativt låg, samtidigt som kontrakt för automatiska leveranser har blivit allt vanligare. Sådana kontrakt svarade år 1976 för knappt 10 % av försäljningen till villakunder. År 1980 var motsvarande siffra drygt 35 % och år 1985 ca 25 %. Men i likhet med t. ex. bensenmarknaden är konkurrensmedlen på villaoljemarknaden många. Det finns således en uppsjö av förmåner, såsom introduktionsrabatter, lägstprisgarantier, delbetalningskontrakt, leveransgaranti, värme-service m. m.

Tjock eldningsolja

Tjock eldningsolja används framför allt av större förbrukare, t. ex. värmeverk, industrier och större fastighetsföretag. En följd av detta är att en dominerande andel av leveranserna säljs direkt av oljeföretagen. År 1984 såldes exempelvis endast 2 procent av den totala volymen tjock eldningsolja IV LS via återförsäljare.

Karaktäristiskt för tjockolja-marknaden är vidare att en stor del av importen görs direkt av förbrukarna själva eller säsamarbetsorgan. Exempel på sådana är t. ex. EFO Oil AB (kommuner i östra mellansverige) och West Oil AB (Västverige). Vissa andra storförbrukare importerar själva eldningsoljor från spotmarknaden när de kan få bra priser. Genom att drift, inköp m. m. sköts professionellt reagerar denna marknad snabbare än t. ex. villamarknaden på prisförändringar.

Tabell 4.5 Försäljningsvolymerna och marknadsandelarna för tjock eldningsolja (Eo II-V) år 1980 och 1985

	1980		1985	
	1 000 m ³	%	1 000 m ³	%
OK Petroleum	3 079	32,0	819	17,6
Shell (Nynäs)	1 446	15,0	601	12,9
BP	1 886	19,5	736	15,8
Statoil (Esso)	141	1,5	143	3,1
Kuwait Petroleum (Gulf)	75	0,8	—	—
Texaco	428	4,4	118	2,5
Hydro (Mobil)	—	—	8	0,2
ARA-JET	238	2,5	178	3,8
Övriga	2 361	24,4	2 016	43,3
	9 654	100,0	4 658	100,0

Källa: SPI

Användningen av tjockolja har, som framgått av tidigare redogörelse, minskat mycket snabbt. En viktig orsak till det är det nyss nämnda faktum att tjock eldningsolja används i ett mindre antal relativt stora anläggningar.

Försäljningen och marknadsandelarna återges i tabell 4.5.

Utöver den mycket kraftiga minskningen av totalförsäljningen – i stort sett en halvering under femårsperioden – är det mest markanta inslaget i utvecklingen den kraftiga ökningen av de direkta inköpen, dvs. inköp som görs av andra än oljebolag. När det gäller de enskilda företagen är bilden här betydligt mer heterogen än när det gäller drivmedel; ett fåtal företag har stora marknadsandelar, medan andra har obetydlig eller ingen försäljning (exempelvis bedriver Kuwait Petroleum ingen försäljning av tjocka eldningsolja i Sverige, delvis beroende på de svenska svavelkraven).

OK Petroleum's minskade marknadsandel är delvis självpåtagen. (För år 1980 avser uppgifterna OK, SP och Fina). Investeringen i Scanraff var ett medel att komma bort från det dominerande inslaget av tunga produkter. SPs tidigare roll som "garant" för tillförseln av tunga produkter och företagets nya inriktning har beskrivits i det föregående.

Med stor säkerhet kommer användningen av tjock eldningsolja att fortsätta minska på den svenska marknaden. Osäkra faktorer i detta sammanhang är dels vilka krav på svavelhalt som kommer att gälla, dels vilken inverkan en tidigare anläggning av kärnkrafts-utvecklingen kan komma att få. Dessa frågor tas upp i följande kapitel. I likhet med vad som gäller för andra oljeprodukter är det svårt att avgöra hur marknadsandelarna för olika företag kommer att utvecklas.

Andra produkter

Utöver de huvudprodukter som har diskuterats i det föregående saluför oljebolagen också en mängd andra petroleumprodukter såsom flygbränsle, fotogen, smörjolja etc. Även om sådana produkter svarar för jämförelse-

vis små volymer, jämfört med huvudprodukterna, så kan de ändå ha viss betydelse för konkurrensen och resultatutvecklingen.

Den "specialprodukt" som har den största ekonomiska betydelsen är flygbränslen. På den svenska marknaden finns tre huvudtyper av flygbränslen: Flygfotogen, jetbensin och flygbensin.

Flygfotogen (vanligen betecknat JP 8) är en ren fotogenfraktion och används av det civila jetflyget. Flygfotogen tillverkas vid samtliga tre raffinaderier. Dessutom saluförs produkten av Statoil (Esso). År 1985 svarade den sammanlagda försäljningsvolymen för ca 325 000 m³, till ett försäljningsvärde av ca 650 miljoner kronor.

Jetbensin (reabensin) betecknas JP 4 och används uteslutande för militära ändamål. Det är en blandning mellan fotogen och andra kolväten (nafta och normalpentan) och är mer eldfarligt än flygfotogen. Det tillverkas vid Shell-raffinaderiet och vid Scanraff. År 1985 skedde dessutom viss import genom Kuwait Petroleum. Totalt såldes år 1985 ca 170 000 kubikmeter reabensin i Sverige till ett värde av 300 miljoner kronor.

Flygbensin, slutligen, används i kolvmotorer, dvs. för propellerplan. De totalt försålda volymerna är små – totalt knappt 15 000 kubikmeter år 1985, till ett värde av 50 milj. kr.

5 Raffinaderiindustrin

5.1 Den internationella situationen

Råolja kan endast i undantagsfall användas som en färdig produkt. Den helt dominerande delen av oljeanvändningen utgörs av raffinerade produkter som gas, bensin, eldningsolja, smörjmedel etc. Därför har också raffinaderiindustrin vuxit i takt med att oljeanvändningen har ökat. Exempelvis tjugodubblades raffinaderikapaciteten i Västeuropa under perioden 1940–1960.

Raffinaderier är stora och kapitalkrävande anläggningar med långa ledtider och tekniska livslängder. Det innebär bl. a. att snabba svängningar i efterfrågan på oljeprodukter kan drabba enskilda anläggningar mycket hårt. Men också för raffinaderibranschen som helhet har de senaste årens utveckling – den minskade oljeförbrukningen och förskjutningen i konsumtionsmönstret för olika oljeprodukter – inneburit besvärliga omställningsproblem.

Som en bakgrund till den fortsatta diskussionen ges i det följande en mycket översiktlig beskrivning av raffinaderiprocessen.

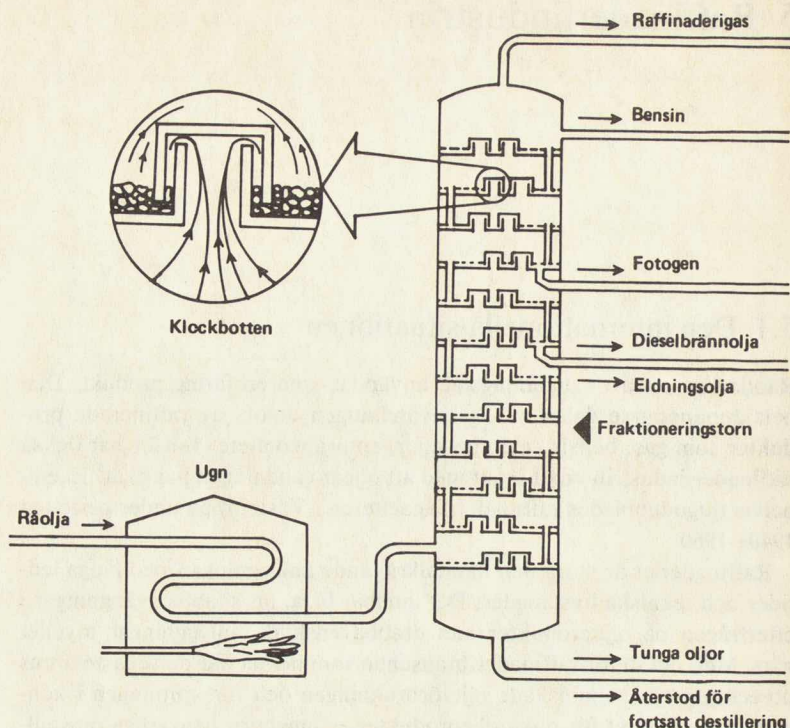
Raffinaderiprocessen

Råolja består huvudsakligen av kolväten – alltifrån de lätta och kemiskt sett okomplicerade gaserna metan och etan till långa molekyllängder med hundratals kolatomer. Vanligen skiljer man på lätta och tunga petroleumprodukter. Ju fler kolatomer ett kolväte innehåller, desto högre blir dess specifika vikt, dess kokpunkt och trögflutenhet (viskositet). Bensin är en typisk lätt produkt medan tung eldningsolja (Eo 5) är en tung produkt. Förutom kolväten innehåller råolja olika kemiska föreningar av svavel, kväve, syre, metaller m. m.

Ett raffinaderi är i sin enklaste form en destillationsanläggning. Grundprincipen framgår av figur 5.1.

Råoljan värms först i en ugn till ca 400°C. De lättaste kolvätena förångas då. Blandningen av vätska och gas leds till ett destillationstorn. Gaserna stiger uppåt i tornet medan vätskan rinner nedåt. Destillationstornet är försett med ett stort antal bottnar. Vid varje botten sker en viss kondensation och förångning. På det sättet separeras kolväten med olika kokpunkter från varandra; längst upp i destillationskolonnen kan man avskilja gas och bensin, och ju längre nedåt man kommer desto tyngre produkter kan man

Figur 5.1 Råoljedestillation



ta ut. Allra längst ned i kolonnen samlas den tyngsta produkten, den s. k. återstodsoljan (på engelska "residue").

Råolja är inte en enhetlig produkt; tvärtom finns det mycket stora skillnader mellan olika råoljor. Det gäller både fördelningen mellan de ingående kolvätena och koncentrationen av "föroreningar" av olika slag, t. ex. svavel. Dessa skillnader har avgörande betydelse för vilka produkter som man kan få ut av en viss råolja. I detta sammanhang brukar man skilja på lätta och tunga råoljor. Lätta råoljor innehåller en relativt större andel lätta kolväten och ger därmed ett större utbyte av lätta produkter som gas och bensin. Viktigt att notera är emellertid att produktspecifikationen (i princip den kemiska sammansättningen) för en given produkt varierar mycket mellan olika länder. Den har en avgörande betydelse för vilket produktutbyte som kan fås ur en viss råolja för resp land.

I den enklaste formen av destillation – s. k. atmosfärisk destillation – är utbytet av produkter med likartad sammansättning av en given råolja i stort sett konstant. Däremot varierar produktutbytet starkt mellan olika råoljor. Exempelvis är de arabiska råoljorna tunga, medan t. ex. råoljan från Nordsjön är lätt. I följande tabell illustreras det ungefärliga produktutbytet för en arabisk råolja (Arabien Light) och en nordsjöråolja (Brent).

Tabell 5.1 Raffinaderiutbyte för Arabian Light och Brent (viktsprocent)

	Arabian Light	Brent
Bensin	18	23
Gasolja ^a	27	29
Tjockolja	49	42

^a Lätt eldningsolja och dieselbrännolja

Utöver andelen lätta respektive tunga kolväten skiljer sig råoljor också i andra avseenden. Oljorna från Mellanöstern har t. ex. i allmänhet hög svavelhalt, medan Nordsjöoljorna regelmässigt är lågsvavliga. Frågan om svavelhalten i oljeprodukter diskuteras i nästa avsnitt.

För ett enkelt raffinaderi – dvs. ett raffinaderi med enbart s. k. atmosfärisk destillation – är således den "mix" som kan fås ut av en given råolja i stort sett konstant. Om efterfrågemönstret ändrar sig så att marknaden efterfrågar t. ex. en större andel lätta produkter, så har raffinören i stort sett två alternativ. Antingen kan han försöka anskaffa råoljor med en sammansättning som bättre motsvarar efterfrågan, eller också kan han investera i någon form av utrustning för vidareförädling; på det sättet kan produktutbytet från en råolja förändras. I praktiken är det inte fråga om ett "antingen – eller" utan ett "både – och". Även om olika råoljor ger väsentligt olika produktutbyten så innebär en anpassning genom enbart råoljeurvalet att raffinören i stor utsträckning avhänder sig valfrihet och flexibilitet.

Det finns flera typer av vidareförädlingsutrustning – vacuumdestillationsanläggningar, visbreakers, krackers etc. En översiktlig beskrivning av några typer av sådan utrustning ges i avsnittet om de svenska raffinaderierna. För tillfället räcker det med att konstatera att vidareförädlingsutrustning är kapitalkrävande. Grundprincipen är att ju högre andel lätta produkter man önskar, desto dyrare blir anläggningen.

Raffinaderikapaciteten

I det förra kapitlet beskrevs hur efterfrågan på oljeprodukter har utvecklats. Användningen av eldningsoljor har minskat kraftigt på grund av att det har funnits goda möjligheter att byta oljan mot andra energislag och att på olika sätt hushålla med energi. Däremot har användningen av drivmedel legat kvar på samma nivå eller t. o. m. ökat.

Raffinaderiindustrins huvudproblem är därför följande. Å ena sidan har den totala efterfrågan på oljeprodukter minskat, vilket har lett till ett generellt sett lägre kapacitetsutnyttjande. I slutet av 1960-talet var exempelvis det genomsnittliga kapacitetsutnyttjandet i Västeuropas raffinaderier omkring 90 procent. År 1985 var motsvarande siffra ca 74 procent. Detta har givetvis minskat den genomsnittliga lönsamheten i branschen.

Å andra sidan har efterfrågemönstret förskjutits i riktning mot en större andel lätta produkter. För att möta detta har många raffinaderier investerat

Tabell 5.2 Raffinaderikapacitet i vissa länderområden 1975, 1980 samt 1985 (1 000 fat per dag)

	1975	1980	1985	Andel 1985, %
Nordamerika (inkl. Canada)	17 315	20 400	17 245	23,5
Latinamerika	7 400	8 840	7 140	3,8
Västeuropa	20 390	20 055	14 540	19,9
Mellanöstern	2 750	3 565	3 710	4,9
Afrika	1 270	2 060	2 545	3,5
Asien och Australien	9 435	10 780	10 775	14,8
Totalt i världen (exkl. statshandelsländer)	58 560	65 700	55 955	76,4
Statshandelsländer	12 645	15 510	17 320	23,6
Totalt i världen	71 205	81 210	73 275	100,0

Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

i vidareförädlingsanläggningar av olika slag. Så länge prisskillnaden mellan tjocka eldningsoljor, som insatsmaterial och färdiga lätta produkter har varit tillräckligt stor, har sådana investeringar varit lönsamma. Men i takt med att vidareförädlingskapaciteten har ökat har prisskillnaden mellan lätta och tunga produkter minskat. För ägare till enkla, primära destillationsanläggningar har valet stått mellan att lägga ned verksamheten eller att göra en dyrbar och osäker investering i en vidareförädlingsanläggning.

I tabell 5.2 illustreras hur den totala raffinaderikapaciteten har utvecklats under den senaste tioårsperioden i olika länderområden.

Av tabellen framgår bl. a. att världens raffinaderikapacitet nådde ett maximum kring 1979/80, dvs. vid tiden för det andra oljeembargot. Sedan dess har en kraftig nedgång skett av raffinaderikapaciteten framför allt i Västeuropa men också i Nord- och Latinamerika. Intressant att notera är också att de centralplanerade ekonomierna (statshandelsländerna) stadigt har ökat sin andel av den totala raffinaderikapaciteten. Totalt sett innebär utvecklingen att raffinaderiindustrin har fått en större geografisk spridning än tidigare. År 1977 var nära 60 procent av den globala raffinaderikapaciteten lokaliserad till OECD-länderna (Nordamerika, Västeuropa och Japan). År 1985 var motsvarande siffra ca 50 procent. Andelen kan förväntas sjunka ytterligare under de kommande åren. Det framgår av följande uppställning, som anger vilken raffinaderikapacitet som är under uppförande (nya raffinaderier och större tillbyggnader) i olika regioner.

Tabell 5.3 Fördelning av nyttillkommande raffinaderikapacitet (milj. ton per år)

Område	Nybyggnad		Utökning		Totalt	
	Antal	Kapa- citet	Antal	Kapa- citet	Antal	Kapa- citet
Västeuropa	1	5,0	1	2,5	2	7,5
Afrika	3	15,6	1	1,3	4	16,9
Mellanöstern	2	21,3	2	7,3	4	28,6
Fjärran Östern	3	12,0	3	3,8	6	15,8
Nordamerika	—	—	—	—	—	—
Syd- och Mellanamerika	1	0,5	6	20,6	7	21,1
Totalt (exkl. stats- handelsländerna)	10	54,4	13	35,5	23	89,9

Källa: Petroleum Economist sept 1985

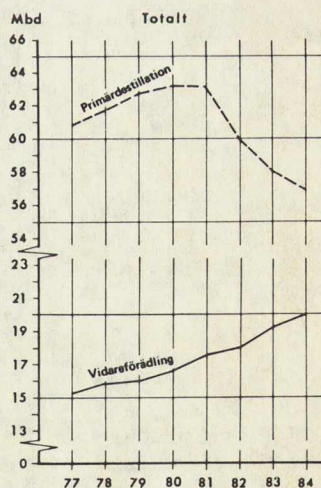
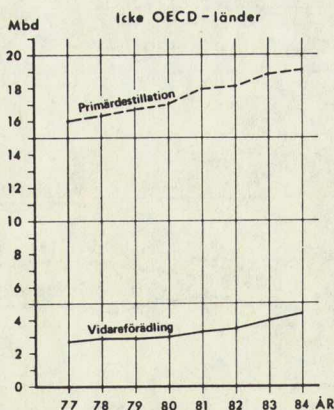
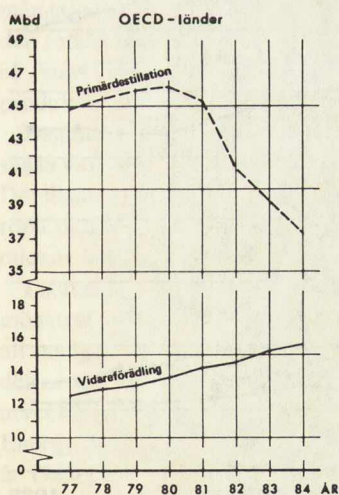
Som framgår av tabellen innebär utvecklingen att de oljeproducerande länderna, speciellt i Mellanöstern, successivt ökar sin andel av raffinaderikapaciteten. Om samtliga projekt i tabellen genomförs skulle OECD-ländernas andel av raffinaderikapaciteten minska ytterligare. Uttryckt som andel av "den fria världens" (samtliga länder utom statshandelsländerna) raffinaderikapacitet skulle OECD-området kring år 1990 svara för 55 procent, jämfört med 65 procent år 1985.

I anslutning till det tidigare förda resonemanget om behovet av vidareförädlingsanläggningar är det också av intresse att undersöka förhållandet – uttryckt i kapacitet – mellan raffinaderier med respektive utan vidareförädling. Detta framgår av figur 5.2.

Av tabellen framgår att relationen mellan primär och sekundär destillationskapacitet har ökat kraftigt sedan mitten av 1970-talet; från ca 25

Figur 5.2 Raffinaderikapacitet inom resp. utanför OECD-länderna (exkl. centralplanerade ekonomier) 1977–1984

Källa: Shell Briefing Service No. 4/85



procent år 1977 till 35 procent år 1984. Men skillnaderna mellan OECD-länder respektive icke OECD-länder är stora. I den förra kategorin har andelen vidareförädlingskapacitet ökat från 28 procent år 1977 till nära 42 procent år 1984 till följd av dels nedläggningar av primärkapacitet, dels investeringar i uppgradering. I de övriga länderna (som inte inkluderar statshandelsländerna) har utvecklingen varit mer balanserad; såväl den primära som den sekundära destillationskapaciteten har ökat, om än den senare i något högre takt.

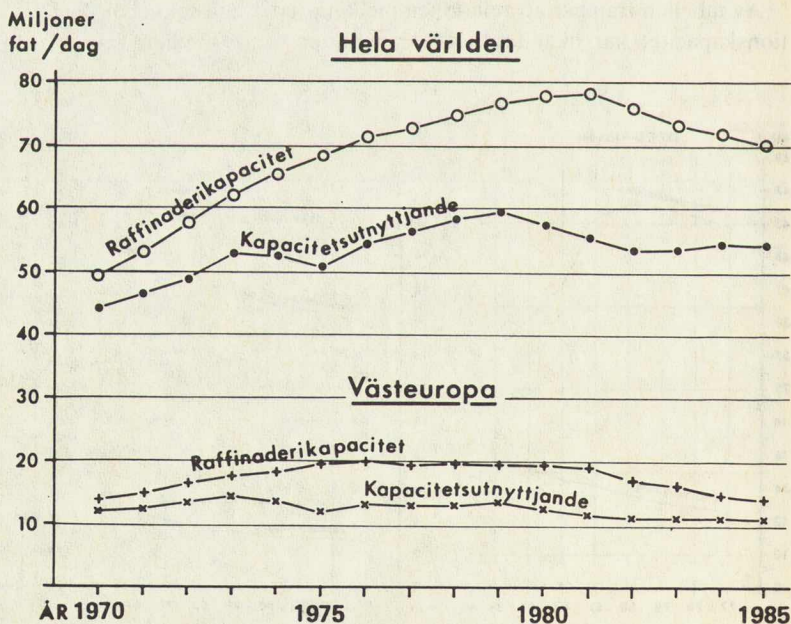
Bakom nedläggningarna av primärdestillationskapacitet inom OECD-området ligger som tidigare nämnts ett lågt kapacitetsutnyttjande, med låg lönsamhet som följd. Figur 5.3 illustrerar kapacitetsutnyttjandet (mätt som total genomsättning i förhållande till nominell kapacitet) dels i Västeuropa, dels i världen som helhet under perioden 1966–1985.

Som framgått av den förda diskussionen nådde kapacitetsutnyttjandet sin hittills lägsta nivå år 1981. Därefter har det stadigt förbättrats, främst till följd av de stora nedläggningarna i Västeuropa.

Den västeuropeiska raffinaderiindustrin

Ett genomgående tema i denna framställning har varit att det är den västeuropeiska raffinaderiindustrin som har drabbats värst av de senaste tio årens utveckling på oljemarknaden. Om man dessutom beaktar att den svenska raffinaderiindustrin utgör en integrerad del av den västeuropeiska industrin, finns det dubbel anledning att fundera på orsakerna till den västeuropeiska "raffinaderikrisen". Som framgått av tidigare avsnitt var det först efter andra världskriget som oljeanvändningen sköt fart på allvar. Före kriget svarade bensin för den helt övervägande delen av efterfrågan

Figur 5.3 Raffinaderikapacitet och kapacitetsutnyttjande i Västeuropa resp hela världen 1970–1985 (miljoner fat per dag)



Källa: BP Statistical Review of World Energy, 1985

på oljeprodukter. I USA bestod denna tendens även efter kriget, även om konsumtionen av andra oljeprodukter också ökade starkt. Den västeuropeiska marknaden utvecklades däremot i en annan riktning; förbrukningen av drivmedel ökade svagt, medan användningen av eldningsolja ökade mycket snabbt. Jämfört med utvecklingen i USA fick efterfrågan i Västeuropa en betydligt större slagsida mot tyngre produkter.

Värt att notera är också att Västeuropas oljeförsörjning före andra världskriget till övervägande del skedde genom import av färdiga produkter från raffinaderier i Mellanöstern, USA, Karibien etc. I och med att även tyngre destillat började efterfrågas, samtidigt som den totala efterfrågan på oljeprodukter växte mycket snabbt, skapades incitament att bygga upp en västeuropeisk raffinaderiindustri. Ytterligare drivkrafter var utvecklingen av stora tankfartyg – "supertankers". De stordriftsfördelar som dessa förde med sig var mer uttalade i fråga om råolja än i fråga om färdiga produkter. Också andra faktorer spelade in – säkerhetspolitiska överväganden, brist på dollarvaluta och en önskan att försvaga de multinationella oljebolagens ställning. Allt som allt ledde dessa faktorer till en mycket snabb utbyggnad av den europeiska raffinaderiindustrin; som nämnts tjugodubblades kapaciteten mellan 1940 och 1960. Utbyggnaden fortsatte under 1960- och 70-talen i rask takt. I efterhand kan det synas egendomligt att det första oljeembargot passerade närmast obemärkt vad gäller kapacitetsutbyggnad.

Men prishöjningarna skapade naturligtvis problem – i synnerhet därför att den västeuropeiska oljeförsörjningen i allt högre grad hade kommit att bestå av råolja från Mellanöstern, med en stor andel tunga produkter. När så småningom energisparande och oljeersättning sköt fart var det framför allt eldningsoljorna som åtgärderna kom att rikta sig mot. Orsaken var enkel – det fanns goda substitut i form av kol, naturgas och kärnenergi. Några konkurrenskraftiga substitut till drivmedel fanns inte och finns egentligen inte i dag heller.

Således förvärrades den kris som redan rådde; raffinörerna hade nu en många nummer för stor kostym, som dessutom var av fel modell. Medan den totala kapaciteten i raffinaderierna således vida översteg efterfrågan, så fanns det inte tillräcklig kapacitet för att framställa behovet av lätta produkter såsom bensin och fotogen.

Dagens problem i den västeuropeiska raffinaderiindustrin kan alltså sägas vara följderna av beslut som fattades i början och mitten av 1970-talet. Det illustreras väl av att medan den totala raffinaderikapaciteten i Västeuropa ökade med ca 20 procent under perioden 1973–1980, så minskade oljeanvändningen med ca 10 procent under samma period.

I slutet av 1970-talet inleddes en anpassning till det ändrade efterfrågemönstret. Vidareförädlingsanläggningar av olika slag började byggas för att medge en ökad produktion av lättare produkter. Samtidigt fick en stor del av de enkla, primära destillationsanläggningarna läggas ned. Denna utveckling pågår fortfarande. Enligt en rapport från IEA (International Energy Agency) var raffinaderikapaciteten inom OECD-länderna lika stor år 1985 som år 1973. Två viktiga skillnader förelåg dock. Å ena sidan var

efterfrågan betydligt lägre år 1985 (6 milj. fat per dag, jämfört med en total konsumtion av 34 mbd). Å andra sidan var andelen vidareförädlingskapacitet betydligt större – ungefär dubbelt så stor 1985 som 1973. Den beskrivna utvecklingen pågår ännu; fortfarande rapporteras om planerade eller beslutade nedläggningar av raffinaderier i Västeuropa, bl. a. i Holland och Italien där raffinaderier för export av färdiga produkter finns.

Hur ser då framtiden ut för Västeuropas raffinaderier? Svaret på den frågan är avhängigt av flera faktorer, bl. a. den fortsatta efterfrågan på oljeprodukter, OPEC-ländernas handlande i fråga om produktion, pris och vidareförädling samt miljökrav och andra samhällskrav.

De följande avsnitten ägnas åt de svenska raffinaderiernas situation. De svenska raffinaderierna är emellertid en del av Västeuropas raffinaderiindustri, och de problem som diskuteras är – med undantag för vissa specifika svenska förhållanden – allmängiltiga för raffinaderiindustrin som helhet.

5.2 De svenska raffinaderierna

I Sverige finns för närvarande tre bränsleraffinaderier i drift: BP-raffinaderiet och Shell-raffinaderiet – båda belägna i Göteborg – samt Scanraff i Lysekil.

Utöver bränsleraffinaderierna finns det anläggningar som tillverkar asfalt och smörjoljor. Den årliga produktionen av dessa produkter uppgår till ca 1 miljon ton, vilket motsvarar mellan 5 och 10 procent av den totala försäljningen av petroleumprodukter. Tillverkningen sker i huvudsak i Nynäs Petroleums raffinaderier i Nynäshamn, Göteborg och Malmö.

Denna studie behandlar enbart de tre bränsleraffinaderierna. I det följande ges en kortfattad beskrivning av varje anläggning.

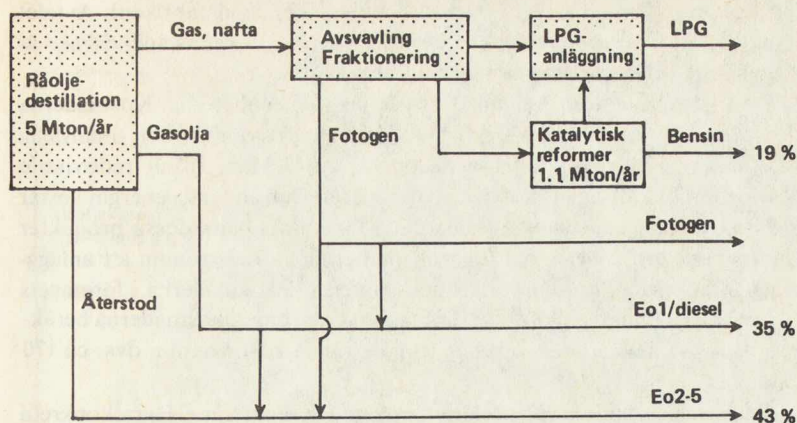
BP-raffinaderiet

BP-raffinaderiet togs i drift år 1967. Det var ett helägt dotterbolag till Svenska BP AB fram till år 1980, då Svenska Petroleum (SP) köpte aktier motsvarande 22 procent av aktiekapitalet.

Raffinaderiet är en fristående juridisk person och bedriver enbart s. k. löneraffinering, dvs. raffinering på uppdrag av delägarna. Raffinaderiet bedriver således ingen egen affärsverksamhet.

Antal anställda var år 1985 ca 230 personer, varav ca 100 i skiftarbete. Kapaciteten anges nominellt till ca 5 milj. ton råolja per år. I likhet med vad som gäller för andra raffinaderier varierar den faktiska kapaciteten dock avsevärt, beroende framför allt på valet av råoljor. Med den höga andel lätta råoljor från Nordsjön som i dag används, beräknas den maximala kapaciteten – efter avdrag för normala underhållsavbrott – till ca 4,7 milj. ton.

BP-raffinaderiet är ett s. k. enkelt raffinaderi. Figur 5.4 är en mycket schematisk bild av processen.



Figur 5.4 Grov skiss över BP-raffinaderiet med vissa kapaciteter och med ett ungefärligt produktutbyte

Källa: Statens energiverk 1986: 4

Råoljan lossas i Torshamnen, som byggdes av Göteborgs hamn i samband med raffinaderibygget och som samutnyttjas med Shellraffinaderiet. Från hamnen pumpas råoljan till raffinaderiets råoljetankar – sju stycken med en sammanlagd kapacitet om ca 240 000 m³.

Första steget vid raffineringen är att råoljan pumpas till råoljedestillationsanläggningarna där den upphettas i ugnar till 400°C, varvid de lättflyktigare delarna förångas (s. k. atmosfärisk destillation). För att dela upp råoljan i skilda komponenter leds den efter ugnarna in i destillations-torn där man normalt tar ut följande produkter: Gas, lättdestillat, fotogen, lätt gasolja, tung gasolja och återstodsolja.

Lättdestillat och fotogen avsvavlas med hjälp av vätgas i en katalytisk process och delas sedan upp i lättbensin, fotogen och tungbensin. Tungbensin reformeras katalytiskt, dvs. man höjer oktantalet genom en rad kemiska reaktioner i närvaro av en katalysator, vars verksamma beståndsdelar är platina och rhenium.

Utöver den katalytiska reformeringsanläggningen finns en gasanläggning där flytande gas (propan och butan) utvinns ur vätske- och gasflödena från de olika processenheterna.

I BPs raffinaderi sker i princip ingen vidareförädling av mellandestillat och tyngre fraktioner.

Mellanprodukterna från destillationen och vidareförädlingen lagras i ett 40-tal cisterner. Dessa produkter är inte handelsfärdiga utan utgör komponenter för slutlig blandning till färdiga produkter. Denna blandning sker i de rörledningar som befördrar de färdiga produkterna från raffinaderiet för lagring eller utsklepning. Denna s. k. "in-line-blending" sker med hjälp av datastyrd reglerutrustning. Utskepningen sker huvudsakligen med fartyg. En mindre del av de färdiga produkterna lastas i tankbilar och tankvagnar.

Vid raffinering används stora mängder värme. Spillvärme som bildas vid

processen tillvaratas och levereras till Volvo (Torslandafabriken). Avtalet omfattar värmeleveranser om ca 145 GWh per år. Priset på spillvärmen är kopplat till priset på tung eldningsolja (Eo IV).

År 1985 raffinerades 3,88 milj. ton råolja i råoljeenheterna. Kostnaderna för detta uppgick till ca 170 Mkr (inklusive avskrivningar och finansiella kostnader). Den totala lönekostnaden var ca 47 Mkr. Till de redovisade kostnaderna skall läggas kostnaden för energi. Den använda energin består dels av eldningsolja, dels av elenergi. Genom att båda dessa produkter genereras internt (dels som följd oljehantering, dels genom att anläggningen har egen elproduktion) framkommer inte kostnaderna i företagets redovisning. Enligt uppgift från raffinaderiet kan energikostnaderna beräknas vara i samma storleksordning som de totala kostnaderna, dvs. ca 170 Mkr.

Investeringarna har varit relativt små under senare år. Några konkreta planer på investeringar i ytterligare utrustning för vidareförädling av melandestillat eller tyngre fraktioner föreligger inte. Företaget har sedan flera år en vilande koncession för en katalytisk kracker. Man har dessutom utrett förutsättningarna för en termisk krackeranläggning.

Shell-raffinaderiet

Nuvarande Shell-raffinaderiet (Shell Raffinaderi AB) startade sin verksamhet år 1949 med Stora Kopparbergs Bergslags AB och Rederi AB Transatlantic som huvuddelägare under namnet Koppartrans Oljeaktiebolag.

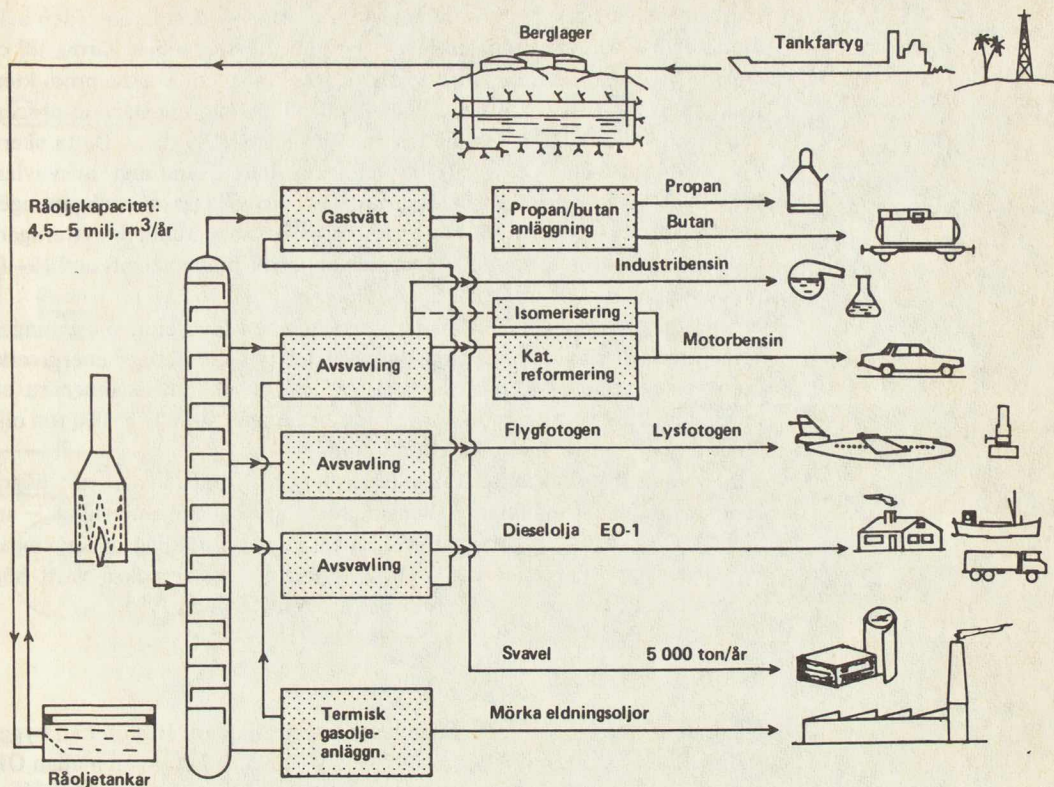
År 1959 ingick Svenska Shell som hälftendelägare tillsammans med Stora Kopparberg. Från år 1964 är raffinaderiet helägt av AB Svenska Shell och det inregistrerade namnet är sedan år 1975 Shell Raffinaderiaktiebolag. När Svenska Shell övertog raffinaderiet var kapaciteten 2 milj. m³ per år och har efter en omfattande utbyggnad 1965–1967 en kapacitet av ca 5 milj. m³ per år med en långt driven förädling.

Antalet anställda var år 1985 ca 240 personer, varav ca 100 skiftarbetande. Under året bearbetades ca 4,3 milj. m³ råolja. De totala kostnaderna för verksamheten anges till ca 190 Mkr (inklusive avskrivningar men exklusive räntor och interna bränslekostnader). De totala investeringarna uppgick år 1985 till ca 76 Mkr.

Shell-raffinaderiet är mera komplext än BPs raffinaderi. Totalt består processanläggningarna av 17 enheter. Figur 5.5 beskriver översiktligt de olika anläggningarna och produkterna.

I likhet med BP-raffinaderiet lossas råoljan till Shells raffinaderi i Torshamnen utanför Göteborg. Råoljan lagras i berg rum, totalt sex stycken med en sammanlagd kapacitet om 480 000 m³.

Från bergrummen pumpas råoljan i en 8 km lång rörledning till lagringstankar vid raffinaderiet. Dessa rymmer sammanlagt ca 160 000 m³. Utlastning av de färdiga produkterna sker över Skarvikshamnen (samma hamn som BP använder). De största volymerna förs ut med fartyg. En inte obetydlig andel (ca 500 000 ton per år) levereras till distributionsföretaget POL (som ägs till hälften av Shell och till hälften av Kuwait Petroleum) för utlastning med tankbil. Vissa kvantiteter lastas ut per järnväg.



Figur 5.5 Principskiss av Shell raffinaderiet

Källa: Shell Raffinaderi AB

Kärnan i alla raffinaderier är en atmosfärisk destillationsanläggning. Som ovan beskrivits upphettas råoljan i den och uppdelas i sex huvudströmmar. Det som skiljer raffinaderier med avseende på komplexitet är omfattningen av de vidareförädlingsprocesser som de olika huvudprodukterna utsätts för.

Vid Shell-raffinaderiet avsvavlas råbensinen – i likhet med vad som sker i BPs raffinaderi – och uppdelas därefter i tungbensin och lättbensin. Till skillnad från BPs process är Shellraffinaderiet försett med en s.k. isomeriseringsanläggning, där lättbensin behandlas ("isomeriseras") i syfte att höja oktantalet.

Den avgörande skillnaden mellan BPs och Shells raffinaderier ligger emellertid i det sätt, på vilket mellanfraktionerna och de tunga fraktionerna behandlas. Medan dessa hos BP i princip lagras för blandning till färdiga produkter, så vidareförädlas de hos Shell. De två anläggningar som därvid är av principiellt intresse är dels en avsvavlingsanläggning för mellandestillat (gasolja), dels en s.k. termisk kracker.

I avsvavlingsanläggningen sänks svavelhalten i gasoljan genom tillsats av vätgas. Normalt kan därigenom ca 90 % av svavlet elimineras.

Syftet med den termiska krackern är att få ytterligare lätta produkter och

mellandestillat ifrån restprodukten vid atmosfärisk destillation (den s. k. återstodsoljan). Anläggningen är en ugn där återstodsoljan värms till ca 500°C. Vid denna temperatur spjälkas återstodsoljan i lätta produkter, mellandestillat och tjock olja. De mellandestillat som uppstår vid processen är omättade och måste mättas genom tillsats av vätgas. Detta sker i avsvavlingsanläggningen, varvid mellandestillatet samtidigt avsvavlas. Hos Shell-raffinaderiet anger man att den termiska gasoljeanläggningen medför ett förbättrat produktutbyte om ca 5 procentenheter ytterligare lätta produkter (i relation till ursprungligen insatt råoljemängd) och 10–15 procentenheter mellandestillat.

Som en biprodukt av raffinaderiverksamheten levererar anläggningen spillvärme för användning i fjärrvärmenätet hos Göteborgs energiverk. Samarbetet regleras i ett avtal från år 1980 och beräknas innebära ett minskat behov av insatsbränsle i storleksordningen 40 000–55 000 ton olja (eller annat bränsle) inom Göteborgs stad.

Till skillnad från BP innebär Shells strategi att framställa en allt högre andel värdefulla produkter – bensin, fotogen och mellandestillat – ur råoljan. Detta har skett genom investeringar i vidareförädlingsanläggningar av olika slag (''uppgradering''). Investeringsnivån har också varit hög under de senaste åren – ca 75 Mkr per år åren 1984 och 1985.

Scanraff

Scanraff är Sveriges största och modernaste raffinaderi. Beslutet att bygga raffinaderiet fattades av OK. År 1972 slöts emellertid ett avtal mellan OK och Texaco som innebar att parterna skulle dela på finansieringen av raffinaderiet och senare på kapacitetsutnyttjandet. Produktionen kom i gång i slutet av år 1974.

År 1980 köpte Svenska Petroleum (SP) 14 % av aktiekapitalet. Raffinaderiet kom därmed att ägas av OK och Texaco, vardera till 43 %, och SP (14 %).

År 1984 togs en katalytisk krackieranläggning i drift. Den ägdes inledningsvis helt av OK. Under år 1986 sålde emellertid OK halva sin ägarandel i raffinaderiet, inklusive krackern, till Norsk Hydro.

Som tidigare har nämnts bildades det nya oljebolaget OK Petroleum i början av 1986, med OK-förbundet, staten och finska Neste som delägare. Fr. o. m. den 1 juli 1986 är ägandeförhållandena i Scanraff följande:

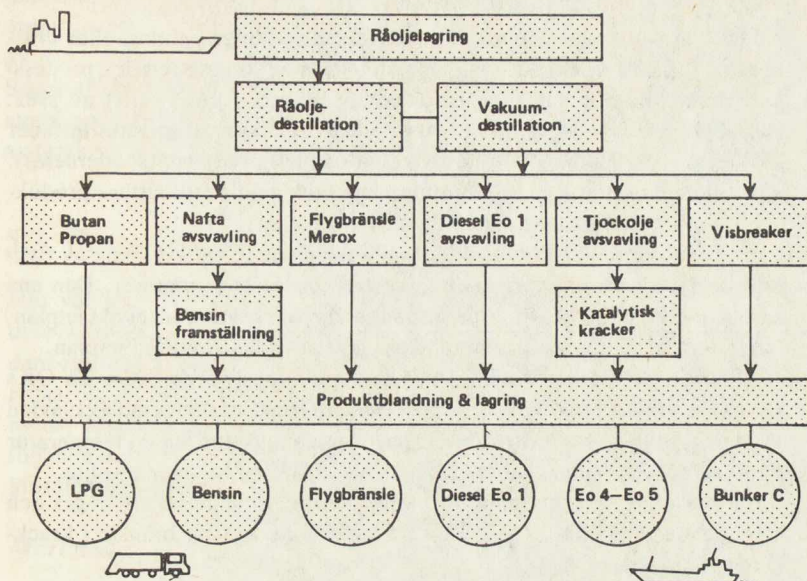
<i>Raffinaderiet</i>		<i>Krackern</i>	
Texaco	43 %	OKP	50 %
OKP	35,5 %	Norsk Hydro	50 %
Norsk Hydro	21,5 %		

Scanraff är beläget i Lysekils kommun vid Brofjorden. Den nominella kapaciteten är ca 10 miljoner ton råolja per år. I likhet med vad som gäller för de två andra raffinaderierna är dock den faktiska kapaciteten beroende på vilka råoljor som används.

Antalet anställda är ca 500, varav drygt 300 kollektivanställda.

Principen för oljans väg genom raffinaderiet framgår av följande figur:

Figur 5.6 Principskiss av Scanraff



Källa: Scanraff

Råoljan tas in över råoljehamnen och lagras i 4 st bergrum på tillsammans över 800 000 m³. Från bergrummen pumpas oljan upp till ovanjordiska tankar och därifrån in till processanläggningarna för raffinering.

Råoljan upphettas i ugnar till ca 400°C och fraktioneras (=separeras) sedan i ett destillationstorn. Vid destillation spjälkas råoljan upp i olika tunga fraktioner, såsom gas (butan, propan), nafta för tillverkning av motorbensin och flygbensin, fotogen, diesel samt lätta och tunga eldningsoljor.

De tunga oljor, som återstår efter råoljedestillationen – ca 40 % av råoljevolymen – måste behandlas vidare för att så stor volym lätta produkter som möjligt skall kunna utvinnas. I vakuumanläggningen destilleras dessa tunga oljor under sänkt tryck för ytterligare uppdelning av lätta fraktioner.

Det svavel, som finns i råoljan, avskiljs i tre olika anläggningar. Det återvinns till ca 95 % och lagras i flytande form. 20 000–50 000 ton svavel erhålls per år som biprodukt. Detta svavel utlastas till fartyg eller tankbil och används vid framställning av bl. a. svavelsyra.

En del av gasen går till raffinaderiets brängasnät för att användas som bränsle i ångpannor och ugnar tillsammans med tunga eldningsoljor. En annan del av gasen levereras som produkter. Butan lagras i bergrum (10 000 m³) och propan i ovanjordiska cisterner, sfärer (4 000 m³). Båda dessa produkter utlastas i flytande form till fartyg. En del av butanen ingår som komponent vid framställning av motorbensin.

För att naftafraktionerna från råoljan skall kunna användas för tillverk-

ning av bensen, måste oktantalet höjas. Detta görs i en anläggning för katalytisk reformering (s. k. platformerananläggning) där naftan hettas upp till ca 540°C i närvaro av katalysator.

I slutet av 1970-talet minskade efterfrågan på tunga eldningsoljor drastiskt och för att marknadsanpassa produktionen kompletterades processanläggningarna med en s. k. visbreaker, som togs i drift i slutet av 1982. Här upphettas tjockoljan till ca 500°C. Vid denna höga temperatur inträder en "termisk krackning" de långa kolvätemolekylkedjorna sönderdelas, vilket innebär att en del av den tunga oljan omvandlas till lättare produkter, framför allt diesel och lätt eldningsolja.

Under hösten 1983 färdigställdes en anläggning för tillverkning av flygbränsle. Två sorters flygbränsle tillverkas, båda för jetmotorer. Den ena sorten är en ren fotogenfraktion och används som bränsle till civila jetplan. Den andra benämns vanligen reabensen och används i militära jetplan.

Ännu ett steg mot förädling av produkter togs våren 1984, då OKs katalytiska kracker togs i drift. Krackern matas med en förvärmad avsvavlade vacuumgasolja som krackas i närvaro av en katalysator vid en temperatur av 500°C. Därvid bildas huvudsakligen bensen och lätta eldningsoljor.

Ca 65 viktprocent av matningen blir bensen, 15 % diesel, 10 % gas och återstående tjockolja är 5 %. Resterande 5 % åtgår som bränsle i krackningsprocessen.

Efter att råoljan har uppdelats i olika fraktioner inom processanläggningarna enligt ovan, leds de olika oljeströmmarna ut till mellanlagringstankar (73 st på totalt 924 000 m³). Därifrån tas komponenter till de tre blandningsstationerna för färdiga produkter. En för bensen, som lagras i ovanjordstankar, en för diesel/Eo 1, som antingen lagras i bergtrum eller pumpas direkt via produktpiren ombord i fartyg och en för tjocka oljor, som också lagras i bergtrum alternativt lastas direkt på fartyg. Lagervolymer i bergtrum för tjockoljor är 150 000 m³ och för Eo 1/Diesel 120 000 m³.

En mindre del av produktionen (mindre än 2 %) levereras via tankbilar.

De viktigaste skillnaderna i teknisk utrustning, jämfört med Shellraffinaderiet, är framför allt att Scanraff har en katalytisk kracker, som medger ett större utbyte av lätta produkter. Vidare har man, som framgår av figuren, utrustning för indirekt avsvavling av tjockolja samt en anläggning för bensinframställning med s. k. kontinuerlig regenerering.

En annan skillnad gäller det som på fackprosan kallas termisk krackning. Detta är den äldsta och i flera avseenden enklaste krackningsprocessen. Konkret innebär den att kolvätenas molekulstorlekar minskas genom upphettning utan närvaro av någon katalysator. De temperaturnivåer man vanligen talar om ligger mellan 450 och 500 grader.

Vid både Shells raffinaderi och Scanraff bedriver man termisk krackning (däremot inte vid BP-raffinaderiet). Man använder emellertid olika slags utrustning. I Scanraff finns en s. k. visbreaker (=viskositetsnedbrytare) som är den enklaste typen av anläggning för termisk krackning. Dess huvudsyfte är att minska viskositeten hos återstodsoljan.

En mer sofistikerad variant av termisk krackning är den s. k. termiska gasoljekrackning som sker i Shell-raffinaderiet. Denna process sker i två steg och ger ett större utbyte av lätta produkter.

En annan skillnad mellan Shell-raffinaderiet och Scanraff är att Shells

anläggning har en s. k. isomeriseringsanläggning för nafta. Kemiskt sett innebär isomerisering att man förändrar utseende på en kemisk molekyk utan att ändra dess kemiska sammansättning. Isomeriseringsanläggningar utnyttjas för att höja oktantalet i s. k. lättbensin. Därmed minskar behovet av s. k. antiknackningsmedel – t. ex. bly – i den färdiga bensinen. I Scanraffs framtidsplaner ingår en isomeriseringsanläggning för bensin. Ett annat projekt som diskuteras är att bygga om anläggningen för avsvavling av tjockolja till en konverteringsanläggning, en s. k. "mild hydrocracker".

5.3 Framtidsutsikterna för svensk raffinaderiindustri

Hur väl står de svenska raffinaderierna rustade att möta den förväntade utvecklingen – i jämförelse med varandra och i jämförelse med omvärldens raffinaderier? Vilka komparativa för- och nackdelar har de tre anläggningarna som nyss beskrevs, och vilket hot och möjligheter kommer de att möta? Det är temat för detta avsnitt. I tur och ordning kommer i det följande att diskuteras marknadsförutsättningar, kapacitetsutnyttjande och lönsamhet samt internationell konkurrens.

Marknadsförutsättningar

Som tidigare har beskrivits har den totala användningen av oljeprodukter i Sverige nära nog halverats under de senaste fem åren. Förbrukningen av tjock eldningsolja har således minskat dramatiskt sedan början av 1980-talet. Samtidigt har lätta produkter – i synnerhet bensin – successivt ökat sina andelar av marknaden.

Vilka förutsättningar har de svenska raffinaderierna att möta det förändrade efterfrågemönstret? Låt oss för ett ögonblick göra det förenklade antagandet att den svenska marknaden helt och hållet försörjs genom att råolja importeras till de svenska raffinaderierna, förädlas och säljs på marknaden. Tabell 5.5 anger – under förenklade antaganden – vilka mängder av huvudprodukterna de tre bränsleraffinaderierna maximalt kan framställa, under förutsättning att man försöker maximera utbytet av lätta produkter. Dessutom illustreras hur efterfrågan var sammansatt år 1985 respektive hur den bedöms utvecklas under de kommande fem åren.

Tabell 5.5 Förväntad efterfrågan på oljeprodukter samt kapacitet vid de svenska raffinaderierna (miljoner ton)

	Scan- raff	Shell	BP	Totalt	Efterfrågad mängd	
					1985	1990
Bensin	3,0	0,8	0,9	4,7	3,8	3,9
Mellandestillat	3,6	2,0	1,6	7,2	6,1	5,5
Tjockolja	2,4	0,9	2,0	5,3	5,3	4,7

Källa: Raffinaderiföretagen och statens energiverk

Som framgår av uppställningen är den totala raffinaderikapaciteten i landet mer än tillräcklig för att tillgodose den inhemska efterfrågan såväl år

1985 som år 1990. Enligt tabellen innebär nuvarande prognoser att användningen av tjockolja kommer att fortsätta att minska. Den existerande överkapaciteten kommer således att öka ytterligare. En tidigareläggning av kärnkraftavvecklingen har emellertid en viss betydelse i detta sammanhang. Denna fråga har diskuterats i ansnitt 4.

Uppställningen är emellertid bara ett räkneexempel. I verkligheten sker ett mycket stort handelsutbyte med råolja och oljeprodukter. Dessutom svarar raffinaderiföretagen bara för 50–70 procent av den totala försäljningen av de olika produkterna. Detta förhållande berörs i det följande.

Handeln med oljeprodukter har alltså ökat snabbt under senare år. Det illustreras i tabell 5.6.

Tabell 5.6 Import och export av råolja och oljeprodukter 1980–85 (milj. m³)

Import	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Råolja	21,0	16,3	14,8	17,2	16,0	15,8
Raffinerade produkter	14,4	11,7	13,0	11,0	9,1	9,9
Total tillförsel	35,4	28,0	27,8	28,2	25,1	25,7
Produktexport	5,6	4,9	6,0	7,7	7,7	6,3
Nettotillförsel	29,8	23,1	21,8	20,5	17,4	19,4
Produkternas andel av totala tillförseln (%)	40,6	41,7	46,7	39,0	35,8	38,5
Exportens andel av total tillförsel (%)	15,8	17,5	21,5	27,3	30,6	24,5

Källa: SCB – utrikeshandeln

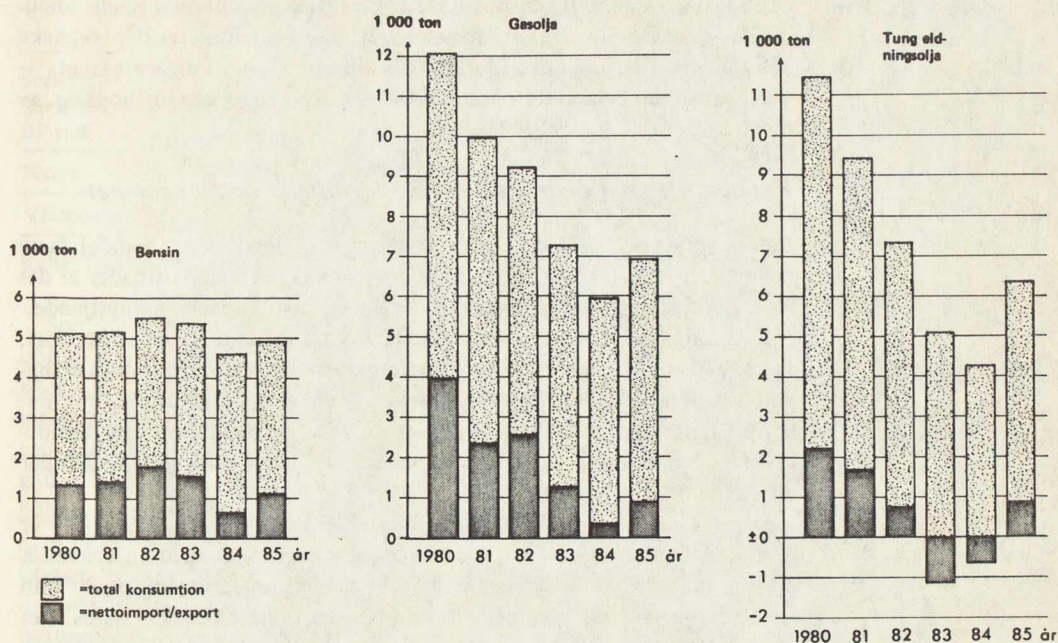
Av tabellen framgår att färdigvaruimportens andel av den totala oljeimporten har legat mellan 35 och 47 procent under hela 1980-talet. Att andelen importerade produkter genomgående har varit hög hänger delvis samman med att vissa oljeföretag saknar raffinaderikapacitet i Sverige.

Mer iögonenfallande är utvecklingen på exportsidan. Fram till år 1985 skedde en stadig ökning av exporten uttryckt som andel av den totala tillförseln till den svenska marknaden. Således fördubblades exportandelen mellan 1980 och 1984.

Det finns flera orsaker till denna utveckling. En utgångspunkt för en diskussion kan vara att undersöka vilka produkter som har importerats respektive exporterats. Detta framgår av Figur 5.7.

Av tabellen kan man utläsa att Sverige under hela den studerade perioden har varit nettoimportör av både bensin och gasolja. Däremot var vi under åren 1983 och 1984 nettoexportörer av tjocka eldningsoljor. Orsakerna till det har delvis berörts – den svenska raffinaderikapaciteten hann inte anpassas till det snabbt förändrade konsumtionsmönstret för oljeprodukter. En ytterligare orsak var de svenska restriktionerna på maximalt tillåten svavelhalt. Dessa krav berörs i det följande.

Alla oljebolag på den svenska marknaden har inte egen raffinaderikapacitet i landet. Av de åtta rikstäckande bolagen saknar således Statoil, Kuwait Petroleum och ARA/JET raffinaderikapacitet i Sverige. Nästa steg i analysen är därför att se i vilken relation respektive raffinaderiföretags kapacitet står till dess försäljning av respektive huvudprodukt.



Källa: SCB

Följande uppställning ger en grov fördelning av den totala raffinaderikapaciteten – såsom den presenterades i tabell – på de raffinerande företagen. I tabellen anges också respektive företags försäljning på den svenska marknaden år 1985.

Tabell 5.7 Kapacitet och svensk försäljning år 1985 för raffinaderibolagen (milj. ton)

Företag Produkt	Shell		BP		OKP		Hydro		Texaco	
	Kap	Förs	Kap	Förs	Kap	Förs	Kap	Förs	Kap	Förs
Bensin	0,8	0,8	0,7	0,5	1,1	1,1	0,8	0,2	0,8	0,4
Gasolja	2,0	1,1	1,2	0,6	1,3	1,5	0,7	0,3	1,1	0,5
Tjock eld-ningsolja	0,9	0,6	1,6	0,7	1,6	0,8	0,3	–	1,3	0,1

Källa: Raffinaderiföretagen och SPK

Som synes har samtliga raffinerande företag med undantag för OKP en produktionskapacitet som med marginal överstiger försäljningen i Sverige av respektive produkt år 1985. Texacos till synes mycket stora kapacitetsöverskott betingas av att Scanraff ingår som en del av Texacos integrerade nordvästeuropeiska försörjningssystem; Texaco förfogar inte över någon raffinaderikapacitet i de andra nordiska länderna. Det är också en förklaring till att en stor del av Scanraffs produktion exporteras – uppskattningsvis 40–50 procent.

Figur 5.7 Konsumtion och nettoimport/export av vissa oljeprodukter 1980–1985

Även BP exporterar en viss del av sin produktion – i storleksordningen 15–20 procent. Orsaken är att inte heller BP förfogar över någon raffinaderikapacitet i de övriga nordiska länderna. Det gör däremot Shell; Shell-raffinaderiet i Göteborg är i första hand avsett att försörja den svenska marknaden. Det är också förklaringen till att – som tidigare nämnts – Shell försöker öka sina marknadsandelar i Sverige genom uppköp av mindre företag.

Kapacitetsutnyttjande, raffineringsekostnader och lönsamhet

Raffinaderier är kapitalintensiva anläggningar, med en stor andel fasta kostnader. För att uppnå hög effektivitet och låga enhetskostnader är det därför nödvändigt att försöka upprätthålla ett högt kapacitetsutnyttjande.

Vad som skall menas med kapacitetsutnyttjande är dock inte självklart. Det traditionella sättet att mäta kapacitetsutnyttjandet är att jämföra mängden bearbetad råolja (''genomsättningen'') under ett visst år med raffinaderiets nominella kapacitet i primärdestillationsanläggningen (den atmosfäriska destillationen). Det finns emellertid minst två huvudinvändningar mot detta mått.

Den första är att de flesta raffinaderier – däribland de svenska – är optimerade efter en viss s. k. designråolja, som vanligtvis är en svavelrik arabisk råolja (t. ex. Arabian Light). Det är också med utgångspunkt från sådan råolja som den nominella destillationskapaciteten brukar anges. Det ökade och numera dominerande inslaget av lätta och svavelfattiga Nord-sjööljor innebär emellertid att den praktiskt användbara kapaciteten är betydligt lägre; det kan röra sig om 10–15 procentenheter.

Den andra invändningen gäller relationen mellan raffinaderiets utbyte och marknadens efterfrågan. Som framgått på flera ställen ovan har de senaste årens utveckling inneburit att en ökad andel lätta destillat har efterfrågats. Detta har ställt krav på investeringar i vidareförädlingsutrustning (''uppgradering'') i raffinaderierna. Sådan utrustning är emellertid mycket kostnadskrävande, samtidigt som det ekonomiska utfallet av investeringen är osäkert. Få raffinaderier har i dag konverteringskapacitet som fullt ut svarar mot råoljedestillationskapaciteten. Det har medfört att vidareförädlingskapaciteten i allmänhet är den trånga sektorn. Det innebär således att medan konverteringsutrustningen i allmänhet utnyttjas i högsta möjliga utsträckning, så utnyttjas den primära destillationskapaciteten bara i den utsträckning som är nödvändig för att försörja de sekundära enheterna. Följden har blivit ett förhållandevis lågt kapacitetsutnyttjande i primärdestillationen.

Trots att således kapacitetsutnyttjandet – mätt på traditionellt sätt – inte utan vidare kan användas för att jämföra olika raffinaderier, så är det ändå av intresse att jämföra hur kapacitetsutnyttjandet har varit dels i de svenska raffinaderierna, dels i Europa totalt. En sådan jämförelse ger en indikation om de svenska raffinaderiernas internationella konkurrenskraft.

Tabell 5.8 Kapacitetsutnyttjande i Sverige och Västeuropa, procent av nominell kapacitet

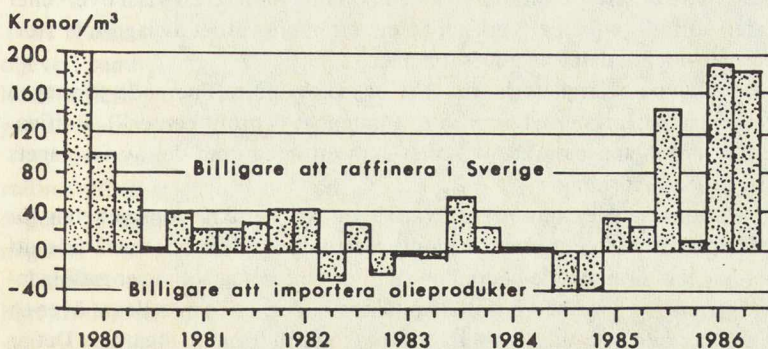
	1981	1982	1983	1984	1985
Scanraff	68	62	69	66	68
Shellraff	80	81	87	90	93
BP-raff	54	61	79	75	85
Totalt	67	66	76	74	78
Västeuropa	59	58	65	70	74

Källa: IEA

Som synes har kapacitetsutnyttjandet ökat markant sedan 1980-talets början. I dag har de svenska raffinaderierna ett högt kapacitetsutnyttjande, både i absoluta termer och jämfört med Europa i övrigt. Scanraffs relativt lägre utnyttjandegrad har flera orsaker. Innan den katalytiska krackern togs i bruk var anläggningens produktionsnivå dåligt anpassad till efterfrågan. Detta har berörts i tidigare avsnitt. I dag är det kapaciteten i vidareförädlingsanläggningarna som utgör begränsningen för produktionen, eftersom dessa ger ett mer värdefullt produktutbyte än den primära destillationen. Krackeranläggningen har utnyttjats till i princip full kapacitet sedan starten år 1985. En ytterligare orsak till Scanraffs låga kapacitetsutnyttjande år 1985 var att anläggningen var nedsläckt under sju veckor för planerad revisionsbesiktning.

Som nyss nämndes är det dock knappast möjligt att göra en rättvisande jämförelse mellan raffinaderier enbart med utgångspunkt från deras kapacitetsutnyttjande.

Finns det då något annat sätt att avgöra hur de svenska raffinaderierna hävdar sig i den internationella konkurrensen? Ett grovt mått på de svenska raffinaderiernas konkurrensförmåga i förhållande till utlandet ges av skillnaden i kostnader mellan att å ena sidan köpa in råolja och raffinera den i Sverige, å andra sidan att köpa raffinerade produkter på världsmarknaden. Figur 5.8 visar hur stor skillnaden har varit i genomsnitt per kvartal under perioden 1980–1986.



Figur 5.8 Skillnaden mellan kostnader för att raffinera i Sverige och att importera oljeprodukter

Källa: SPK – Oljemarknaden

Som synes har det under större delen av den studerade perioden varit lönsammare att raffinera i Sverige än att importera färdiga produkter. En allmän slutsats av detta är att den svenska raffinaderiindustrin i *genomsnitt* torde vara minst lika effektiv som omvärldens raffinaderier. Detta påståendet styrks också av de nyss presenterade uppgifterna om kapacitetsutnyttjandet i den svenska raffinaderiindustrin jämfört med omvärlden. Siffrorna för enskilda kvartal skall dock tolkas med viss försiktighet; speciellt under de senaste åren har fluktuationerna i såväl råoljepriser som produktpriser varit mycket kraftiga.

Lönsamhet

Det normala sättet att bedöma livskraften i en industriell bransch är att undersöka dess lönsamhet – historisk och prognostiserad. En bransch som långvarigt dras med låg eller negativ avkastning måste på ett eller annat sätt – genom rationaliseringar, nedläggningar eller ändrad produktionsinriktning – förändra sin verksamhet.

Hur har då lönsamheten varit inom den svenska raffinaderiindustrin? Det är inte alldeles enkelt att svara på. De svenska raffinaderierna är visserligen formellt självständiga bolag med egna balans- och resultaträkningar; men i praktiken stöter det på avgörande problem att beräkna lönsamheten för ett enskilt raffinaderi. Det har flera orsaker. Huvudorsaken kan sägas vara att raffinaderiverksamhet regelmässigt är en del i ett större företags eller företagsgrupps verksamhet. Om överskottet från raffinering vid en viss tidpunkt bedöms otillräckligt, står det hela tiden moderbolaget fritt att i stället importera de efterfrågade produkterna från världsmarknaden. Det är därför svårt att finna ett meningsfullt mått på lönsamheten för en anläggning.

Ett annat problem är av redovisningsteknisk natur. De svenska kraven på beredskapslagring innebär att svenska oljebolag är skyldiga att hålla stora lager av råolja och oljeprodukter – motsvarande 6–8 månaders förbrukning. Samtliga raffinierande bolag i Sverige värderar i sin redovisning lagren enligt den s.k. FIFO-principen (''First-in, first-out''). Det innebär att de produkter som levereras från raffinaderiet i teorin ligger i lager under en längre period innan de säljs. Med de snabba svängningar, som har skett i priserna på oljeprodukter, blir det därmed ett ganska våghalsigt konststycke att för en given tidpunkt härleda ett visst över- eller underskott till raffinaderiverksamheten, eftersom värdet av lagren är stort i förhållande till den totala försäljningen.

De angivna svårigheterna innebär också att de raffinierande företagen inte redovisar raffinering som en resultatenhet (''profit center''). Raffinaderiverksamheten betraktas i stället som en integrerad del av företagets totala varuförsörjning.

Det finns således teoretiska svårigheter att beräkna lönsamheten för raffinaderier. Men det innebär naturligtvis inte att man bör avstå från att försöka göra åtminstone bedömningar. För de företag som äger raffinaderier innebär verksamheten stora kapitalkostnader. I den mån dessa över en följd av år inte uppvägs av intäkter, krävs någon form av åtgärder. Det är

därför givet att de företag, som äger raffinaderikapacitet, gör någon typ av resultatuppföljning av verksamheten, åtminstone för internt bruk. Detta innebär å andra sidan inte att lönsamheten för en enskild anläggning är det enda – eller kanske ens det avgörande – kriteriet för ett företag vid beslut att utöka eller minska sin raffinaderikapacitet. För ett multinationellt företag kan också strategiska hänsyn som rör logistik, närhet till marknaden etc spela en viktig roll.

Ett grovt mått på de svenska raffinaderiernas lönsamhet fås genom en jämförelse av lönsamheten – mätt på traditionellt sätt – mellan å ena sidan de företag som äger raffinaderikapacitet i Sverige (i det följande betecknade "raffinaderiföretagen"), å andra sidan de företag som inte förfogar över raffinaderikapacitet i Sverige ("importföretagen"). Tabell 5.9 visar den vägda genomsnittliga avkastningen av oljeverksamheten för import- respektive raffinaderiföretagen under perioden 1980–1985. Uppgifterna avser avkastningen på totalt kapital, definierad som resultat efter planens avskrivningar och finansiella intäkter (men före finansiella kostnader) i förhållande till genomsnittlig balansomslutning. Den senare inkluderar varulagerreserver för kommersiella lager respektive beredskapslager samt ackumulerade överavskrivningar. För de företag, som bedriver annan verksamhet än oljeförsäljning, avser uppgifterna endast oljeverksamheten. Det bör noteras att uppgifterna i många fall baseras på interna priser mellan syskonföretag.

Tabell 5.9 Avkastning i % på totalt kapital för importföretag och raffinaderiföretag 1980–1985

Företagskategori	År					
	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Importföretag	8,6	3,8	3,9	2,5	0,7	1,6
Raffinaderiföretag	9,6	5,2	7,2	2,9	2,9	3,8
Totalt	9,3	4,8	6,3	2,8	2,3	3,2
Totalt för tillverkningsindustrin						
(SNI 2+3)	6,7	6,9	8,2	10,5	10,5	9,3

Källa: SPK, Oljemarknaden

Av tabellen kan minst två slutsatser dras. Dels har avkastningen inom oljeverksamheten varit lägre än i tillverkningsindustrin under hela 1980-talet. Speciellt gäller det perioden 1983–85. Dels redovisar raffinaderiföretagen en i genomsnitt högre lönsamhet än importföretagen.

Av det senare kan man emellertid inte omedelbart dra slutsatsen att raffinaderiverksamhet är lönsam. Som nämndes ovan är det svårt att avgöra i vilken utsträckning raffinaderiverksamhet bidrar – positivt eller negativt – till det redovisade resultatet.

Tabellen redovisar vidare endast aggregerade uppgifter. Det är uppenbart att den ekonomiska situationen – både finansiellt och likviditetsmässigt – skiljer sig väsentligt mellan raffinaderiföretagen. Medan t. ex.

BP-raffinaderiet till stora delar är avskrivet och därmed har måttliga kostnader, så har Scanraffs ägare att dras med stora kostnader på grund av nyinvesteringarna – framför allt när det gäller den katalytiska krackeranläggningen, som togs i drift år 1984 och vars totala investeringskostnad uppgick till drygt 800 Mkr. Shell-raffinaderiet intar i detta sammanhang en mellanställning. Som framgått av den tidigare redogörelsen har raffinaderiet successivt byggts om ("uppgraderats") men inte i samma omfattning som Scanraff.

År 1985 raffinerades i Sverige sammanlagt 17,2 milj. m³ råolja och annat insatsmaterial till en sammanlagd kostnad av 2060 Mkr. Detta innebar en genomsnittlig raffineringsskostnad om knappt 120 kr per m³ inklusive kapitalkostnader. Av den totala kostnaden svarade bränsle (inklusive svinn) för drygt hälften. Resterande ca 53 kr per m³ fördelade sig med 56 procent på driftskostnader och återstående 44 procent på kapitalkostnader.

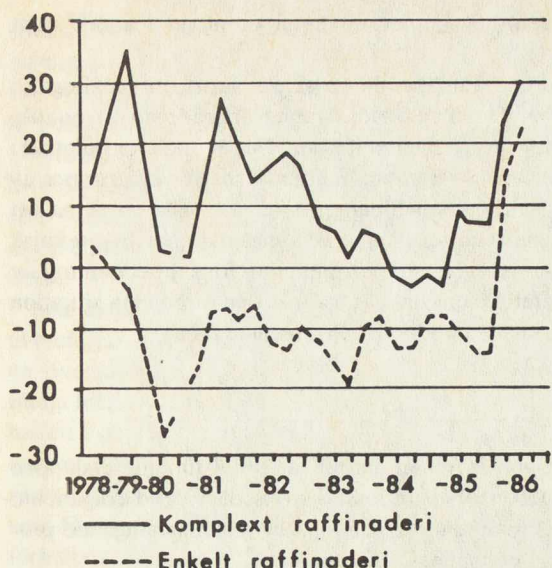
Av skäl som nämnts ovan finns det stora skillnader mellan de tre svenska raffinaderierna. Således är den genomsnittliga raffineringsskostnaden per m³ råolja ungefär dubbelt så stor vid Scanraff som vid BP-raffinaderiet. Kostnadsstrukturen skiljer sig också åt. Av den kostnad som redovisas i årsredovisningen utgörs för Scanraffs del ca 56 procent av kapitalkostnader och 44 procent av driftskostnader. Motsvarande siffror för BP-raffinaderiet är 22 respektive 78 procent. Shell-raffinaderiet redovisar inga räntekostnader – vilket är en betydande kostnadspost för såväl BP-raffinaderiet som Scanraff – varigenom kostnadsjämförelser är svåra att göra. Sannolikt intar Shell-raffinaderiet dock en mellanställning såväl när det gäller den totala raffineringsskostnaden som i fråga om förhållandet mellan kapitalkostnader och driftskostnader.

Att ett raffinaderi har högre kapitalkostnader än ett annat kan ha flera förklaringar. En är att de investeringar som kapitalkostnaderna avser har genomförts vid olika tidpunkter och att anläggningarna i fråga är avskrivna till olika stor del. En annan kan vara skillnader i design, tekniska lösningar och andra konstruktiva skillnader.

Ett ytterligare skäl till skillnader i kapitalkostnader har nämnts; skillnader i fråga om vidareförädlingsanläggningar. Här är avsikten med investeringarna att de skall ge möjlighet till produktion med ett mer värdefullt produktutbyte. Den strategiska frågan för raffinaderiindustrin är just denna: Vilken "förädlingsgrad" är den optimala för ett raffinaderi? Hur stora investeringar i uppgraderingsanläggningar är motiverade med hänsyn till det förväntade bättre produktutbytet?

Svaret på frågan är avhängigt en rad faktorer, varav många är specifika för varje raffinaderi. Det gäller t. ex. ägarnas marknadsstrategi och marknadsandelar, råoljetillgångarnas beskaffenhet och kostnader, geografisk belägenhet etc. Naturligtvis beror svaret också på vilken framtidsbedömning olika företag gör. Av speciell betydelse härvidlag är skillnaderna i marknadspris mellan tyngre och lättare produkter. Ju större denna marginal bedöms bli, desto större är anledningen att uppgradera.

Hur har då det faktiska utfallet sett ut? Av skäl som nämdes ovan är det svårt att för de svenska raffinaderierna ange värdet av produktutbytet, bl. a. med hänsyn till principerna för redovisningen av lagren. Följande figur – hämtad ur tidskriften *Petroleum Economist* – visar en uppskatt-



Figur 5.9 Raffinaderi-marginaler i Västeuropa 1978–1986

Källa: Petroleum Economist, september 1986

ning av hur marginalerna vid raffinering har utvecklats sedan slutet av 1970-talet – dels för enkla raffinaderier, dels för komplexa raffinaderier. Figuren avser förhållandena i nordvästra Europa och marginalerna är angivna i dollar per ton.

Figuren illustrerar väl den i avsnitt 2 beskrivna utvecklingen av konsumtionen för olika oljeprodukter. I slutet av 1970-talet och början av 1980-talet reagerade tjockoljemarknaden snabbast på de våldsamma prisökningarna på oljeprodukter; tjockoljan ersattes successivt av kol, naturgas och kärnkraftproducerad el. I takt med att allt fler uppgraderingsanläggningar togs i drift krympte marginalerna. Samtidigt ökade efterfrågan på återstodsolja (okrackad återstod och vacuumåterstod) från de enkla raffinaderierna, varigenom dessa produkter steg i pris. Till utvecklingen bidrog också strejken bland de brittiska kolgruvearbetarna 1984–85, som ökade efterfrågan på tjockolja. Resultatet blev att skillnaden i produktutbyte, uttryckt i kronor, blev allt mindre. På kort sikt är det därför inte nödvändigtvis en fördel att förfoga över vidareförädlingskapacitet. På längre sikt innebär tillgången till vidareförädlingskapacitet otvivelaktigt en större flexibilitet; men denna har också en kostnad som måste balanseras av ett värdefullare produktutbyte.

Det är i detta sammanhang viktigt att konstatera att kapitalbelastningen i en anläggning inte är given och oföränderlig storhet. Exempelvis kan kostnadsstrukturen för en anläggning ändras genom försäljning av hela raffinaderiet eller andelar därav. Ett raffinaderi vars produkt är dåligt anpassat till marknads krav kan således genom överlåtelse till en annan ägare få en annan värdering och därmed ett förmånligare marknadsläge.

De förändringar av ägareförhållandena som har ägt rum vid Scanraff är en illustration till detta.

Som framgår av figuren ovan skedde ett skarpt brott i utvecklingen i slutet av år 1985, i samband med att Saudi-Arabien ändrade sin prispolitik. Sedan dess har raffinering återigen blivit lönsam. Det är dock för tidigt att i dag dra några slutsatser om de framtida marginalerna för olika typer av anläggningar. Det är i detta sammanhang viktigt att hålla i minnet att raffinaderier och däri ingående utrustning genomgående har hög teknisk livslängd. Det är därför riskabelt att som underlag för en bedömning av raffinaderiindustrins framtida lönsamhet utgå från den turbulenta situation som har präglat oljemarknaden under de allra senaste åren.

Miljökräv

En av vår tids stora frågor är frågan om hur de miljöstörande utsläppen skall kunna minskas. Det största intresset knyts därvid till frågan om försurningen av mark och vattendrag och därmed sammanhängande problem (påverkan på flora och fauna, korrosion etc.).

Den utan jämförelse största källan till försurande utsläpp i Sverige är i dag oljeprodukter. År 1983 släpptes totalt ca 150 000 ton svavel ut i Sverige från inhemska källor. Därav härrörde över 60 procent från förbränning av oljeprodukter. De totala emissionerna av kväveoxider uppgick i början av 1980-talet till ca 320 000 ton (räknat som NO₂). Därav kom ca 90 procent från oljeförbränning; den helt dominerande delen hänför sig till fordonstrafikens användning av bensin och diesel.

Mot denna bakgrund är det naturligt att samhällets krav på en bättre miljö i första hand har kommit att riktas mot oljeprodukter. Frågan är vilka effekter sådana krav får på den svenska raffinaderiindustrin. I det följande behandlas de två mest betydande kraven i detta avseende: Svavelhalten i oljeprodukter och blyfri bensin.

Svavelhalten i oljeprodukter

För att reglera svavelutsläppen från oljeprodukter används olika metoder. Svavelutsläppen från industriella processer regleras således genom krav i miljöskyddslagstiftningen, medan svavelutsläppen från förbränning regleras genom krav på maximalt tillåten svavelhalt i eldningsoljor. Sådana krav infördes redan år 1968 och har sedermera skärpts i omgångar. För lätt eldningsolja gäller sedan den 1 oktober 1984 att svavelhalten får vara högst 0,3 procent. För tjocka oljor har kraven gradvis skärpts sedan år 1980, och innebär i dag en maximalt tillåten svavelhalt om 1,0 procent.

Bl a mot bakgrund av farhågorna för försurningens effekter har under de senaste åren diskuterats om en ytterligare skärpning av gällande krav skall ske. Statens energiverk har nyligen redovisat en rapport, som har utförts på uppdrag av regeringen, om förutsättningarna för att minska svavelhalten i raffinerade produkter (statens energiverk 1986: 4). Bl. a. har man tagit upp frågan om effekterna på de svenska raffinaderierna av skärpta svavelkrav. Utgångspunkten för de bedömningar som görs i rapporten är – i enlighet med regeringens uppdrag – att studera förutsättningarna för och

effekterna av ett krav på maximalt 0,15 viktsprocent svavel i gasolja (lätt eldningsolja och diesel) och ett krav lägre än det nuvarande för tjock eldningsolja. Den följande framställningen baseras delvis på energiverkets rapport.¹

En första fråga är vilka tekniska möjligheter det finns att sänka svavelhalten ytterligare. I princip kan en lägre svavelhalt i eldningsolja nås på två sätt — antingen genom val av råoljor med låg svavelhalt eller genom att oljeprodukterna avsvavlas. I praktiken används de två metoderna jämsides.

När det först gäller svavelhalten i råoljor kan man konstatera att den utveckling som har skett i fråga om råolförsörjningen under senare år — en övergång från råolja hämtad från länderna kring Persiska viken till råolja från i första hand Nordsjön — har haft en gynnsam effekt på svavelhalten i oljorna. Som tidigare nämndes har Nordsjöoljorna genomgående en betydligt lägre svavelhalt än t. ex. arabisk olja; medan de arabiska råoljorna har en svavelhalt kring 1,5–3,5 viktsprocent så har Nordsjöoljor som Statfjord och Brent en svavelhalt kring 0,3–0,4 viktsprocent. Men förhållandena är inte helt entydiga; det finns Nordsjöoljor med relativt hög svavelhalt (Flotta-oljan har t. ex. en svavelhalt kring 2,2 viktsprocent) och det finns lågsvavliga oljor från andra områden, t. ex. Nigeria, Libyen och Algeriet. Under alla förhållanden har tillgången till lågsvavlig råolja varit en viktig förutsättning för raffinaderierna när det gäller att möta svavelkraven.

När det gäller avsvavlingsmetoder finns det skäl att skilja på å ena sidan avsvavling av destillat, å andra sidan avsvavling av återstodsolja (tjockolja).

Avsvavling av mellandestillat — destillatavsvavling — är en mycket vanlig process. I princip går den till så att destillaten tillsammans med vätgas får passera genom en katalysator under högt tryck. Vätgasen bildar då kemiska föreningar — framför allt svavelväte — med svavlet i oljan, vilka sedan kan avskiljas. Mellan 50 och 90 procent av svavlet kan tas bort på detta sätt.

De flesta europeiska raffinaderier konstruerades från början för att bearbeta högsvavlig Mellanösternolja. Före senare delen av 1960-talet ställdes vanligen inga krav på maximal svavelhalt i eldningsolja. Så småningom infördes sådana krav, vilket medförde att anläggningarna försågs med avsvavlingskapacitet för mellandestillat. Destillatavsvavling är också en förhållandevis billig process, såväl när det gäller investeringskostnaderna som i fråga om driften. Vätgasbehovet är inte heller större än att den vätgas, som bildas vid reformering av nafta till bensin (se avsnitt 5.1), räcker till.

För att sänka svavelhalten i återstodsolja finns i princip två metoder: Direkt avsvavling och indirekt avsvavling.

Direkt avsvavling kan utföras enligt samma principer som för mellandestillat, men med den skillnaden att kostnaderna blir betydligt högre. Det har flera orsaker: Förbrukningen av katalysatormassa är stor, processen sker under högre tryck och temperatur än för destillat och det krävs mer vätgas. I allmänhet är vätgasförbrukningen större än vad som kan tillgodoses genom reformeringen av nafta, och därför kräver en anläggning för

¹ Regeringen har i januari i år tillkännagivit sin avsikt att skärpa kraven på maximal svavelhalt i lätt eldningsolja till 0,2 viktsprocent, uttryckt som årsgenomsnitt för resp. företag. Ärendet är f. n. föremål för ratifiering inom EFTA och GATT.

tjockoljeavsvavling vanligen att en vätgasfabrik anläggs.

Indirekt avsvavling av återstodsolja innebär att oljan först fraktioneras genom vacuumdestillation. Därefter avsvavlas den erhållna s. k. vacuumgasoljan och återblandas med återstodsolja.

Denna metod används dock sällan i dag, eftersom den avsvavlade vacuumgasoljan har ett större värde som insatsmaterial till krackern än som tjockoljekomponent.

Direkt avsvavling av återstodsolja är alltså en betydligt dyrare process än destillatavsvavling. Det har också fått till följd att endast ett fåtal raffinaderier har anläggningar för avsvavling av återstodsolja; i världen finns bara ett 30-tal sådana anläggningar. Avsvavlingsanläggningar för mellandestillat finns det däremot relativt gott om.

De svenska raffinaderierna och svavelkraven

Hur är då de svenska raffinaderierna bestyckade när det gäller kapacitet för avsvavling? Vad skulle skärpta krav på svavelhalt i lätta respektive tyngre oljor innebära?

BP-raffinaderiet har i dag ingen avsvavlingskapacitet för vare sig destillat eller återstodsolja. En skärpning av kravet på gasolja till 0,2 procent skulle enligt företaget i princip kunna klaras genom en anpassning av råoljevalet. Förutom den flexibilitet som därmed skulle gå förlorad skulle – på grund av dessas oljors högre marknadsvärde – årskostnaderna öka med uppskattningsvis 60–80 Mkr per år. En ytterligare skärpning till 0,15 procent skulle skapa stora svårigheter för anläggningen. Kostnaden för en avsvavlingsanläggning för mellandestillat anges vara i storleksordningen 200 Mkr.

När det gäller krav på svavelhalten i tjockolja är konsekvenserna för BP-raffinaderiets del till viss del avhängiga av vilket krav som gäller för mellandestillaten, eftersom detta i sin tur styr råoljevalet. Ett krav på 0,2 procent svavel för mellandestillaten skulle således automatiskt föra med sig en svavelhalt i återstodsolja kring 0,5–0,6 procent.

Shell-raffinaderiet har viss avsvavlingskapacitet för mellandestillat. I dag kan man producera lätta oljor med en svavelhalt kring 0,2 procent, men det beror främst på att svavelfattig Nordsjöolja används. Kapaciteten är också begränsad; den utnyttjas i dag fullt ut redan vid en användning av 80–90 procent lågsvavliga oljor. Vid en större inblandning av högsvavlig olja skulle kapaciteten för att producera lågsvavliga mellandestillat således minska. Anledningen till att kapaciteten är otillräcklig är framför allt att vätgasen inte räcker till. Om man kunde öka utbytet av vätgas från den nuvarande produktionen skulle också avsvavlingskapaciteten kunna öka.

En skärpning utöver 0,2 procent för mellandestillaten skulle kräva ytterligare investering i en anläggning för gasoljeavsvavling. Kostnaden för detta anges till ca 150–200 Mkr. Dessutom skulle ytterligare blandnings-tankar och annan utrustning krävas.

Skärpta krav på svavelhalten i tjockolja skulle – om man har ambitionen att sälja sin produktion på den svenska marknaden – kräva investeringar. En anläggning för avsvavling av återstodsolja anges av företaget vara helt utesluten av kommersiella skäl.

Scanraff har avsvavlingsutrustning för alla destillatprodukter, dvs. nafta, mellandestillat och återstodsolja.

Raffinaderiet kan i dag producera mellandestillat med 0,2 procents svavelhalt. Vid tillräckligt hög inblandning av lågsavvliga oljor, i kombination med ett lägre kapacitetsutnyttjande, kan man åstadkomma produktion med 0,15 procent svavelhalt. Detta skulle dock innebära stora förluster i flexibilitet med ty åtföljande kostnader. Skall man producera vid full kapacitet krävs ytterligare investeringar i avsvavlingsutrustning, åtminstone om kravet sätts till 0,15 procent.

I likhet med vad som gäller för övriga raffinaderier medför ett hårdare krav på mellandestillatet automatiskt att svavelhalten i återstoden sänks, eftersom anpassningen till den lägre svavelhalten till stor del sker genom råoljevalet.

Scanraff har också kapacitet för avsvavling av vacuumgasolja. Den avsvavlade oljan används dock i huvudsak som insatsmaterial i den katalytiska krackern, varigenom möjligheterna att producera tjockolja med låg svavelhalt begränsas.

Några planer på att investera i en anläggning för återstodsavsvavling finns inte; i likhet med de svenska konkurrenterna anger man på Scanraff att en sådan anläggning sannolikt inte kommer att bli lönsam. Investeringskostnaden beräknas bli i storleksordningen 2 miljarder kr.

Vad skulle då skärpta svavelkrav innebära för de svenska raffinaderierna? Som framgått av redogörelsen ovan skulle ett krav på 0,15 procents svavelhalt kräva investeringar vid samtliga tre raffinaderier. Därtill skulle det innebära en betydande begränsning av råoljevalet. Ett krav på 0,2 procent är i princip möjligt att klara med nuvarande utrustning; för i synnerhet BP-raffinaderiet — som saknar avsvavlingsutrustning för mellandestillat — skulle dock även ett sådant krav innebära betydande inskränkningar i flexibilitet och högre kostnader.

Men de svenska raffinaderierna konkurrerar inte bara med varandra. I ännu högre grad konkurrerar de på en internationell marknad — i synnerhet på den nordiska marknaden. Frågan är då om de svenska raffinaderierna har sämre förutsättningar än omvärldens att klara skärpta svavelkrav. Energiverket drar slutsatsen att åtminstone Shell-raffinaderiet och Scanraff inte i genomsnitt torde stå sämre rustade än utländska konkurrenter.

Som framgått av redogörelsen ovan kan inga investeringar i återstodsavsvavling förväntas i Sverige. Följden av ett skärpt krav skulle därför bli att den tjockolja, som produceras vid de svenska raffinaderierna, helt och hållet fick experteras, varigenom de svenska raffinaderierna skulle få högre transportkostnader än för närvarande. Ett skärpt krav på svavelhalten i tjockolja skulle således ge de svenska raffinaderierna en klar kostnadsnackdel. Till denna slutsats kommer också statens energiverk i sin analys.

Som framgått av denna redogörelse baserar de svenska raffinaderierna i dag sin produktion på en hög andel lågsavvlig råolja från Nordsjön. Alla tecken tyder i dag på att andelen högsavvlig råolja från Mellanöstern kommer att öka under de kommande åren. Då kommer — även vid gällande krav på svavelhalt — sannolikt investeringar att bli nödvändiga i samtliga tre raffinaderier.

Blyfri bensen

Under senare år har frågan om kväveoxidutsläppen varit föremål för stort intresse. Framför allt är det kväveoxidernas samband eller befarade samband med skogsdöd och förorening, som har uppmärksamats.

Som framgick av tidigare avsnitt svarar fordonstrafiken i dag för huvuddelen av kväveoxidutsläppen. Det effektivaste sättet att minska dessa utsläpp är att driva avgasreningen längre än vad som sker i dag. Genom användning av s. k. katalytisk avgasrening kan man nå avsevärda minskningar av utsläppen av kväveoxider. I Sverige är katalytisk avgasrening obligatorisk för nya personbilar fr. o. m. 1989 års bilmodeller.

För att den katalytiska avgasreningen skall fungera krävs emellertid att fordonet använder blyfri bensen. Blyet i bensen angriper och förstör i annat fall katalysatorn – som vanligen är platinabaserad – på kort tid.

Fr. o. m. den 1 januari 1986 är det förbjudet att importera eller tillverka blyad regularbensen i Sverige. Samtidigt har skatten på bensen differentierats så att skatten på oblyad bensen är 16 öre lägre än för blyad premiumbensen. Den 1 juli 1987 sker en ytterligare skärpning av kraven. Då skall det finnas blyfri bensen på alla tankställen som har mer än en bensinpump.

Inget av de svenska raffinaderierna uppger att införandet av blyfri bensen innebär några speciella problem; det gör för övrigt inte heller de oljebolag som inte raffinerar i Sverige. Det finns inga skäl att tro att svenska raffinaderier skulle ha några påtagliga för- eller nackdelar av kravet.

Internationell konkurrens

Av den tidigare diskussionen har framgått att det finns en överskottskapacitet i den internationella raffinaderiindustrin. Inte minst gäller detta i Västeuropa. Genom att en stor del av raffinaderiproduktionen förs i handel över nationsgränserna – ett raffinaderi försörjer ofta flera länder – är det skäligen meningslöst att försöka avgöra i vilket eller vilka länder som överskottskapaciteten finns.

Men överkapacitet för med sig låga marginaler och krav på ytterligare strukturrationaliseringar. Det förefaller mer än sannolikt att anpassningsprocessen inom raffinaderiindustrin ännu inte är avslutad. Under de kommande åren kommer vi att få se såväl uppgraderingar som nedläggningar av befintliga raffinaderier. Däremot pekar nuvarande prognoser på att få helt nya raffinaderier kommer att anläggas i Europa under de kommande åren.

Hur väl står sig då de svenska raffinaderierna och vilken framtid väntar dem? Som har framgått av tidigare avsnitt beror svaret på flera faktorer: Utvecklingen av den inhemska och internationella efterfrågan på oljeprodukter, de svenska raffinaderiernas utrustning och konkurrenskraft samt respektive raffinaderis roll i ägarnas försörjningsstrategi.

De svenska raffinaderierna verkar alltså på en internationell marknad. Men det är knappast sant att alla raffinaderier i Västeuropa direkt konkurrerar med varandra. Bl. a. av transportkostnadsskäl försörjer varje raffinaderi ett någorlunda avgränsat område. Det är framför allt konkur-

rensen inom varje sådant område som är av intresse vid en jämförelse mellan olika raffinaderier.

För de svenska raffinaderiernas del är det i första hand Norden (utom Finland*), Storbritannien och Västtyskland som är de intressanta försörjningsområdena. Tabell 5.10 visar strömmarna av oljeprodukter till och från Sverige, fördelat på importland respektive mottagarland, år 1985.

Tabell 5.10 Införsel och utförsel av petroleumprodukter, fördelat på ursprungsland respektive mottagarland år 1985 (tusental m³ resp procentuell andel)

Land	Införsel till Sverige från		Utförsel från Sverige till	
	1 000 m ³	%	1 000 m ³	%
Norge	504	5,5	679	11,0
Danmark	1 318	14,5	2 359	38,2
Finland	1 169	12,8	—	—
Västtyskland	141	1,5	1 322	21,5
Storbritannien	2 071	22,5	444	7,2
Övriga	3 957	43,2	1 364	22,1
Summa	9 160		6 168	

Källa: SCB – Utrikeshandeln

Av tabellen framgår att fem länder svarar för mer än hälften av vår samlade produktimport. Samtidigt tar de emot nära 80 procent av den svenska exporten av oljeprodukter. De nordiska länderna står för ca en tredjedel av vår import och för nära hälften av exporten. I detta sammanhang bör dock noteras att svängningarna i handelsströmmarna har varit stora under hela 1980-talet.

Bakom dessa aggregerade uppgifter döljer sig emellertid väsentligt skilda andelar i fråga om enskilda produkter. Således sker en stor del av importen av bensin från Finland, vilket till stor del förklaras av låga transportkostnader. Tung eldningsolja exporteras å andra sidan i betydande utsträckning, framför allt till Storbritannien, Danmark, Sovjetunionen och Norge. En viktig förklaring till det är skilda miljökrav, framför allt beträffande svavelhalten i tung eldningsolja.

En avgörande faktor bakom handelsmönstret är som nämnts transportkostnaderna. Exempelvis är fraktkostnaden per ton produkter betydligt högre mellan t. ex. Rotterdam och Stockholm än mellan Borgå (Finland) och Stockholm. Det innebär att skillnaderna i transportkostnader mellan Norden och övriga Västeuropa i viss mån innebär ett skydd för de nordiska raffinaderierna. Emellertid verkar detta "skydd" minst lika starkt i motsatt riktning. Raffinaderierna på den västeuropeiska kontinenten har således en avsevärd kostnadsfördel jämfört med de svenska och nordiska raffinaderierna vid leveranser till de europeiska inlandsmarknaderna. I takt med att den svenska exporten av produkter från de svenska raffinaderierna ökar, tenderar dessa nackdelar att öka i betydelse. Slutsatsen av detta är att de svenska raffinaderierna möter konkurrens från i första hand de nordvästeuropeiska raffinaderierna. En bedömning av de svenska kon-

* Finland hämtar huvuddelen av sin oljeimport från Sovjetunionen, och skyddar sig från import från andra genom kvantitativa importrestriktioner.

kurrenssituationen bör därför inriktas på en jämförelse med dessa raffinaderier.

Som tidigare nämnts finns det inte några enkla och entydiga mått som kan användas för att avgöra om ett raffinaderi är effektivare eller lönsamare än ett annat. En faktor som dock har sitt intresse är otvivelaktigt tillgången på vidareförädlingskapacitet. I tabell 5.11 anges förhållandet mellan primär och sekundär kapacitet (vidareförädlingskapacitet) dels för de svenska raffinaderierna, dels för den samlade kapaciteten i Norge, Danmark, Finland, Storbritannien och Västtyskland.

Tabell 5.11 Primär och sekundär¹ destillationskapacitet i Sverige respektive Nordvästeuropa² år 1985

	Sverige	Nordvästeuropa
Primärkapacitet (Mton/år)	19,6	209,1
Sekundärkapacitet (Mton/år)	3,9	77,6
Andel sekundärkapacitet (%)	19,9	37,1

¹ Definierad som "katalytiska krackerekvivalenter"

² Norge, Danmark, Finland, Storbritannien och Västtyskland

Källa: OECD Refinery Data Base

Som synes är andelen vidareförädlingskapacitet endast hälften så stor i Sverige som i de andra länderna. I den meningen är den svenska raffinaderiindustrin "föråldrad" i sin struktur. Som framgått på annan plats är det dock inte ett självklart faktum att ett raffinaderi med stor andel vidareförädlingskapacitet för närvarande har ett bättre konkurrensläge än ett enklare raffinaderi; men otvivelaktigt ger ett mer komplext raffinaderi en större flexibilitet vid ändringar i efterfrågemixen och råoljeutbudet. Därmed borde sådana raffinaderier också på sikt ha en större konkurrenskraft.

En annan faktor, som har betydelse vid en bedömning av de svenska raffinaderierna, är *ägareförhållandena*. Eftersom raffinaderierna i relativt hög utsträckning ägs och drivs av flernationella företag, så är samspelet och konkurrensen mellan olika raffinaderier i samma företagsgrupp av minst lika stort intresse som konkurrensen mellan olika raffinaderier i ett och samma land.

Vilken raffinaderikapacitet förfogar då de på den svenska marknaden aktiva oljebolagen över? Vilka närbelägna raffinaderier finns inom samma företagsgrupper?

Följande uppställning visar tillgänglig raffinaderikapacitet i Sverige, Danmark, Norge, England, Västtyskland, Holland och Finland för de i Sverige verkamma flernationella företagen.

Till uppgifterna i uppställningen skall läggas den utbyggnad som nu sker vid Mongstadsraffinaderiet i Norge i Statoils regi och som innebär att den nuvarande kapaciteten utökas med ca 2 milj. årston. Raffinaderiet kommer därmed vid början av 1990-talet att kunna producera stora mängder bensen och andra lätta produkter. Kapaciteten för bensinframställning anges komma att uppgå till ca 2,5 miljoner årston, jämfört med knappt 0,5 miljoner ton i dag.

Tabell 5.12 Raffinaderikapacitet i Nordvästeuropa för de i Sverige verksamma flernationella oljeföretagen

Företag	Raffinaderier i	Kapacitet (Mton/år)	Vidareför- ädlingskapa- citet (Mton/år)
BP	Storbritannien	8,8	2,4
	Västtyskland	5,1	0,9
	Holland	21,7	3,5
	Sverige	4,0	—
Shell	Danmark	2,4	0,8
	Västtyskland	12,8	3,3
	Holland	17,2	5,3
	Norge	3,0	0,8
	Storbritannien	17,3	3,5
	Sverige	4,0	1,5
Kuwait Petroleum	Danmark	2,6	0,6
	Holland	3,8	0,5
Texaco	Västtyskland	4,0	0,4
	Storbritannien	9,1	0,8
	Sverige	4,3	0,6
ARA/JET (Conoco)	Storbritannien	6,0	11,0
Norsk Hydro	Norge	1,2	0,8
	Sverige	2,0	0,5
Statoil	Norge	2,8	1,8
Neste	Finland	12,0	4,4

Källa: OECD

Vilka slutsatser kan då dras av uppställningen? Det går från uppgifterna i den inte att säga någonting om huvuvida enskilda företag i dag har över- eller underkapacitet i förhållande till sin försäljning; därtill skulle det krävas information om marknadsförhållanden och marknadsandelar i de länder där respektive företag bedriver försäljning. Värt att notera är också att även raffinaderier i andra länder än de uppräknade producerar produkter för den svenska marknaden. Exempelvis köper Statoil oljeprodukter från raffinaderier i Polen. Men uppställningen kan likväl tjäna som underlag för en diskussion. Intressant att konstatera är t.ex. att Shell har raffinaderier i samtliga studerade länder, medan exempelvis BP inte förfogar över kapacitet i något annat nordiskt land än Sverige. BP bedriver dock försäljning bara i Danmark och Sverige.

ARA/JET (Conoco) har i dag inget raffinaderi i Norden; men med företagets nuvarande marknadsstrategi är det tveksamt om man har intressen i den riktningen för närvarande.

Svårprognostiserade är också strävandena hos de oljebolag som ägs av länder med egen råoljeproduktion – Statoil, Hydro och Kuwait Petroleum (KPS). Otvivelaktigt har dessa företag – och kanske i synnerhet Statoil och KPS – ambitionen att successivt öka sina marknadsandelar. Samtidigt förfogar åtminstone KPS i dag över en relativt blygsam och därtill relativt omodern raffinaderikapacitet. Även Statoils raffinaderikapacitet är liten i förhållande till företagets råoljeproduktion.

Det kanske mest närliggande hotet mot de svenska raffinaderierna är – förutom svavelkraven, som berördes i förra avsnittet – den kapacitetsutbyggnad som sker i Mongstad. När den är avslutad kommer ytterligare mängder bensin och lätta produkter att bjudas ut på den nordiska marknaden. Det kan komma att medföra en hårdare priskonkurrens på bensin, med minskande marginaler vid de svenska raffinaderierna som följd. Också det finländska intåget på den svenska marknaden – genom Nestes delägarskap i OK Petroleum – kan bidra till en skärpt konkurrens.

En annan osäker faktor gäller OPEC-ländernas fortsatta agerande när det gäller raffinaderiutbyggnader. Denna fråga har berörts i avsnitt 3 ovan.

Bilagor till långtidsutredningen LU87

Nr	Namn	Författare
1	Metoder, modeller och beräkningar	Finansdepartementet
2	Sveriges arbetskraft. Prognos till år 2000	Statistiska centralbyrån, prognosinstitutet
3	New Methods in the Swedish Medium-Term Survey	Torsten Persson och Lars Svensson, Institutet för internationell ekonomi
4	Arbetsmarknaden inför 90-talet – anpassningsförmåga och anpassningsproblem	Inga Persson-Tanimura, Lunds universitet, och Jan Johannesson, Delegationen för arbetsmarknadspolitisk forskning
5	Prisbildningen inom olika sektorer i svenskt näringsliv	Statens pris- och kartellnämnd
6	Skogen vår räddningsplanka?	Stefan Holm och Nils-Erik Nilsson, Skogsstyrelsen, samt Lars Hultkrantz. Karl-Gustaf Löfgren och Sören Wibe, Sveriges Lantbruksuniversitet
7	Samhällsekonomiska effekter av stats-skuldspolitiken	Jonas Agell och Mats Persson, Uppsala universitet resp. Institutet för internationell ekonomi samt expertgruppen för studier i offentlig ekonomi
8	Bostäder och byggande	Statens institut för byggnadsforskning
9	Export- och importfunktioner för varor och tjänster	Konjunkturinstitutet
10	Lönestruktur och strukturella arbetsmarknadsproblem	Christian Nilsson och Johnny Zetterberg, Uppsala universitet
11	Omvärld i omvandling	Kommerskollegium
12	Energi och ekonomisk utveckling	Statens energiverk
13	Svenskt jordbruk inkl. trädgårds- och fiskenäring – framtidsbedömningar, problem och alternativ	Olof Bolin, Ewa Rabinowicz, Mats Dillén och Joakim Persson, Lantbruksuniversitetet i Uppsala resp. Uppsala universitet
14	Penningmarknad, räntebildning och valutaflöden	Peter Englund, Lars Hörngren, Staffan Viotti och Anders Vredin, Institutet för internationell ekonomi resp. Handelshögskolan
15	Tilbud av arbeid i Sverige	Olov Ljones, Steinar Ström, Sosialøkonomisk institut, Universitetet i Oslo
16	Socialförsäkring i ett ekonomiskt perspektiv	Riksförsäkringsverket

Nr	Namn	Författare
17	Privat tjänstesektor	Lennart Ståhlberg, Statens industri- verk
18	Miljövård – en lönsam framtids- bransch	Naturvårdsverket
19	Industriell förnyelse * basindustri * högteknologi	Statens industriverk
20	Den offentliga sektorn – fördelnings- aspekter	Björn Gustafsson, Göteborgs universitet och expertgruppen för studier i offentlig ekonomi
21	Den offentliga sektorn – produktivitet och effektivitet	Richard Murray, Statskontoret och expertgruppen för studier i offentlig ekonomi
22	Regleringar inom bostads-, livsmedels- och transportområdena – kartläggning och analys	Statens pris- och kartellnämnd
23	Oljemarknaden och raffinaderiindustrin – konkurrens och framtidsutsikter	Statens pris- och kartellnämnd
24	Regional analys	Expertgruppen för forskning om regional utveckling
25	Kommuner i förändring – Helhet och särdrag	Svenska kommunförbundet
26	Bättre vård – har vi råd? Landstingen fram till 1995	Landstingsförbundet
27	Den framtida befolkningen, Prognos för åren 1986–2025	Statistiska centralbyrån



ALLMÄNNA FÖRLAGET

ISBN 91-38-09653-6
ISSN 0375-250X