

KAPITEL III

VÆRDIEN AF DEN DANSKE OLIE OG NATURGAS

III.1 Sammenfatning

**Samfundsøkonomisk
overskud ved
produktion af olie
og naturgas i
Nordsøen**

Olie- og naturgasressourcerne i den danske del af Nordsøen udgør en del af den danske nationalformue. Det må derfor løbende overvejes, om ressourcerne udnyttes fornuftigt, dvs. om forvaltningen af Nordsøens ressourcer sikrer et rimeligt samfundsøkonomisk afkast. Da olie og naturgas er udtømmelige ressourcer, og den samlede indvinding derfor er begrænset, har ressourcerne en samfundsmæssig knaphedspris, den såkaldte ressourcerente. Ressourcerenten er givet ved forskellen mellem ressourcens markedspris og de omkostninger, i form af aflønning af kapital og arbejdskraft, der er nødvendige for at indvinde en ekstra enhed af ressourcen. Ressourcerenten afspejler, at indvindingen af olie og naturgas giver et samfundsøkonomisk overskud, som overstiger den værdi, den anvendte arbejdskraft og kapital kunne have givet i en alternativ anvendelse. Gennem beskatning og direkte deltagelse i indvindingen får staten del i dette samfundsøkonomiske overskud.

**I kapitlet belyses
overskuddets
størrelse og
fordeling**

Formålet med kapitlet er at belyse den historiske og den fremtidige udvikling i olie- og naturgasproduktionen i den danske del af Nordsøen samt at beregne størrelsen og fordelingen af det samfundsøkonomiske overskud forbundet med nordsøaktiviteterne. Det diskuteres også, om beskatnings- og koncessionsreglerne sikrer staten en rimelig del af overskuddet.

Kapitlet er færdigredigeret den 17. november 1999.

Indvinding af olie og naturgas søges fremskyndet

I afsnit III.2 beskrives de institutionelle forhold i Nordsøen. Fra en situation, hvor A. P. Møller havde eneret til at udnytte de danske olie- og naturgasforekomster, har det siden 1984 været muligt også for andre selskaber at udføre efterforskning efter og indvinding af olie og naturgas i den danske del af Nordsøen. Et af formålene med at få flere aktører på banen har været at fremskynde lokaliseringen af danske olie- og naturgasforekomster. Det er sket ud fra et officielt argument om, at en del af de fremtidige fund forventes at være så små, at de kun vil være rentable at indvinde, så længe den nødvendige infrastruktur i form af behandlingsanlæg og rørledninger er tilstede.

Det undersøges ikke, om den valgte indvindingsstrategi er hensigtsmæssig

Analyserne i kapitlet har ikke haft til formål at undersøge, hvorvidt det ud fra en samfundsøkonomisk betragtning er hensigtsmæssigt at fremskynde eller udskyde indvindingen. Det er valgt at fokusere på ressourcerentens størrelse og fordeling ved den valgte indvindingsstrategi fremfor på at undersøge, hvor meget anderledes ressourcerenten kunne have været, hvis en anden strategi havde været fulgt. Meget af den information, der er nødvendig for at kunne analysere, hvilken udvindingsstrategi der giver det størst mulige samfundsøkonomiske udbytte af de danske olie- og naturgasforekomster, er mangelfuld og usikker. Således er olieselskabernes omkostninger forbundet med at udvinde en ekstra tønde olie fra undergrunden af kommercielle hensyn ikke offentligt tilgængelige. Endvidere kræver det kendskab til de fremtidige priser at fastlægge indvindingen over tid på bedst mulig vis. Disse priser er ifølge sagens natur ukendte, og historien har vist, at olieprisen kan variere endda meget voldsomt.

Historisk er reserver opskrevet

I afsnit III.3 beskrives den historiske og den forventede fremtidige olie- og gasindvinding samt den usikkerhed, der er forbundet med opgørelser af reserverne og prognoser for produktionen. Energistyrelsens seneste opgørelse viser, at den del af olien i den danske undergrund, der kan indvindes med kendt teknologi, udgør 195 mio. m³. Den del af naturgassen, der kan indvindes med kendt teknologi, er vurderet til 137 mia. m³. Reservernes størrelse revurderes årligt. Denne revurdering kan gå begge veje, men historisk er der som hovedregel sket en opskrivning af reserverne. Det afspejler, at de faktorer, der

påvirker reservernes størrelse positivt som f.eks. nye fund og tekniske fremskridt, har mere end overvejet de faktorer, der trækker den modsatte vej, dvs. især den løbende indvinding af olie og naturgas.

Den danske olieproduktion forventes at toppe i 2000

I de seneste prognoser fra Energistyrelsen vurderes det, at den årlige olieproduktion vil nå et maksimum på 18 mio. m³ i 2000. Herefter vil produktionen gradvis falde til knap 3 mio. m³ i 2012. Naturgasleverancerne vurderes at toppe med omkring 8 mia. m³ om året i perioden 1999-2004 og derefter falde gradvis. Som følge af den anseelige usikkerhed, der er forbundet med at opgøre olie- og naturgasreserverne, kan disse produktionsprognoser imidlertid vise sig at ligge langt fra de mængder, der faktisk vil blive produceret i fremtiden. Historisk har der således været markante forskelle mellem prognoserne og den faktisk realiserede produktion, især for oliens vedkommende, hvor prognoserne har haft en udtalt tendens til at undervurdere produktionspotentialet.

Nordsøoverskud på 125 mia. kr., hvoraf staten får 70 mia. kr.

På baggrund af beregninger foretaget i Energistyrelsen opgøres i afsnit III.4 det samfundsøkonomiske overskud forbundet med de danske nordsøaktiviteter. Det samfundsøkonomiske overskud er bestemt som det provenu, den offentlige sektor får fra nordsøaktiviteterne, samt det overskud efter skat, danske og udenlandske virksomheder opnår, efter der er taget højde for en vis forrentning af deres investeringer. Beregningerne viser, at olie- og gasproduktionen set over perioden 1963 til 2012 giver et samfundsøkonomisk overskud på i alt 125 mia. kr. opgjort i 1998-priser. Heraf tilfalder de 70 mia. kr. staten gennem skatter og afgifter. Den resterende del af overskuddet fordeles med 23 mia. kr. til danske virksomheder og 33 mia. kr. til udenlandske virksomheder. Den del af overskuddet, der bliver i Danmark, er således 93 mia. kr. svarende til godt 74 pct.

Skal beskatningen af produktion på gamle felter strammes?

I afsnit III.5 sammenlignes statens andel af overskuddet forbundet med olie- og gasproduktion med situationen i andre nordsølande. Det konkluderes, at den skattemæssige behandling af igangværende olie- og gasproduktion ikke er specielt hård i international sammenligning. Sammen med beskatningen i Storbritannien hører den danske beskatning til den mest lem-

pelige i nordsøområdet. Det er altid en skønsbaseret vurdering, om den danske stat får et rimeligt provenu af den nuværende kulbrinteproduktion, d.v.s. produktion af olie og gas. På nuværende tidspunkt vil en stramning af beskatningsreglerne for felter i produktion dog kunne opfattes som urimelig overfor de nuværende producenter, da de er låst i deres fremtidige adfærd af store investeringer. Endvidere kan den danske kulbrintebeskatning miste troværdighed, hvis reglerne for igangværende produktion ændres. Derfor er det mere perspektivrigt at vurdere beskatningsreglerne ved fremtidige fund, hvor der kan gennemføres ændringer, som ikke opfattes som havende tilbagevirkende kraft.

Har skattereglerne fundet rette balance mellem incitament og rimelig fordeling af overskud?

Den danske beskatning af nye fund er forholdsvis lempelig sammenlignet med reglerne i andre lande om Nordsøen. Baggrunden herfor er, at myndighederne ønsker at bruge skattesystemet til at fremme efterforskningen og udvindingen fra den danske undergrund. Spørgsmålet er, om skattesystemet kan forbedres, så det sikrer, at incitamenterne til efterforskning og udvinding fastholdes på et højt niveau, samtidig med at staten får en større andel af overskuddet ved eventuelle store fund end med de gældende regler.

Forslag om mere progressiv beskatning

Ved at øge progressionen i beskatningen vil små marginale felter stadig beskattes lempeligt, og produktionen fra eventuelle store fund vil blive beskattet hårdere end i dag. En måde at sikre en øget progression på kunne være at gøre statsdeltagelsen i udvindingen af et felt afhængig af produktionskapaciteten, så statsdeltagelsen øges ved store fund. Selvom det fra myndighedernes side vurderes, at der hovedsagelig er små marginale fund tilbage i den danske undergrund, er det ikke nødvendigvis kloget at basere hovedprincipperne i kulbrintebeskatningen udelukkende på en sådan vurdering.

III.2 Institutionelle forhold

A. P. Møllers eneretsbevilling fra 1962...

Olien og naturgassen i den danske undergrund tilhører den danske stat, men hovedparten af nordsøaktiviteterne varetages af private olieselskaber. Efterforskning, feltudbygning og produktion i Nordsøen kan dog kun finde sted, når der er givet

...blev senere begrænset

tilladelse hertil fra statens side. I mange år var DUC, et konsortium bestående af A. P. Møller i samarbejde med Shell og Texaco, den eneste rettighedshaver i Nordsøen. A. P. Møller opnåede tilbage i 1962 en eneretsbevilling til at udnytte den danske del af Nordsøen i en 50-årig periode. I 1976 blev eneretsbevillingen imidlertid begrænset efter en aftale mellem staten og A. P. Møller om tilbagelevering af dele af koncessionsområdet, jf. Rüdiger (1998). Kravet om arealafgivelser i koncessionsområdet blev skærpet i 1981 i forbindelse med forhandlinger op til vedtagelse af den ny undergrundslov. Undtaget fra kravet om tilbagelevering var områder, hvor indvindingen allerede var i gang, eller hvor der var indgivet ansøgning om produktion. Endvidere fik A. P. Møller lov til at beholde et sammenhængende areal, der svarede til 1 pct. af det oprindelige koncessionsområde.

Udbudsrunder blev igangsat

En af hensigterne med at generhverve dele af eneretsbevillingen var at intensivere efterforskningen efter og indvindingen af olie og naturgas i Nordsøen, samt i det hele taget at sikre staten mulighed for at påvirke indvindingen, jf. Rüdiger (1998). Eneretsbevillingen indeholdt ikke bestemmelser om tempoet i efterforskning og indvinding. De arealer, der blev leveret tilbage til staten, gav mulighed for, at andre selskaber kunne iværksætte efterforskning, udbygning og produktion i Nordsøen i et tempo, som staten øvede indflydelse på. De nye efterforskningstilladelser blev i første omgang tildelt ved udbudsrunder, hvor interesserede selskaber kunne lægge billet ind på de udbudte områder. Der har til dato været afholdt fem sådanne udbudsrunder, den første i 1984 og den seneste i 1998. En ansøger, der bliver tildelt en efterforskningstilladelse, får i en nærmere defineret årrække eneret til efterforskning efter og eventuel produktion af olie og gas inden for et bestemt område. Til gengæld er rettighedshaveren forpligtet til som minimum at gennemføre et nærmere defineret efterforskningsprogram og til at igangsætte produktion, hvis der er basis for det.

“Åben dør”- proceduren

Udbudsrunderne har vist, at olieselskaberne er interesserede i at søge efter olie og naturgas i den del af Nordsøen, hvor der allerede er gjort fund. For at fremme efterforskningen i områder, der ligger længere væk fra de kendte olie- og naturgasfelter, blev det i 1997, via en såkaldt “åben dør”-procedure,

gjort nemmere og mere fleksibelt at anmode om efterforskningstilladelser, da selskaberne nu for disse dele af Nordsøen kan søge uafhængigt af de normale udbudsrunder. Ved en evaluering af ordningen i 1998 blev det konkluderet, at den har fungeret efter hensigten, da olieselskaberne som tilstræbt har genoptaget efterforskningen i de knap så lovende dele af Nordsøen, jf. Energistyrelsen (1999).

Der er nu 44 koncessioner på dansk område

Efter udbudsrunderen i 1998 og de seneste koncessionsansøgninger igennem "åben dør" proceduren er der nu 44 koncessioner til efterforskning efter og indvinding af olie og naturgas på dansk område. DUC har retten til udnyttelse af 8 pct. af det totale koncessionsområde på knap 27.000 km².

DONG E&P kom på banen i 1983

Et formål med at kræve dele af A.P. Møllers eneretsbevilling tilbage var som nævnt at intensivere efterforskningen. Et andet formål var at give plads til et mere direkte statsligt engagement i indvindingen af olie og naturgas, jf. Rüdiger (1998). Dette statslige engagement er opnået gennem DONG Efterforskning og Produktion (DONG E&P), der indtil sommeren 1999 hed DOPAS, og som blev oprettet som datterselskab af det statsjede DONG i 1983. DONG E&P deltager som rettighedshaver i alle tilladelser bortset fra eneretsbevillingen; som hovedregel med en andel på 20 pct. Fremover vil staten således via DONG E&P få direkte andel i olie- og gasindtægterne.

Indtil 1998 var DUC eneproducent i Nordsøen

Til og med 1997 var DUC eneproducent i Nordsøen, men i 1998 indledtes produktionen på feltet Lulita, der strækker sig over flere rettighedshaveres områder. Lulita-feltet er således fordelt mellem DUC og selskaberne i Statoil-gruppens tilladelser 7/86 og 1/90.¹ I 1999 indledtes produktionen på felterne Siri og Syd Arne, hvor hhv. selskaberne i Statoil-gruppens tilladelse 6/95 og selskaberne i Amerada Hess-gruppens tilladelse 7/89 er rettighedshavere.²

- 1) Tilladelserne navngives efter det år, hvori de bliver givet. Eksempelvis refererer tilladelse 7/86 til den 7. efterforskningstilladelse, der blev givet i 1986.
- 2) I tilladelserne 7/86 og 1/90 har danske selskaber, inkl. DONG, 56 pct. af rettighederne, mens det i tilladelserne 6/95 og 7/89 drejer sig om hhv. 46 pct. og 41 pct.

Foregår olie- og gasindvindingen mon i det mest hensigtsmæssige tempo?

Regeringens erklærede mål, som det kommer til udtryk i Energihandlingsplanen Energi 21, er fortsat at tilrettelægge efterforskningen efter olie og naturgas med henblik på at lokalisere så meget som muligt af den olie og naturgas, der er i den danske undergrund, jf. Miljø- og Energiministeriet (1996). Det vurderes endvidere, at en fremskynding af olie- og gasproduktionen vil give det største samfundsøkonomiske udbytte af ressourcerne, jf. Energistyrelsen (1996). Argumentet herfor er, at en del af de fremtidige fund forventes at være så små, at de ikke vil være rentable, hvis der skal bygges selvstændige behandlingsanlæg og rørledninger. Der er dog tilsyneladende ikke udført nogen egentlig samfundsøkonomisk analyse af den valgte indvindingsstrategi. En sådan analyse vil være et nødvendigt udgangspunkt for at vurdere, om udtømmningen af olie- og gasforekomsterne i Nordsøen foregår i det rette tempo, dvs. giver det størst mulige samfundsøkonomiske udbytte af de danske olie- og naturgasforekomster.

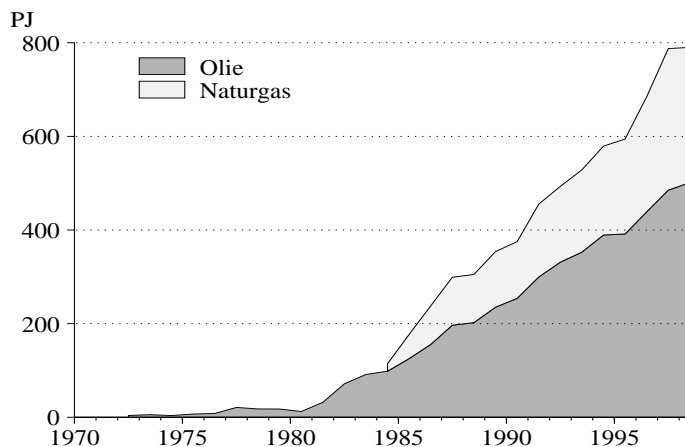
III.3 Produktion og reserver

Kraftig vækst i olie- og naturgas produktionen

Efterforskningen i den danske del af Nordsøen begyndte i 1963. Det første oliefund blev gjort i 1966, og olieproduktionen blev indledt i 1972, mens leverancerne af dansk naturgas til naturgasnettet blev påbegyndt i 1984. Derefter er indvindingen steget støt, og siden 1972 er der i alt blevet indvundet 131 mio. m³ råolie og 60 mia. m³ naturgas. Fra og med 1991 har Danmark været selvforsynende med olie og naturgas. Udtrykt i energiindhold er olie- og naturgasproduktionen steget til knap 800 PJ i 1998, jf. figur III.1.³

3) 1 PetaJoule (PJ) = 10¹⁵ Joule. Ved omregningen fra rumfang (m³) til energiindhold (PJ) er de gennemsnitlige omregningsfaktorer for 1997 anvendt for hele perioden, dvs. at 1 mio. m³ råolie = 36,3 PJ og 1 mia. m³ naturgas = 39,3 PJ, jf. Energistyrelsen (1999).

Figur III.1 Årlig produktion af olie og naturgas i Nordsøen



Anm.: Naturgasproduktionen er opgjort som nettoproduktionen, dvs. som produceret gas minus den gas, der pumpes tilbage i undergrunden for at øge indvindingskapaciteten.

Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*, samt egne beregninger.

Nettoproduktion af gas overstiger leverancerne

For naturgas skal der skelnes mellem bruttoproduktion, nettoproduktion og faktisk leverance. Bruttoproduktionen er den mængde, der umiddelbart kommer op fra undergrunden. En ikke ubetydelig del af denne gas pumpes dog tilbage for at forøge indvindings effektiviteten i olieproduktionen. Nettoproduktionen svarer til forskellen mellem bruttoproduktionen og den gas, der er pumpet tilbage i undergrunden, og angiver således trækket på gasreserven. Nettoproduktionen afviger dog fra den mængde gas, der leveres fra boreplatformene. I 1998 var nettoproduktion af naturgas således 7,3 mia. m³, mens leverancerne var 6,6 mia. m³. Det svarer til en forskel på godt 10 pct. Forskellen mellem nettoproduktion og leverance opstår, fordi en del af naturgassen benyttes til energiforsyning på platformene, mens en anden del bliver afbrændt uden nyttiggørelse. Denne afbrænding finder sted af tekniske eller sikkerhedsmæssige grunde.

Reservernes størrelse ikke entydig

Kun en del af den olie og naturgas, der findes i undergrunden, kan indvindes. Den del, der kan indvindes i hele feltets levetid betegnes af Energistyrelsen som den endelige indvinding. Forskellen mellem den endelige indvinding og den hidtidige produktion udgør reserven på et givet tidspunkt. For at få en ide om, hvor meget olie og naturgas, der kan produceres i årene fremover, er der behov for at opgøre de danske olie- og naturgasreserver. Reservebegrebet er imidlertid ikke entydigt, og opgørelsen kan variere betydeligt afhængigt af, hvordan afgrænsningen af de indvindelige olie- og gasforekomster foretages. I Energistyrelsen opereres der med fire kategorier af forventet indvinding, jf. Energistyrelsen (1999):

- Igangværende indvinding
- Besluttet indvinding
- Planlagt indvinding
- Mulig indvinding.

Energistyrelsens reservekategorier

De fire kategorier repræsenterer en stigende grad af usikkerhed mht., om olie- og naturgasforekomsterne kan udnyttes kommercielt. Igangværende indvinding omfatter de påviste olie- og naturgasforekomster, der forventes indvundet med de eksisterende produktionsanlæg og brønde. Hvis produktionen endnu ikke er påbegyndt, men der foreligger en godkendt indvindingsplan, klassificeres de tilhørende reserver som besluttet indvinding. Planlagt indvinding omfatter projekter beskrevet i en indvindingsplan, der er under behandling hos myndighederne, samt reserver knyttet til fund, der vurderes at give grundlag for kommerciel udnyttelse. Mulig indvinding omfatter reserver, som har været underkastet vurdering, men som ikke med de gældende priser er fundet kommercielle, samt reserver, der kan indvindes ved brug af kendt teknologi, men hvor det endnu ikke er afgjort, om der er basis for kommerciel udnyttelse.

Geologiske, påviste, teknologiske og økonomiske reserver

I det følgende er det fundet formålstjenligt at skelne mellem fire reservebegreber: Geologiske, påviste, teknologiske og økonomiske reserver. Der er en vis sammenhæng mellem disse begreber og Energistyrelsens fire indvindingskategorier, jf. tabel III.1. De geologiske reserver, dvs. de samlede beholdninger af olie og naturgas, der er givet fra naturens hånd, er ukendte. Efterforskningsaktivitet kan dog lede til nye fund, hvorved en større del af de geologiske reserver bliver opdaget

og dermed indgår i de påviste reserver. Ved brug af kendt teknologi er det kun muligt at udnytte den del af de påviste reserver, der kaldes de teknologiske reserver. De teknologiske reserver svarer til summen af de fire reservekategorier, Energistyrelsen opererer med. Hvor stor en andel af de teknologiske reserver, det kan betale sig at indvinde, afhænger i høj grad af de eksisterende og de forventede fremtidige olie- og naturgaspriser. De økonomiske reserver, der i Energistyrelsens systematik svarer til summen af igangværende, besluttet og planlagt indvinding, udgør derfor kun en del af de teknologiske reserver.

Tabel III.1 Anvendte reservebegreber

| Begreb | Definition | Sammenhæng med Energistyrelsens reservekategorier |
|-----------------------|--|---|
| Geologiske reserver | Den samlede danske beholdning af olie og naturgas | |
| Påviste reserver | Den del af de geologiske reserver, der er påvist | |
| Teknologiske reserver | Den del af de påviste reserver, der kan indvindes med kendt teknologi | Igangværende indvinding + besluttet indvinding + planlagt indvinding + mulig indvinding |
| Økonomiske reserver | Den del af de teknologiske reserver, det er økonomisk rentabelt at udnytte | Igangværende indvinding + besluttet indvinding + planlagt indvinding |

Både påviste, teknologiske og økonomiske reserver kan variere over tid

Både de påviste reserver, de teknologiske reserver og de økonomiske reserver kan variere betydeligt over tid – både i opadgående og nedadgående retning. Der er dog en øvre grænse for, hvor meget reserverne kan opskrives, da de (ukendte) geologiske reserver ikke kan påvirkes og dermed lægger et låg over de andre. Specielt de økonomiske reserver påvirkes af mange faktorer, idet både nye fund, ny viden om kendte felter, tekniske fremskridt og ændrede olie- og gaspriser kan øve indflydelse. Ud over faktorernes direkte påvirkning af de enkelte reservebegrebers størrelse har de også væsentlige indirekte effekter. Således vil efterforskningsaktiviteten og dermed sandsynligheden for at gøre nye fund afhænge af udsigterne til at få en god forretning ud af fundet. Faktorer, der påvirker de økonomiske reserver, kan dermed indirekte påvirke de påviste reserver.

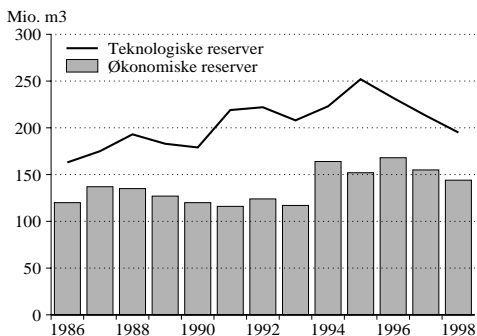
Oliereserverne opjusteret markant siden 1986

Ved indgangen til 1999 er de teknologiske oliereserver opgjort til 195 mio. m³, hvilket svarer til 22 pct. af de påviste reserver. De økonomiske oliereserver er vurderet til 145 mio. m³, jf. Energistyrelsen (1999). Som diskuteret ovenfor skal disse reserves størrelse ikke opfattes som en øvre grænse for de fremtidige produktionsmuligheder. Såvel de teknologiske som de økonomiske reserver giver således et konservativt bud på de fremtidige produktionsmuligheder, da de ikke medtager noget bud på omfanget af mulige fund. Hvis blot der gøres et enkelt stort fund, kan det ændre udsigterne for de fremtidige produktionsmuligheder fundamentalt.⁴ Til trods for den kraftige stigning i olieproduktionen i Nordsøen ligger såvel de teknologiske som de økonomiske oliereserver ved indgangen til 1999 da også 20 pct. højere end i 1986, jf. figur III.2. Der har været en del udsving gennem perioden, og de seneste år er reservevurderingerne reduceret, men for perioden som helhed er der altså sket en markant revurdering i positiv retning. Det afspejler, dels at der er gjort nye fund, dels at perioden har været kendetegnet ved betydelige tekniske fremskridt, hvad angår bl.a. boreteknik og brøndinstallationer.

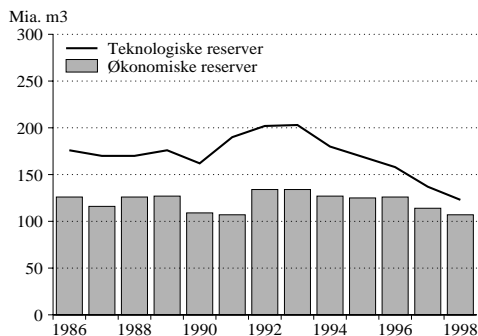
4) Det seneste eksempel herpå er, at Energistyrelsen i oktober 1999 har godkendt en plan for udbygning af et nyt nordsøfelt, Halfdanfeltet. Halfdan forventes at bidrage med 11 mio. m³ olie i løbet af dets levetid.

Figur III.2 Olie- og naturgasreserver i Nordsøen

a. Olie



b. Naturgas



Kilde: Energistyrelsen, Danmarks olie- og gasproduktion.

Gasreserverne nedjusteret

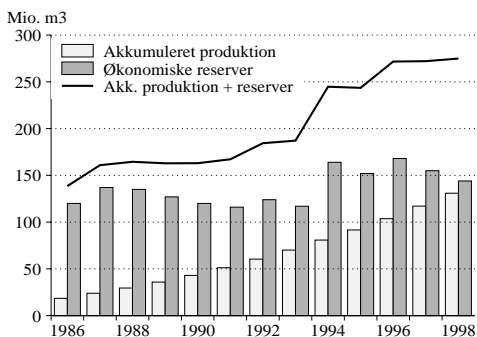
Primo 1999 er de teknologiske gasreserver opgjort til 137 mia. m³, mens de økonomiske reserver vurderes til 107 mia. m³, jf. Energistyrelsen (1999). Også for gasreserverne har der været udsving gennem perioden 1986-98, men set over perioden som helhed er gasreserverne i modsætning til oliereserverne reduceret. De teknologiske reserver er således 30 pct. lavere i 1998 end i 1986, mens de økonomiske reserver er 15 pct. lavere. Det relativt store fald i de teknologiske reserver afspejler, at der er sket nedskrivning af skønnene for mulig indvinding i Energi-styrelsens årlige opgørelser af potentialet.

Nye fund af både olie og naturgas

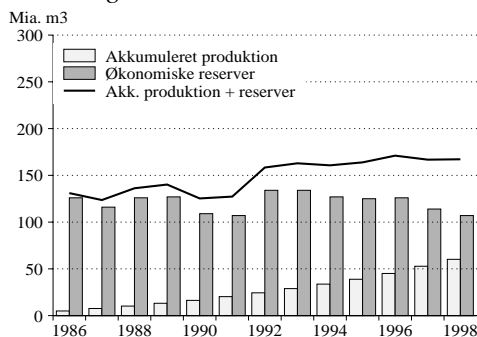
Den nedskrivning af de økonomiske gasreserver, der er sket fra 1986 til 1998, dækker over, at der reelt har været en positiv tilgang af nye fund til den økonomiske reserve. Denne tilgang er dog blevet mere end opvejet af naturgasproduktionen, hvorfor den tilbageværende reserve i 1998 er lavere end den reserve, der var tilbage i 1986. Summen af akkumuleret gasproduktion og resterende økonomisk gasreserve er imidlertid 27 pct. højere i 1998 end i 1986, jf. figur III.3. For oliens vedkommende har nye fund mere end opvejet de træk på ressourcen, der har fundet sted i form af olieproduktion. Summen af akkumuleret produktion og resterende økonomisk oliereserve er således næsten dobbelt så stor i 1998 som i 1986.

Figur III.3 Akkumuleret produktion og økonomiske reserver

a. Olie



b. Naturgas



Anm.: Gasproduktionen er opgjort som nettoproduktion, dvs. som produceret gas minus den gas, der pumpes tilbage i undergrunden.

Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*, samt egne beregninger.

Olie til 14 år og naturgas til 16 år

Hvis indvindingen fortsætter på samme niveau som i 1998, vil de teknologiske reserver række de næste 14 år for olie og de næste 16 år for naturgas. Dette såkaldte reserve/produktionsforhold (R/P-forhold) er reduceret markant siden 1986 som følge af den kraftigt stigende produktion.⁵ Hvis der ikke var sket opjusteringer af reserverne i periodens løb, ville R/P-forholdet imidlertid nu have været nede på knap 5 år for olie og knap 9 år for naturgas.

5-års prognoser og 20-års prognoser

R/P-forholdet er et udtryk for, hvor store reserverne er i forhold til produktionsniveauet på tidspunktet for opgørelsen, og giver dermed et bud på, hvor langt reserverne kan række ved konstant indvinding. R/P-forholdet kan dog ikke erstatte en egentlig prognose, da den fremtidige produktion typisk ikke vil være konstant. Energistyrelsen udarbejder årligt både 5-års prognoser og 20-års prognoser for olie- og gasproduktionen.

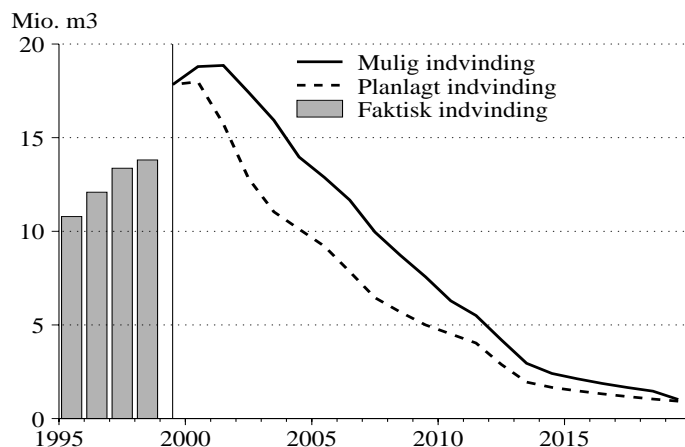
5) R/P-forholdet opgøres officielt ud fra de teknologiske reserver, men det ville være lige så relevant at beregne R/P-forhold ud fra de økonomiske reserver. Medregnes således kun de forekomster, det er kommercielt at udnytte, vil det give et R/P-forhold for olie på godt 10 år og for gas på godt 14 år.

5-års prognoserne knytter sig til de økonomiske reserver. I 20-års prognosen opereres der såvel med en planlagt indvindingsprofil, som er en tidsmæssig fortsættelse af 5-års prognosen, dvs. knytter sig til de økonomiske reserver, og en mulig indvindingsprofil, som knytter sig til de teknologiske reserver. Disse 20-års prognoser er behæftet med betydelig usikkerhed.

Olieproduktionen forventes at toppe i 2000

Den forventede fremtidige produktion af olie og naturgas opgøres på grundlag af allerede godkendte indvindingsplaner. Ifølge den planlagte indvindingsprofil, dvs. den prognose, der er knyttet til de økonomiske reserver, forventes olieproduktionen at stige markant fra 13,8 mio. m³ i 1998 til 17,8 mio. m³ i 1999 og 18 mio. m³ i 2000. Herefter forventes produktionen at falde gradvis, jf. figur III.4. Forløbet for den mulige indvinding afviger ikke væsentligt herfra. Toppunktet indtræffer her i 2001, og produktionen ligger gennem hele perioden noget over produktionen knyttet til planlagt indvinding. I løbet af den 20-årige prognoseperiode vil 97 pct. af de økonomiske reserver og 94 pct. af de teknologiske reserver blive udtømt.

Figur III.4 20-års prognoser for olieproduktionen

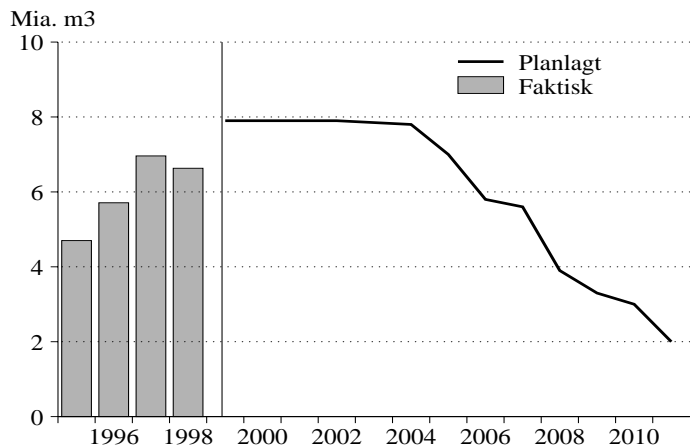


Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*.

Gasleverancerne sker i dag ud fra langsigtede kontrakter

Produktionen af naturgas er i dag hovedsagelig bundet til de købsaftaler, der er indgået mellem DUC og DONG Naturgas, som står for transmission og videresalg af naturgassen til lands. Disse kontrakter løber frem til 2012 og forventes at indebære, at DUC leverer 7,5 mia. m³ om året frem til 2004. Derefter falder leverancerne gradvis frem mod 2012. Oven i disse leverancer kommer bidraget fra nye gasproducenter i Nordsøen. De samlede naturgasleverancer forventes at udgøre ca. 8 mia. m³ om året i perioden 1999-2004 for derefter at falde gradvis til omkring 2 mia. m³ i 2012, jf. figur III.5. Da produktionen er baseret på kontrakter, er det vanskeligt at forudsige udviklingen i gasproduktionen på længere sigt, dvs. når de nuværende kontrakter udløber.

Figur III.5 Prognose for gasleverancer



Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*, og DONG (1998).

**Historisk har
prognoserne
undervurderet
produktionen**

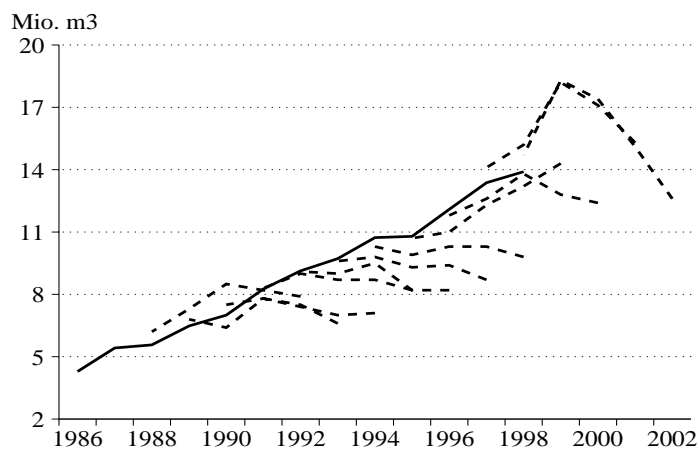
Med henblik på at vurdere de fremtidige prognosers træfsikkerhed kan det være interessant at se på, hvordan prognoserne historisk har stemt overens med det faktiske forløb. For oliens vedkommende har 5-års prognoserne haft en udtalt tendens til at undervurdere produktionen, jf. figur III.6. Også for naturgassen har den faktiske leverance generelt ligget højere end forudsagt i 5-års prognoserne, men ikke i så udpræget grad som for olien. Det skyldes, at gassalget og dermed gasproduktionen i høj grad er knyttet til de indgåede kontrakter.

**Prognoserne er pr.
konstruktion
konservative**

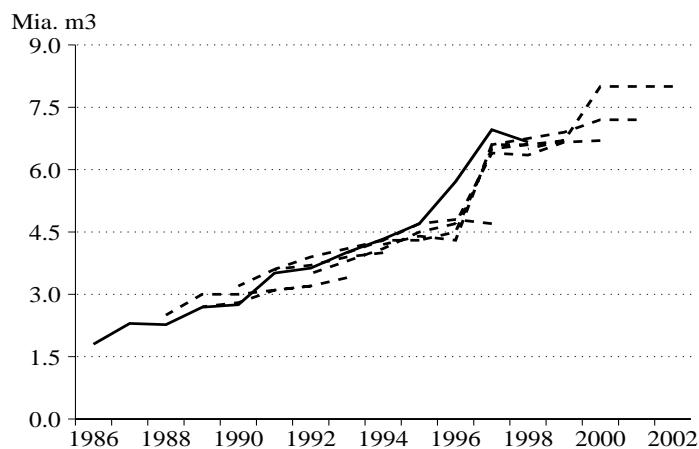
Som det er fremgået af det foregående, ved vi ganske enkelt ikke, hvor meget olie og gas der kan indvindes fra den danske del af Nordsøen. Energistyrelsens prognoser giver bud på den fremtidige indvinding, men de er konservative af natur. Alle hidtidige prognoser for olieproduktionen har da også vurderet, at produktionen ville toppe inden for de nærmeste år, mens produktionen rent faktisk har vist sig at fortsætte den stigende tendens. Alle prognoser er i sagens natur usikre, men det er bemærkelsesværdigt, at de historiske produktionsprognoser systematisk har undervurderet den faktiske produktion. Derfor er det nærliggende at tro, at den nyeste prognose nok bliver justeret opad igen. De økonomiske beregninger i det følgende giver derfor en nedre værdi for det samfundsøkonomiske overskud forbundet med nordsøaktiviteten.

Figur III.6 Faktisk produktion og 5-års prognoser

a. Olie



b. Naturgas



Anm.: De fuldt optrukne linier viser den faktiske produktion. De stiplede linier viser 5-års prognoserne fra 1987 til 1998.

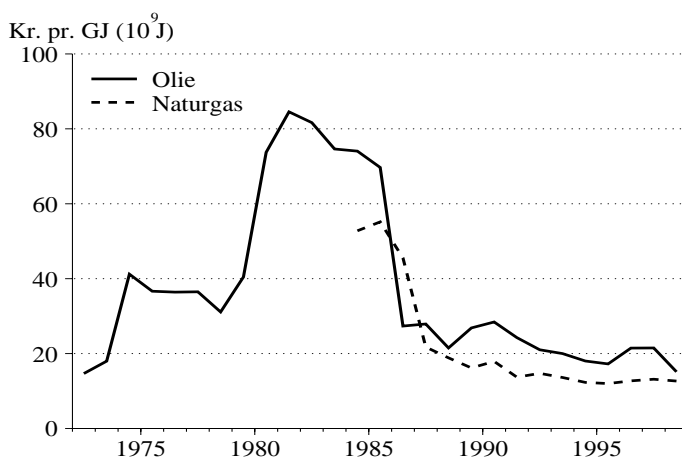
Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*.

III.4 Værdi af nordsøressourcerne

Priserne afgørende for salgsværdien

Olieprisen er afgørende for, hvor store indtægter nordsøproduktionen giver anledning til. Den danske naturgaspris er knyttet til olieprisen og følger udviklingen i denne; dog med en smule forsinkelse, jf. figur III.7. Olieprisen toppede i starten af 1980'erne efter markante stigninger i forbindelse med oliekriserne i 1970'erne. Den høje oliepris holdt sig dog kun frem til 1986, hvor der skete et voldsomt prisfald som følge af global overproduktion. Bortset fra den midlertidige prisstigning i forbindelse med Golfkrisen i 1990-91 har olieprisen fra 1986 til 1997 bevæget sig omkring 18 dollar pr. tønde nominelt. I 1998 faldt prisen, og gennemsnitsprisen havnede på knap 13 dollar. Når der korrigeres for inflation, svarer gennemsnitsprisen for 1998 i reale termer til prisen i 1972, før prisstigningerne satte ind. I løbet af 1999 er prisen dog atter steget markant – medio november var den over 25 dollar pr. tønde – så den lave pris i 1998 var tilsyneladende et midlertidigt fænomen.

Figur III.7 Inflationsskorrigerede olie- og naturgaspriser



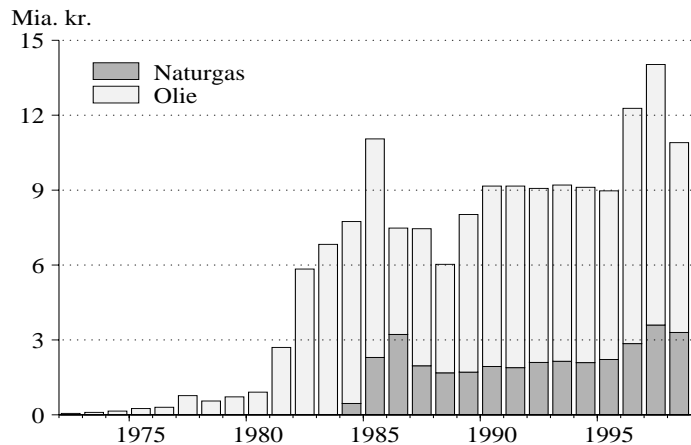
Anm: Inflationsskorrektionen er sket ud fra BFI-deflatoren med 1998 som basisår. Salgsprisen for olie er den pris, som olieselskaberne får, når olien er i land, mens prisen for naturgas er af platform.

Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*, samt egne beregninger.

Værdi af olie- og naturgassalg

I 1998 blev salgsværdien af olie- og gasproduktionen opgjort til 10,9 mia. kr., hvoraf 7,6 mia. kr. stammede fra oliesalget, og 3,3 mia. kr. fra naturgassalget, jf. Energistyrelsen (1999). Salgsværdien afhænger både af produktionsomfanget og af olie- og naturgaspriserne. Da oliepriserne opgøres i dollar, har også dollarkursen en indflydelse på de danske salgssindtægter. Mens produktionen generelt har været stigende gennem perioden, har priserne udvist betydelige svingninger. Udviklingen i salgssindtægterne for olie og naturgas udviser dog som hovedtendens vækst over tid, jf. figur III.8. Det kraftige fald i salgssindtægterne fra 1985 til 1986 kan tilskrives en kombination af faldende oliepris og faldende dollarkurs, og faldet fra 1997 til 1998 skyldes det store, tilsyneladende midlertidige, prisdyk.

Figur III.8 Årlige inflationskorrigerede salgssindtægter forbundet med olie- og naturgasproduktionen



Anm.: Inflationskorrektionen er sket ud fra BFI-deflatoren med 1998 som basisår. Indtægterne er således opgjort i 1998-priser.

Kilde: Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*, samt egne beregninger.

Ressourcerenten skaber samfundøkonomisk overskud

Da olie og naturgas er udtømmelige ressourcer, og den samlede indvinding derfor er begrænset, har ressourcerne en samfundsmæssig knaphedspris, den såkaldte ressourcerente. Ressourcerenten afspejler, at indvindingen af olie og naturgas giver et samfundøkonomisk overskud, som overstiger den værdi, den anvendte arbejdskraft og kapital kunne have givet i en alternativ anvendelse.

Beregninger af det samfundøkonomiske overskud

I det følgende beregnes det samfundøkonomiske overskud forbundet med olie- og gasindvindingen i Nordsøen, og der ses på, hvor stor en andel af dette overskud der tilfalder staten i form af skatteindtægter.⁶ Det årlige samfundøkonomiske overskud ved olie- og gasudvindingen kan beregnes som de årlige indtægter ved salg af olie og naturgas fraregnet de omkostninger, der årligt er afholdt i forbindelse med efterforskning, feltudbygning og produktion i Nordsøen.⁷ Investeringerne er fratrukket fuldt ud i de år, hvor de er afholdt. Dette svarer ikke til behandling af investeringer i det driftøkonomiske regnskab, hvor investeringer afskrives over en længere periode. Beregningerne skal tages med forbehold, da både de fysiske prognoser og de indlagte prisforudsætninger er forbundet med stor usikkerhed. Som nævnt er beregningerne baseret på konservative mængdeskøn, hvilket vil trække i retning af at undervurdere det samfundøkonomiske overskud.

Med kendskab til de hidtidige indtægter og udgifter kan den historiske værdi af nordsøproduktionen beregnes. Værdien af investeringerne i Nordsøen belyses kun ufuldstændigt ved alene

- 6) Den anvendte beregningsmetode er inspireret af en tidligere beregning af værdien af den danske olie og naturgas, jf. Clemmensen (1993).
- 7) Olie- og gasproduktionen har også indflydelse på samfundøkonomien via effekten på betalingsbalancen og beskæftigelsen. Effekten på beskæftigelsen er dog minimal. Effekten af de danske olie- og gasaktiviteter udgjorde 3-8 mia. kr. årligt på betalingsbalancens løbende poster i perioden 1996-98, jf. Energistyrelsen, *Danmarks olie- og gasproduktion*. Dette skøn tager dog ikke højde for påvirkningen af rentebetalingerne via en mindre udlandsgæld. SMEC-modelberegninger, der tager højde for denne effekt, viser, at betalingsbalanceeffekten hermed bliver en del større, jf. Det Økonomiske Råd (1996).

at se på den historiske periode. De investeringer, der er foretaget i Nordsøen, strækker sig typisk over en meget lang år-række, så det fulde udbytte af investeringerne er endnu ikke set. For at få en ide om omfanget af fremtidige indtægter og udgifter tages der udgangspunkt i de afholdte investeringer, samt de udbygningsplaner, der er godkendt til iværksættelse fremover. Der regnes således kun på den efterforskning og de investeringer, der på nuværende tidspunkt er kendt. I fremtiden vil der utvivlsomt blive godkendt flere udbygningsplaner.

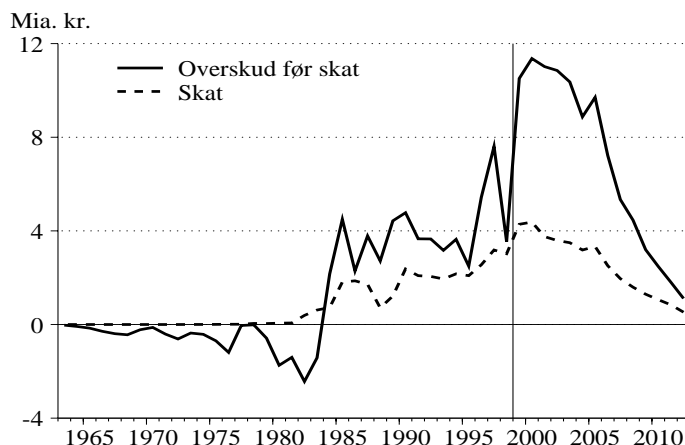
Samfundsøkonomisk regnestykke frem til 2012, hvor DUC's koncession udløber

Med de seneste indvindingsprognoser samt en antagelse om en real oliepris på 17 dollar pr. tønde olie har Energistyrelsen beregnet olieselskabernes forventede indtægter, udgifter og skattebetalinger i perioden frem til 2012. I princippet ville det være bedst at skue så langt frem i tiden, at de betragtede olie- og gasfelter når at blive udtømt og afviklet. Kun på den måde opnås en fuldstændig projektvurdering. Imidlertid opstår der et problem i og med, at DUC's koncession udløber i 2012. Da de økonomiske vilkår efter 2012 for de områder, hvor DUC har koncessionen og er i gang med produktion, endnu ikke er fastlagt, er det svært at lave prognoser for statens indtægter efter dette tidspunkt. Den fejl, der sker ved at stoppe i 2012 er dog formodentlig ikke så stor, da kun 5 pct. af de salgsindtægter, der er knyttet til de anvendte prognoser for olie og gas, hidrører fra perioden efter 2012.

Samfundsøkonomisk overskud ved nordsøproduktionen siden 1984

Efterforskningsindsatsen i Nordsøen begyndte i 1963, men først i 1972 kom de første olieindtægter. Helt frem til 1983 var indtægterne stadig så små, at det resulterede i et samfundsøkonomisk underskud, men siden 1984 har indtægterne oversteget udgifterne, jf. figur III.9. Denne udvikling afspejler, at der typisk går lang tid fra den første efterforskning i et område, til feltet udbygges, og produktionen sættes igang. Målt i 1998-priser topper det samfundsøkonomiske overskud i 2000 og holder sig forholdsvis konstant frem til 2005, hvorefter der sker en markant reduktion.

Figur III.9 Årligt inflationskorrigeret samfundsøkonomisk overskud ved produktion i Nordsøen



Anm.: Væsentlige antagelser bag beregning af det fremtidige overskud er, at olieprisen er 17 dollar pr. tønde, og dollarkursen er 7 kr. pr. dollar i 1999 og 6,4 kr. pr. dollar de efterfølgende år. Overskuddet er opgjort i 1998-priser.

Kilde: Egne beregninger baseret på modelberegninger fra Energistyrelsen.

Skatteindtægterne topper i 2000

En del af det samfundsøkonomiske overskud forbundet med nordsøproduktionen høstes af staten gennem skatter og afgifter. I de seneste år har nordsøproduktionen givet staten skatteindtægter i størrelsesorden 2-3 mia. kr. om året. Skattebetalingerne forventes at toppe på omkring 4 mia. kr. i 2000 og derefter falde gradvis. Som det fremgår af figur III.9, udløste nordsøaktiviteterne skattebetalinger allerede i 1982, til trods for at saldoen først blev positiv i 1984. For at forstå dette er det vigtigt at være opmærksom på, at "overskud" her refererer til samfundsøkonomisk overskud, mens beskatningen af selskaberne sker ud fra et privatøkonomisk overskudsopgørelse, hvor bl.a. afskrivninger spiller ind. Der er derfor ikke nødvendigvis parallelitet mellem samfundsøkonomisk overskud og skattebetalinger.

Skatteindtægterne kommer via fire kanaler

Statens indtægter fra olie- og gasindvindingen stammer fra fire kilder: Selskabsskatten, produktionsafgiften, kulbrinteskatten og fortjenestelementet. Selskabsskatten er en generel skat, mens de tre andre skatter retter sig specifikt mod nordsøaktiviteterne.

Produktionsafgift

For A.P. Møllers eneretsbevilling samt andre tilladelser givet før 1989 indgår der vilkår om betaling af produktionsafgift på 8,5 pct. af salgsværdien efter fradrag for transportomkostninger. For at skærpe interessen for efterforskning og udbygning i Nordsøen er tilladelser givet efter 1989 ikke pålagt produktionsafgift.

Kulbrinteskatt

Kulbrinteskatten blev indført i 1982 og var tænkt som en afgift på de store profitter, olieselskaberne nød godt af i perioden med høje oliepriser. Loven tilskynder også selskaberne til at investere deres overskud i yderligere efterforskning og udbygning ved yderst gunstige afskrivningsregler for disse aktiviteter.

Rørledningsafgift inklusive fortjenestelement

Brugerne af olierørledningen er forpligtede til at betale alle omkostninger i forbindelse med anlæg og drift samt et fortjenestelement på 5 pct. af værdien af den transporterede råolie. I 1997 blev rørledningsloven ændret, så det nu præciseres, at en afgift til staten på 5 pct. af råolieværdien skal betales, uanset om olierørledningen bruges eller ej. Hvis olien bringes i land pr. skib, modtager staten således alligevel en indtægt via den såkaldte 5 pct. dispensationsafgift.

En diskonteringsrate på 4 pct. er valgt

Det samfundsøkonomiske overskud for de enkelte år i perioden 1963-2012 kan sammenfattes i en enkelt værdi ved at henføre alle indtægter og udgifter til 1998 vha. en real diskonteringsrate. I det følgende benyttes der en real diskonteringsrate på 4 pct., der her anvendes som den risikofri samfundsmæssige realrente til brug ved samfundsøkonomiske vurderinger. Ganske vist kan olie- og naturgasproduktionen på ingen måde betegnes som risikofri, men ved at benytte den risikofri diskonteringsrate beregnes den værdi, nordsøproduktionen genererer udover det afkast, der ville kunne opnås ved en risikofri investering i f.eks. statsobligationer. En del af denne overnormale aflønning afspejler den compensation, de selskaber, der

opererer i Nordsøen, skal have for den risiko, der er forbundet med efterforskning og investering.

De fleste frugter af investeringerne høstes i fremtiden

Den historiske nordsøaktivitet har givet en positiv samlet fortjeneste, selvom alle frugterne af de afholdte investeringer endnu ikke er høstet, jf. tabel III.2. Størstedelen af det samfundsøkonomiske overskud ligger dog forude. Det samfundsøkonomiske overskud for perioden frem til 1998 er godt 45 mia. kr. Heraf tilfalder de 40 mia. kr. staten i form af skatteindtægter. Statens andel af overskuddet har dermed historisk udgjort 88 pct. For perioden 1999-2012 tilfalder der staten knap 30 mia. kr., hvilket svarer til 36 pct. af det samfundsøkonomiske overskud på 80 mia. kr. Denne forskel skyldes for det første, at der som allerede nævnt ikke nødvendigvis er parallellitet mellem overskud og skattebetalinger. For det andet bliver en mindre del af produktionen i fremtiden pålagt produktionsafgift. For det tredje er selskabsskatten også blevet reduceret i de senere år.

Et samlet overskud på 125 mia. kr.

Beregningerne viser, at det samlede samfundsøkonomiske overskud udgør 125 mia. kr. Heraf tilfalder der staten 69 mia. kr., svarende til 55 pct. Det resterende overskud fordeles med 23 mia. kr. til danske virksomheder og 33 mia. kr. til udenlandske virksomheder. Godt 26 pct. af det samlede overskud går dermed ud af landet.

Tabel III.2 1998-værdien af olie- og naturgasproduktion i Nordsøen. Real diskonteringsrate 4 pct.

| | Historisk 1963-1998 | Fremtiden 1999-2012 | I alt 1963-2012 |
|---------------------------------|------------------------|------------------------|--------------------|
| | ----- Mia. kr. ----- | | |
| Salgsværdi | 219,4 | 115,8 | 335,2 |
| Efterforskning | 34,4 | 1,9 | 36,4 |
| Investeringer i feltudbygning | 94,3 | 8,9 | 103,1 |
| Drift og administration | 33,1 | 21,3 | 54,5 |
| Transport | 12,3 | 3,7 | 16,0 |
| Overskud før skat | 45,3 | 80,0 | 125,3 |
| Skat i alt | 40,0 | 29,1 | 69,1 |
| Produktionsafgift | 15,0 | 8,1 | 23,1 |
| Selskabsskat | 17,9 | 17,7 | 35,5 |
| Kulbrinteafgift | 1,4 | 0,0 | 1,4 |
| Fortjenestelement ^{a)} | 5,7 | 3,4 | 9,1 |
| Overskud efter skat | 5,3 | 50,9 | 56,2 |
| Danske selskaber ^{b)} | 3,7 | 19,5 | 23,3 |
| Udenlandske selskaber | 1,6 | 31,5 | 32,9 |

a) Fortjenestelementet er 5 pct. af værdien af den råolie, der transporteres i land.

b) Statens del af ressourceren kommer i fremtiden ikke alene gennem skatteindtægter, da staten også vil få direkte andel i olie- og gasindtægterne gennem DONG E&P, der i tabellen henregnes til kategorien "danske selskaber". Derved undervurderes statens andel af ressourceren.

Kilde: Egne beregninger baseret på modelberegninger fra Energistyrelsen.

Overskuddet fordelt mellem olie og naturgas

Den samlede fortjeneste ved nordsøproduktionen kan med lidt god vilje opsplittes på hhv. olie- og gasproduktionen. Da de fleste felter producerer både olie og naturgas, er det dog ikke uproblematisk at foretage en sådan opdeling. Den fremgangsmåde, der er valgt, er at lade de felter, der hovedsagelig producerer gas, repræsentere hele gasproduktionen.⁸ De omkost-

8) Blandt de allerede producerende felter er Tyra, Harald og Roar antaget at repræsentere gasproduktionen. Af den samlede gasproduktion blev der i 1998 indvundet 70 pct. fra disse tre felter. Resten blev produceret som associeret gas i forbindelse med olieproduktionen.

ninger, der er afholdt og forventes afholdt på disse felter, fortolkes derpå som omkostninger i forbindelse med gasproduktionen. Ved at foretage denne lidt kunstige skelnen, kan det beregnes, at den største del af overskuddet stammer fra olieindvindingen, jf. tabel III.3. Der er dog proportionalitet mellem salgsværdi og overskud før skat for de to energiformer.

Tabel III.3 1998-værdien af Nordsøen fordelt på olie og naturgas, 1963-2012

| | I alt | Olie | Naturgas |
|---------------------------------|-------|----------|----------|
| | ----- | Mia. kr. | ----- |
| Salgsværdi | 335,2 | 244,4 | 90,1 |
| Efterforskning | 36,4 | 34,1 | 2,3 |
| Investeringer i feltudbygning | 103,1 | 62,8 | 40,3 |
| Drift og administration | 54,5 | 39,1 | 15,4 |
| Transport | 16,0 | 16,3 | - |
| Overskud før skat | 125,3 | 92,3 | 33,0 |
| Skat i alt | 69,1 | 51,1 | 18,0 |
| Produktionsafgift | 23,1 | 16,0 | 7,1 |
| Selskabsskat | 35,5 | 24,7 | 10,8 |
| Kulbrinteafgift | 1,4 | 1,4 | 0,0 |
| Fortjenestelement ^{a)} | 9,1 | 9,1 | - |
| Overskud efter skat | 56,2 | 41,2 | 15,0 |
| Danske selskaber ^{b)} | 23,3 | 17,4 | 5,9 |
| Udenlandske selskaber | 32,9 | 23,7 | 9,2 |

a) Se anmærkninger til tabel III.2.

b) Se anmærkninger til tabel III.2.

Kilde: Egne beregninger baseret på modelberegninger fra Energistyrelsen.

Diskonteringsraten er væsentlig for resultatet

Den samlede værdi af olie- og naturgasproduktionen i Nordsøen er beregnet for forskellige valg af real diskonteringsrate. Diskonteringsrates størrelse er afgørende for, hvilken værdi en fortidig hhv. fremtidig indtægts- eller udgiftsstrøm får, når den henføres til 1998. Jo højere diskonteringsratens, der anvendes, desto større vægt vil fortidige indtægter og udgifter få i det

samlede regnestykke, og desto mindre vægt vil der blive lagt på fremtiden. Både indtægter og udgifter viser sig i beregningerne at stige med diskonteringsraten, hvilket afspejler, at “fortidseffekten” vejer tungest, jf. tabel III.4. Udgifterne stiger dog hurtigere end indtægterne, hvorfor overskuddet falder med stigende diskonteringsrate. For diskonteringsrater mellem 0 og 6 pct. varierer overskuddet således mellem 143 og 114 mia. kr. Valget af diskonteringsrate har ligeledes forholdsvis stor betydning for fordelingen af overskuddet mellem den danske stat, danske virksomheder og udenlandske virksomheder. Jo større diskonteringsrate, jo større andel af overskuddet tilregnes staten.

Tabel III.4 1998-værdien af den totale olie- og naturgasproduktion, 1963-2012

| | Real diskonteringsrate, pct. | | | |
|---------------------------------|------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | 0 | 2 | 4 | 6 |
| | ----- Mia. kr. ----- | | | |
| Salgsværdi | 301,6 | 314,1 | 335,2 | 366,3 |
| Efterforskning | 21,1 | 27,3 | 36,4 | 49,7 |
| Investeringer i feltudbygning | 72,6 | 85,9 | 103,1 | 125,9 |
| Drift og administration | 51,2 | 51,9 | 54,5 | 59,2 |
| Transport | 13,4 | 14,4 | 16,0 | 18,0 |
| Overskud før skat | 143,1 | 134,5 | 125,3 | 113,5 |
| Skat i alt | 66,6 | 67,2 | 69,1 | 72,5 |
| Produktionsafgift | 21,2 | 21,9 | 23,1 | 25,0 |
| Selskabsskat | 36,1 | 35,5 | 35,5 | 36,1 |
| Kulbrinteafgift | 0,8 | 1,1 | 1,4 | 1,8 |
| Fortjenestelement ^{a)} | 8,5 | 8,7 | 9,1 | 8,9 |
| Overskud efter skat | 76,5 | 67,3 | 56,2 | 41,0 |
| Danske selskaber ^{b)} | 30,7 | 27,4 | 23,3 | 17,7 |
| Udenlandske selskaber | 45,8 | 40,0 | 32,9 | 23,3 |

a) Se anmærkninger til tabel III.2

b) Se anmærkninger til tabel III.2

Kilde: Egne beregninger baseret på modelberegninger fra Energistyrelsen.

Beregninger med alternative forudsætninger

Olieprisen har stor betydning for det samfundsøkonomiske overskud. For at belyse betydningen er beregningerne også udført for en oliepris på 20 dollar pr. tønde. Når olieprisen stiger, påvirker det naturligvis salgsindtægterne, og da udgifterne er antaget uændrede, øges det samfundsøkonomiske overskud, jf. tabel III.5. Når olieprisen i perioden 1999-2012 øges fra 17 til 20 dollar pr. tønde, stiger salgsværdien udtrykt i 1998-kr. fra 335 til 354 mia. kr., dvs. med 5 pct. Det samfundsøkonomiske overskud øges dermed med 15 pct. Prisstigningen udløser ikke fremtidig kulbrinteskate. Det vurderes, at olieprisen skal op på 25-30 dollar pr. tønde i en længere periode, før kulbrinteskatten udløses, jf. Skatteministeriet (1998).

Tabel III.5 1998-værdien af Nordsøen ved forskellige antagelser om den fremtidige oliepris

| | Oliepris, dollar pr. tønde | |
|-------------------------------|----------------------------|----------------|
| | 17 | 20 |
| | ----- | Mia. kr. ----- |
| Salgsværdi | 335,2 | 354,4 |
| Efterforskning | 36,4 | 36,4 |
| Inv. i feltudbygning | 103,1 | 103,1 |
| Drift og administration | 54,5 | 54,5 |
| Transport | 16,0 | 16,0 |
| Overskud før skat | 125,3 | 144,5 |
| Skat i alt | 69,1 | 75,7 |
| Produktionsafgift | 23,1 | 24,5 |
| Selskabsskat | 35,5 | 40,2 |
| Kulbrinteafgift | 1,4 | 1,4 |
| Fortjenestelement | 9,1 | 9,7 |
| Overskud efter skat | 56,2 | 68,7 |
| Danske selskaber ^a | 23,3 | 28,1 |
| Udenlandske selskaber | 32,9 | 40,6 |

a) Se anmærkninger til tabel III.2

b) Se anmærkninger til tabel III.2

Kilde: Egne beregninger baseret på modelberegninger fra Energistyrelsen.

Da udgiftssiden ikke antages at blive ændret ved andre antagelser om olieprisens udvikling, er det enkelt at foretage en vurdering af, hvilke konsekvenser en ændret oliepris har på de fremtidige salgsindtægter og overskud før skat. Med en oliepris på 10 dollar pr. tønde reduceres det samfundsøkonomiske overskud til under halvdelen af det overskud, der opnås ved en oliepris på 17 dollar pr. tønde, jf. tabel III.6. Med en oliepris på 30 dollar pr. tønde bliver overskuddet mere end dobbelt så stort som ved 17 dollar.

Tabel III.6 1998-værdi af fremtidigt overskud før skat ved forskellige oliepriser

| | Oliepris, dollar pr. tønde | | | |
|-------------------|----------------------------|-----|-----|-----|
| | 10 | 17 | 25 | 30 |
| | ----- Mia. kr. ----- | | | |
| Salgsværdi | 68 | 116 | 170 | 204 |
| Udgifter | 36 | 36 | 36 | 36 |
| Overskud før skat | 32 | 80 | 134 | 168 |

Kilde: Egne beregninger.

III.5 Den skattemæssige behandling af olie- og gasproduktion

Hvad er en rimelig fordeling mellem staten og private selskaber?

I det forrige afsnit er den samfundsøkonomiske værdi af den danske olie- og naturgas beregnet, og det er opgjort, hvor stor en del der tilfalder staten og private selskaber ved de gældende skatteregler. Det kan være vanskeligt at opgøre, om statens andel af naturressourcens værdi er passende.

Beskatning af olie- og gasaktiviteter og statslig deltagelse bestemmer fordeling mellem staten og private selskaber

Det er dog vigtigt at holde sig for øje, at den danske stat, og dermed i princippet hele den danske befolkning, ejer værdierne i undergrunden. De private selskaber har til opgave at lokalisere og udvinde ressourcen. Man kan argumentere for, at den del af ressourcens værdi, der er tilbage, når de private selskaber har fået en rimelig aflønning for deres indsats inklusive risikopåtagning, bør tilfalde staten. Det vil typisk være beskatningsreglerne vedrørende olie- og gasaktiviteterne, der er det mest direkte instrument til at sikre den ønskede fordeling af naturressourcens værdi. Men også statslig deltagelse i selve efterforskningen og udvindingen, som er kendt fra en række lande, herunder Danmark, er med til at sikre, at staten får del i eventuelle fund.

Beskatning påvirker også udvindingsprofil

Der er imidlertid flere hensyn at tage, når beskatningsregler for olie og gas fastlægges og ændres. Skattereglerne kan påvirke den fremtidige efterforskningsaktivitet og udtømningen af nye felter. En skærpet offentlig beskatning vil trække i retning af lavere efterforskningsaktivitet, og udtømningen af ressourcen

bliver derved udstrakt over et længere tidsrum. Der kan være gode samfundsøkonomiske argumenter for at strække udvindingen – og det er yderst sjældent hensigtsmæssigt at forcere udvindingen mest muligt. Den samfundsmæssigt foretrukne udvindingsprofil kan afhænge af flere forhold, herunder en vurdering af energiprisernes fremtidige forløb, den teknologiske udvikling vedrørende energiudvinding og den ønskede fordelingsprofil mellem nuværende og fremtidige generationer. Forventninger om fremtidige energiprisstigninger taler for at strække udvindingen. Den teknologiske udvikling betyder, at en større andel af reserverne formodentlig kan udvindes billigere, jo længere tid man venter med at producere fra et felt.

**Officielt argument:
Små reserver skal
udvindes hurtigt**

Der bliver fra officiel dansk side argumenteret for, at hovedparten af de fremtidige danske energiforekomster forventes at være så små, at de kun vil være rentable at indvinde, så længe den nødvendige infrastruktur i form af behandlingsanlæg og rørledninger er tilstede. Denne argumentation taler for en hurtig lokalisering og udvinding af energireserverne i den danske undergrund, jf. Energistyrelsen (1996).

**Kan danske
skatteregler afvige
fra udlandets?**

Et andet forhold, der ofte trækkes frem, er, at de danske beskatningsregler vedrørende olie- og gasproduktion ikke kan afvige ret meget fra regelsættet i lande, der har samme geologiske forhold som Danmark, jf. Skatteministeriet (1992). Stramme beskatningsforhold vil betyde, at olie- og gasselskaber ikke vil være interesserede i at efterforske i den danske undergrund. Dette behøver dog ikke at være et problem, hvis det er udtryk for, at vi ønsker en langsommere udtømmning af vores energiresourcer. I en diskussion af, om den danske stat får en rimelig andel af naturressourcens samfundsøkonomiske værdi, kan det dog være nyttigt at sammenligne med beskatningen i andre lande med energiforekomster i og omkring Nordsøen.

**Sammenligning med
skatteregler i Norge,
Holland og
Storbritannien**

Ofte sammenlignes de danske økonomiske vilkår og beskatningsregler ved energiudvinding med forholdene i Norge, Holland og Storbritannien. De geologiske forhold i disse lande er sammenlignelige, jf. Skatteministeriet (1998). Kulbrinteskattesystemet i de fire nordsølande er opbygget efter samme grundmodel. Der betales almindelig selskabsskat af det regnskabsmæssige overskud. Der betales yderligere en særlig kul-

brinteskat af overskuddet, der opgøres efter specielle regler. Værdien af produktionen beskattes med produktionsafgift. Produktionsafgiften er ophævet for de nyeste koncessioner i Danmark, Norge og Storbritannien.

I Danmark indgår desuden et fortjenstelement i betalingen for benyttelsen af rørledningen fra oliefelterne til fastlandet. Fortjenstelementet, der betales udover de faktiske omkostninger ved at bruge rørledningen, beregnes på baggrund af værdien af den transporterede olie og virker som en produktionsafgift.

Statslig deltagelse i efterforskning og produktion

I Danmark, Norge og Holland deltager staten i efterforskning og produktion. For Danmarks vedkommende har dette dog kun gjort sig gældende for koncessioner, der er tildelt efter 1982. I Norge deltager staten på lige vilkår med selskabet, dvs. staten deler den kommercielle risiko med selskaberne. I Holland deltager staten kun, hvis efterforskning fører til et fund af kommerciel interesse. I Danmark er der ligeledes tale om, at rettidshaverne bærer hele risikoen ved efterforskning. Der er ingen former for statsdeltagelse i Storbritannien.

Forskellige skatteregler for "gamle" og "nye" felter

I flere af landene er der sket ændringer af beskatnings- og koncessionsreglerne, som betyder, at produktion på "gamle" felter beskattes hårdere end kommende udvinding. Dette er bl.a. en konsekvens af faldet i oliepriserne siden midten af 1980'erne og ønsket om at opretholde en vis efterforskningsaktivitet. Derfor vil vi redegøre for beskatning af produktion fra "gamle" og "nye" felter.

Gamle felter: Dansk provenu pr. tønde på linje med UK og mindre end i Norge og Holland

De beskrevne beskatningsforhold betyder, at af den olie- og gasproduktion, der fandt sted i 1997 i de fire lande, fik staten i Danmark og Storbritannien mindst provenu pr. tønde olieækvivalent, jf. tabel III.7. Norge fik lidt mere provenu (27 kr. mod 23 og 22 kr. i henholdsvis Danmark og Storbritannien), men da tallet for Norge ekskluderer statsdeltagelse, var det faktiske norske provenu større. Den hollandske stat modtog et væsentligt højere provenu pr. tønde, end det er tilfældet for de øvrige tre lande. Den hollandske stat kan tillade sig en høj beskatning, da olieaktiviteter i Holland hovedsageligt er land-baserede, hvilket betyder lavere efterforsknings- og udvindingsomkostninger for selskaberne.

Tabel III.7 Produktion og skatteprovenu, 1997

| | Danmark | Norge ^{a)} | Holland ^{b)} | UK |
|---------------------------------------|---------|---------------------|-----------------------|------|
| Produktion, mio. tønder olieækviva. | 127 | 1442 | 581 | 1425 |
| Skatteprovenu, mia.kr. | 2,9 | 38,3 | 31,6 | 30,7 |
| Provenu pr. tønde olieækvivalent, kr. | 23 | 27 | 54 | 22 |

a) Ekskl. statsdeltagelse.

b) Oplysninger for 1996.

Anm.: Alle beløb er i 1996-priser.

Kilde: Skatteministeriet (1998).

Beskatning af nye felter belyst vha. modelfelter

For at belyse og sammenligne beskatningen af investeringer i energiudvinding fra nye felter i de fire lande bruges en metode udviklet af Energistyrelsen, hvor der opstilles såkaldte modelfelter. Sammenligningen af skattereglerne sker ved at anvende de norske, hollandske og engelske regler på de danske modelfelter. Modelfelterne er konstrueret ud fra forventninger til, hvorledes mulige fund typisk forventes at være på dansk område. Der er til hvert enkelt modelfelt opstillet forudsætninger vedrørende produktion, udbygnings- og driftsomkostninger i projektets levetid, så det private afkast af investeringen og statens andel af overskuddet kan beregnes under givne forudsætninger om skatteregler og energipriser. Beregningerne er foretaget for tre forskellige typer off-shore felter: Et lille felt, et middelstort og et stort felt. Beregningerne tager udgangspunkt i en succesfuld efterforskning, der resulterer i efterfølgende udvinding. Der er således ikke taget højde for risikoen for, at efterforskningen ender resultatløst.

Lempeligst beskatning i Danmark og UK, men forskellig undergrund

For nye felter genfindes samme billede som for de gamle felter, jf. tabel III.8. Storbritannien har de mest lempelige beskatningsvilkår fulgt af Danmark. Norge og Holland har den skrappeste beskatning. Det er dog vigtigt at være opmærksom på, at de fire landes undergrund har forskellig fundsandsynlighed og forventet feltstørrelse.

Tabel III.8 Afkast til privat selskab og stat ved kulbrintevirksomhed for tre danske modelfelter ved anvendelse af forskellige skatteregler

| | Danmark | Norge | Holland | UK |
|--------------------------------------|---------|-------|---------|-------|
| Privat afkast af investeringer, pct. | 11-35 | 3-20 | 3-27 | 11-39 |
| Andel af overskud til staten | 52-67 | 81-92 | 71-94 | 32-61 |
| Statsdeltagelse, pct. | 20 | 30 | 40 | 0 |

Anm.: De tre modelfelter varierer i størrelse.

Kilde: Skatteministeriet (1998).

Det vurderes som mindre sandsynligt, at der gøres meget store fund i Danmark end i Norge og Storbritannien. Derfor kan det argumenteres for, at de danske skatteregler vedrørende fremtidig produktion tilgodeser udnyttelse af små marginale felter, som kan være typiske for den danske undergrund, jf. Skatteministeriet (1998). Eksempelvis ville det være urentabelt at udnytte de mindste danske modelfelter med de norske og hollandske skatteregler, da de kun sikrer en privatøkonomisk forrentning på 3 pct., som ikke er et tilstrækkelig afkast til en risikofyldt aktivitet som olie- og gasefterforskning.

Skal beskatningen af produktion på gamle felter strammes?

Det er altid en skønsbaseret vurdering, om den danske stat får et rimeligt provenu af den nuværende kulbrinteproduktion, men i sammenligning med de tre valgte lande forekommer den danske beskatning på ingen måde hård, jf. tabel III.7. En stramning af beskatningsreglerne vil dog kunne opfattes som urimelig af de nuværende producenter, som hovedsagelig er DUC-konsortiet, da de er låst i deres fremtidige adfærd af store investeringer i Nordsøen. Endvidere kan den danske kulbrintebeskatning miste troværdighed, hvis reglerne for igangværende produktion ændres. Derfor er det mere perspektivrigt at vurdere beskatningsreglerne ved fremtidige fund, hvor der kan gennemføres ændringer, som ikke opfattes som havende tilbagevirkende kraft.

Har skattereglerne fundet rette balance mellem incitamerter og rimelig fordeling af overskud?

Hvis det vurderes som samfundsmæssigt hensigtsmæssigt at fremme efterforskningen i og udvindingen af den danske undergrund, kan skattesystemet indrettes til at understøtte det formål. Dette er bl.a. baggrunden for, at den danske beskatning af nye fund er forholdsvis lempelig, jf. tabel III.8. Spørgsmålet er, om skattesystemet kan forbedres, så det sikrer, at incitamenterne til efterforskning og udvinding fastholdes på et højt niveau, samtidig med at staten får en større andel af overskuddet ved eventuelle store fund.

Forslag om mere progressiv beskatning

Ved at øge progressionen i beskatningen vil små marginale felter stadig beskattes lempeligt, og produktionen fra eventuelle store fund vil blive beskattet hårdere end i dag. En måde at sikre en øget progression på kunne være at gøre statsdeltagelsen i udvindingen af et felt afhængig af produktionskapaciteten, så statsdeltagelsen øges ved store fund. Dette svarer til det såkaldte glideskalaprinzip, hvor statsdeltagelsen kan forøges som funktion af den forventede daglige topproduktion. Dette princip blev brugt ved de første tre danske udbudsrunder til og med 1989. Efter 1989 er glideskalaprinippet for statsdeltagelse kun brugt i en licens, jf. Skatteministeriet (1998).

Selvom det fra officiel side vurderes, at der hovedsagelig er små marginale fund tilbage i den danske undergrund, er det ikke nødvendigvis klogt at basere hovedprincipperne i kulbrintebeskatningen udelukkende på en sådan vurdering.

Litteraturliste

Clemmensen, F. (1993): Spillet om Nordsøen. *Samfundsøkonomen 1993:1*, s. 35-41.

Det Økonomiske Råd (1996): *Dansk økonomi, efterår 1996*. København.

DONG (1998): *Energi i tal og figurer 1998*. Findes på www.dong.dk

Energistyrelsen (1999): *Danmarks olie- og gasproduktion 1998*. København.

Miljø- og Energiministeriet (1996): *Energi 21. Regeringens energihandlingsplan 1996*. København.

Energistyrelsen (1996): *Olie- og naturgaspotentialer i Danmark og de fremtidige forsyningsmuligheder*. København.

Rüdiger, M. (1998): *DONG og energien*. Handelshøjskolens Forlag, København.

Skatteministeriet (1992): *Kulbrinteskatt. Redegørelse fra arbejdsgruppen vedrørende kulbrintebeskatning*. København.

Skatteministeriet (1998): Svar på spørgsmål nr. 63 og 64 af 19. juni 1998 (Alm. del - bilag 151). *J.nr. 14.98-418-30*.