

Samfundsøkonomien i aftalen
mellem
A.P. Møller - Mærsk
og
staten
om forlængelse af eneretsbevillingen
i Nordsøen

1. Indledning

Der blev i september måned indgået aftale om forlængelse af A. P. Møller - Mærsk eneretsbevilling i den danske del af Nordsøen, og regeringen har i forlængelse heraf fremsat beslutningsforslag om aftalen i Folketinget samt lovforslag om ændring af kulbrintebeskatningsloven og undergrundsloven.

Det er staten, der har ejendomsretten til den danske undergrund. Olie- og gasforekomsterne i den danske del af Nordsøen er knappe naturressourcer, der i sig selv har en værdi. Den danske stat har i lighed med en række andre lande valgt at lade private virksomheder få koncession til at forestå indvindingen af olie og gas, for derved at drage fordel af den viden og teknologi virksomhederne besidder. Der er tale om lange koncessioner (typisk 30 år), der afspejler, at der ved indvinding af olie og gas er behov for langsigtede investeringer. Dette skal bidrage til, at der samfundsøkonomisk opnås størst mulig værdi af olie- og gasressourcerne i Nordsøen, hvilket også beror på, at koncessionsvilkår og skatteregler udformes, så virksomhederne har økonomisk interesse i at investere i efterforskning og teknologiudvikling, uden at det fører til væsentlige forvriddinger, eller at staten ikke får sin passende andel.

Den indgåede aftale indebærer, at staten får en betydelig større del af overskuddet fra udnyttelse af eneretsbevillingen i Nordsøen. Fra 2004 opnår staten 20 pct. overskudsdeling/statsdeltagelse, ligesom der gennemføres en effektiv kulbrintebeskatning med reduktion i investeringsfradraget fra 250 pct. til 30 pct., hvorved forvriddinger væsentligt minimeres. Samtidig med at produktionen kan tilrettelægges mere økonomisk optimalt ved at ophæve feltafgrænsningen og fjerne de såkaldte bruttoafgifter som royalty og rørledningsafgift. Hertil kommer, at aftalen (inkl. kompensationsbestemmelse) skaber ro om Nordsøen, så der kan investeres og planlægges langsigtet, hvilket er helt afgørende for, om værdierne udnyttes effektivt. Der er i Redegørelse om Nordsøen, oktober 2003, redegjort mere detaljeret for de enkelte elementer i aftalen

Når økonomien i aftalen skal vurderes - set ud fra en samfundsøkonomisk synsvinkel - er det især følgende forhold, som må anses for væsentlige:

1. Aftalen bidrager til, at de værdier, der er i Nordsøen, udnyttes samfundsøkonomisk optimalt.
2. Hvilket provenu aftalen giver staten.
3. Aftalen er robust (følsomhedsanalyser).
4. Der er en rimelig fordeling af overskuddet fra aktiviteterne i Nordsøen mellem staten og bevillingshaver, givet at undergrunden tilhører staten (rentabilitetsanalyser).

Neden for søges disse forhold belyst for at give et samlet billede af aftalen fra en samfundsøkonomisk synsvinkel. Dette sammenfatter samtidig en række af de oplysninger og beregninger, som er givet i svarene til Folketinget.

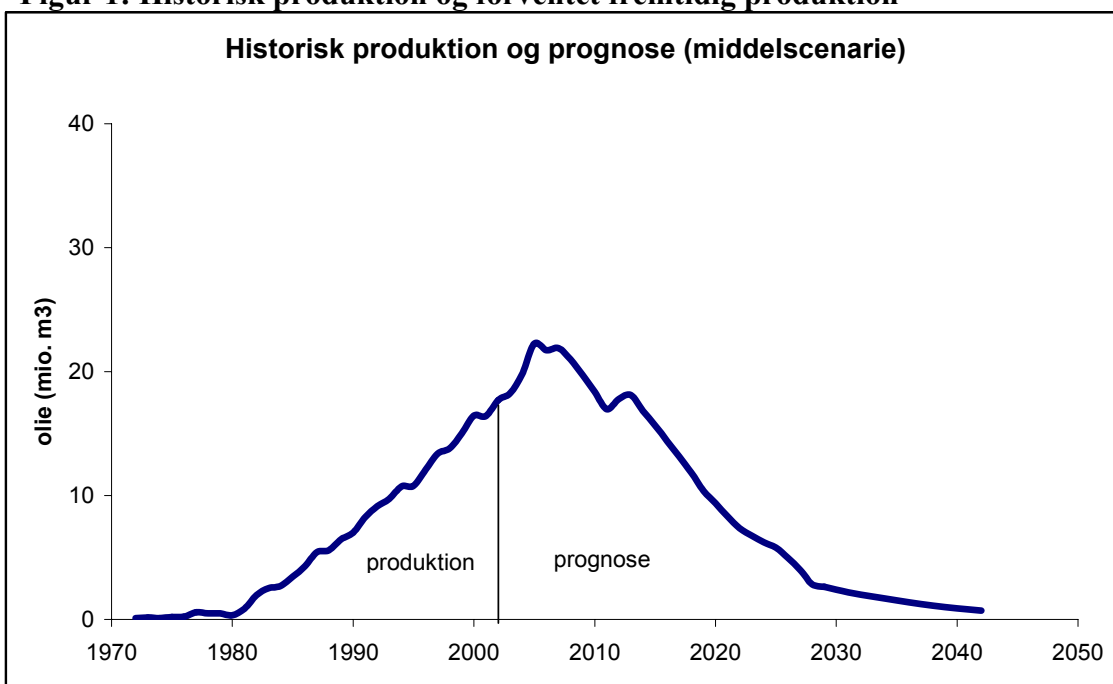
2. Olie og gas produktionen i Nordsøen

Da man startede med at lede efter olie og gas i 1960'erne, var der ikke meget viden om mulighederne for at finde olie og gas i Danmark. Den første olie blev fundet tilbage i 1966, og olieproduktionen blev indledt i 1972. Imidlertid var det først fra omkring starten

af 1980'erne, at olie- og gasproduktionen for alvor tog fart. Indtil da var aktiviteterne i Nordsøen relativt begrænsede. Både hvad angår produktion og investeringer. Siden starten af 1980'erne er der sket kraftig vækst i olieproduktionen, der bl.a. har bevirket, at Danmark i dag er selvforsynende med olie og gas. Udviklingen i olie- og gasproduktionen har således langt oversteget forventningerne tilbage i 1960'erne.

I de kommende år forventes produktionen at stige lidt i forhold til i dag. Men derefter tyder prognoserne på, at forekomsterne langsomt tømmes, og produktionen falder. Langt den største del af de tilbageværende værdier i Nordsøen forventes således at ligge inden for den eksisterende bevilling, der udløber i 2012, jf. nedenstående figur 1.

Figur 1: Historisk produktion og forventet fremtidig produktion



A.P. Møller - Mærsk står sammen med partnerne i Dansk Undergrunds Consortium (DUC) for størstedelen af aktiviteterne i den danske del af Nordsøen. I 2002 kom 82 pct. af den danske olieproduktion på 21,5 mio. m³ fra DUC. For gassens vedkommende var det 92 pct. af 7,3 mia. m³

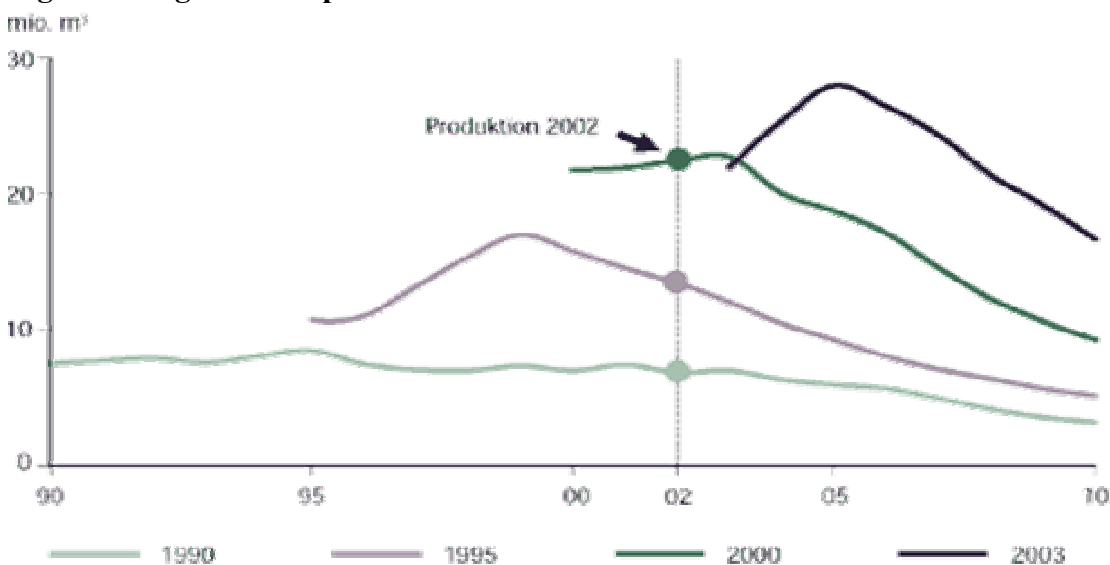
Når der i dag produceres så store værdier i Nordsøen, så skyldes det især to forhold. For det første er der løbende blevet investeret i at udvikle teknologien, så en stadig større mængde af den olie, der findes i undergrunden, kan udnyttes. For det andet er der blevet investeret i efterforskning og på den baggrund løbende gjort nye fund.

Langt den største del af den olie, der indtil nu er fundet i Danmark, findes i meget tætte kalk lag. Da produktionen herfra startede, forventede man kun at kunne hente meget små mængder af olien op. Eksempelvis var vurderingen for 20 år siden, at der kun kunne indvindes ca. 6 pct. af olien i Dan feltet. Siden har man udviklet nye produktionsmetoder (vandinjektion og vandrette borer), så der i dag kan hentes stadig større dele af olien i felterne op. Derfor vurderes det nu, at man kan indvinde mere end 26 pct. af den olie, der er i Dan feltet.

En måde at illustrere betydningen af teknologiudviklingen og den løbende efterforskning efter olie og gas er ved at sammenholde forventningerne til produktionen i produktionsprognoserne fra 1990, 1995 og 2000 med den faktiske produktion de pågældende år.

I prognosen fra 1990 skønnedes olieproduktionen i 2002 til 6,8 mio. m³ kubikmeter. Produktionen i 2002 var på 21,5 mio. m³. Det vil sige, at den faktiske produktion var mere end 3 gange så stor, som den blev anslået til i 1990. I prognosen fra 1995 blev produktionen i 2002 skønnet til 13,2 mio. m³, altså ca. 2/3 af den faktiske produktion i 2002, jf. nedenstående figur 2.

Figur 2. Prognoser for perioden 1990-2010



2.1 Olie- og gasproduktionen fremover

For at der samfundsøkonomisk kommer mest muligt ud af værdierne i Nordsøen, er det afgørende, at teknologien fortsat forbedres med henblik på at hente større mængder af den tilbageværende olie op. Det er ligeledes afgørende, at efterforskningsaktiviteterne fortsætter, så der også i fremtiden kan gøres nye fund. Hertil kommer, at det i takt med at de enkelte felter tømmes også har betydning, hvordan de marginale oliereserver udnyttes. Altså om produktionen fortsætter til den sidste dråbe, eller om den stopper før.

Der er naturligvis mange forhold, som afgør, hvordan teknologiudvikling, efterforskning og udnyttelsen af marginale felter forløber fremover. Herunder bl.a. udviklingen inden for teknologi, oliepriser og dollarkursen.

Et helt centralt element er, at der med aftalen skabes ro og stabile rammer om fremtiden i Nordsøen. Det har stor betydning for investeringsklimaet i Nordsøen, fordi der er tale om meget langsigtede investeringer.

Hvis der omvendt ikke er sikkerhed for, at A.P. Møller - Mærsk kan fortsætte aktiviteterne efter 2012 skønnes det, at DUC-selskaberne vil søge at optimere det kortsigtede udbytte frem til udløbet af eneretsbevillingen. Det vil sandsynligvis betyde, at DUC vil investere mindre i at udvikle boreteknologien, da investeringerne har kortere tid at blive forrentet i. Ligeledes må det forventes, at de relativt omkostningsfulde investeringer i nye efterforskninger bliver minimeret, da evt. nye fund næppe kan nå at blive udnyttet inden 2012. Endelig kan det forventes, at produktionen fra mindre givtige felter, der i dag opretholdes på grund af forventninger om fremtidig indtjening, bliver lukket hurtigere ned. Konsekvensen heraf er sandsynligvis, at den tilbageværende olie i sådanne felter kun i begrænset omfang kan udnyttes på et senere tidspunkt, fordi de nødvendige investeringer forbundet med at genstarte produktionen ikke vil kunne svare sig.

Alene det forhold, at der med aftalen er skabt sikkerhed om fremtiden vurderes således at have en gunstig indvirkning på det fremtidige efterforsknings- og investeringsniveau og dermed på overskuddets størrelse.

Hertil kommer så, at aftalen indeholder en række incitamentter til at udnytte de tilbageværende ressourcer effektivt. Således ophæves feltbeskatningen. Det betyder, at der ikke længere skal opgøres en indkomst fra hvert felt. I stedet skal der udarbejdes en samlet indkomstopgørelse for alle felter, hvor alle indtægter og udgifter for alle felter opgøres samlet.

Det nuværende skattesystem indebærer, at kulbrinteskattefradrag fra marginalfelter ikke kan overføres til andre felter, før produktionen er indstillet fra feltet. Alt andet lige kan dette tilskynde en operatør til at lukke et skuffende felt før tid (det vil sige, før de løbende udgifter overstiger de løbende indtægter) for at frigøre fradragene til andre felter med et stort overskud. Endvidere ophæves royalty og rørledningsafgiften på 5 pct. af produktionsværdien modregnes i kulbrinteskatten frem til 2012, hvorefter den afskaffes.

Rørledningsafgift er skat på bruttoproduktionen uden fradrag for omkostninger. Royalty og rørledningsafgift virker på samme måde som en omkostning ved produktionen og tilskynder derfor ligeledes til at lukke produktion tidligere, end hvad der må betragtes som samfundsøkonomisk fornuftigt.

For fremtiden får staten således primært sit provenu fra tre kilder, der alle relaterer sig til overskuddet. Det drejer sig om; overskudsdeling/statsdeltagelse, almindelig selskabsbeskatning og kulbrintebeskatningen, der er en særlig overskudsskat rettet mod produktion af olie og gas i Nordsøen. Det betyder, at en meget stor del af provenuet til staten opkræves på en sådan måde, at det ikke forvrider produktions- og investeringsbeslutningerne.

Som grundlag for aftalen er der foretaget analyser af, hvordan produktionen vil udvikle sig i en situation med en aftale og en situation uden en aftale. De væsentligste forudsætninger for analyserne er skitseret i nedenstående boks 1.

Boks 1: Beregningsforudsætninger

Oliepris

I alle beregninger er fremskrivninger af oliepriser baseret på Det Internationale Energiagenturs fremskrivninger. Det betyder en oliepris på 22,355 dollar pr. tønde i dag og langsomt stigende til 36 dollar i 2042.

Dollarkurs

I alle beregninger er der anvendt en dollarkurs svarende til Finansministeriets mellemfristede fremskrivninger. Dvs. en dollarkurs på 6,95.

Forekomster

Vurderingen af oliereserverne er de samme i alle beregningerne og baserer sig på Energistyrelsens reserveopgørelser.

Forlængelse af koncessionen

I aftaleforløbet forlænges koncessionen fra 2012 og frem til 2042. I forløbet uden aftale foretages udbud i 2012.

Skatteregler

I aftaleforløbet er der forudsat de skatteregler, der fremgår af aftalen. Det vil bl.a. sige reduktion af kulbrintefradraget fra 250 pct. til 30 pct. Endvidere er der forudsat de overgangsregler, som fremgår af aftalen. Dvs. at allerede foretagne investeringer kan fradrage med 10 pct. i indtil 10 år fra tidspunktet, hvor investeringen er foretaget. I forløbet uden aftale er det forudsat, at de nuværende skatteregler fortsætter uændret frem til 2042.

Statsdeltagelse

I aftaleforløbet er der forudsat overskudsdeling på 20 pct. indtil 2012, og herefter at staten indtræder som partner med en andel på 20 pct. I forløbet uden aftale er der forudsat statsdeltagelse fra 2012.

Bruttoafgifter

I aftaleforløbet er der forudsat, at royalty afskaffes fra 2004 og rørledningsafgift modregnes i kulbrinteskatten frem til 2012, hvorefter den afskaffes. I forløbet uden aftale er det forudsat at royalty opretholdes.

Produktion, investeringer og omkostninger

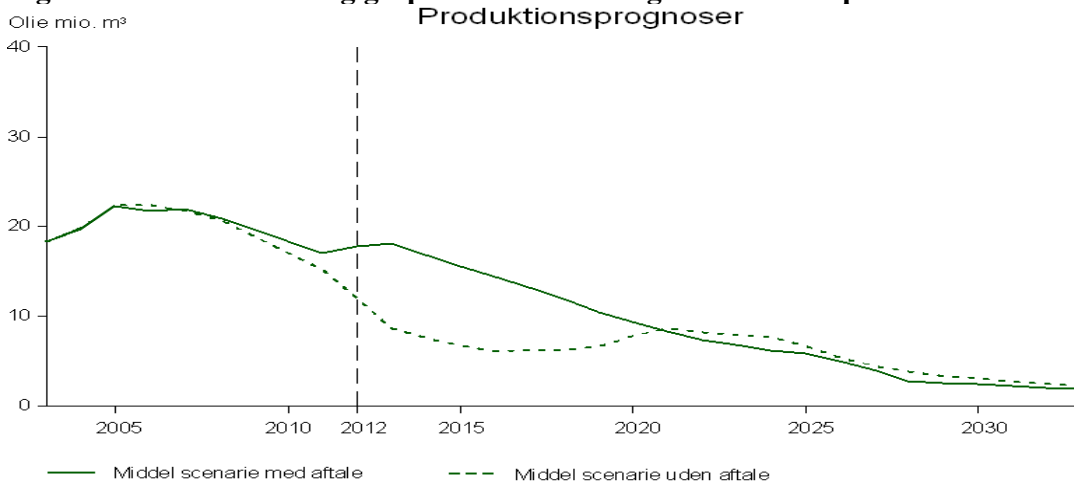
I aftaleforløbet er produktionsforløbet en fremskrivning baseret på historiske data, erfaringer fra A.P. Møller - Mærskes eksisterende felter samt andre felter uden for eneretsbevillingen med hensyn til investeringer og driftsomkostninger. For produktionsforløbet uden aftale ligger den vigtigste forskel i en nedgang i investeringerne før og efter 2012 med en manglende efterforskning og teknologiudvikling til følge.

I forløbet med en aftale vurderes det, at indvindingsgraden vil stige med 5 pct. point set over hele perioden svarende til en årlig stigning på 0,7 pct. Endvidere vurderes det, at der fra omkring 2012 igangsættes produktion fra et nyt mellemstort fund. Samlet er det tale om en forventet årlig stigning i produktionen på ca. 1,2 pct. Til sammenligning skete der

i perioden fra 1990 til 2003 en forøgelse af den samlede olieproduktion fra en række felter inden for eneretsbevillingen på i gennemsnit ca. 4 pct. pr. år set i forhold til de prognoser for olieproduktion fra disse felter, som blev lavet i 1990.

I forløbet uden en aftale vurderes det, at de lavere investeringer især omkring 2012 vil resultere i en noget langsommere teknologiudvikling, svarende til 0,5 pct. pr. år eller 3 procentpoint over hele perioden, samtidig med at opdagelsen af et nyt fund sker noget senere, jf. nedenstående figur 3.

Figur 3. Forventet olie- og gasproduktion med og uden aftale i perioden 2004-2012



1) Ud over vurderingen af produktionsforløb bygger de forskellige fremskrivninger også på forventede investeringer og omkostninger. En samlet oversigt over investeringer, produktion, omkostninger mv. er vedlagt som bilag.

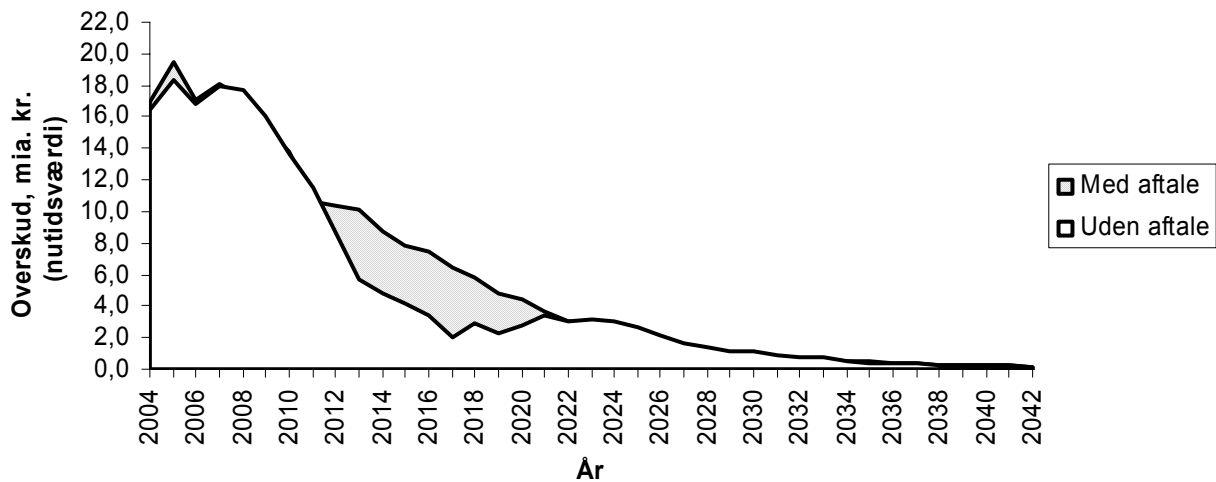
2) Beregningerne er foretaget med en oliepris: 22,355 USD/t i 2004-10 herefter gradvist stigende til 36 USD/t i 2042 (2003-priser) og en dollarkurs på 6,95. Primo oktober 2003 er olieprisen over 27 USD/t.

De produktionsfremskrivninger, som fremgår af figuren, angiver statens middelscenarium. Der er i vedhæftede bilag angivet et højt og et lavt produktionsscenarium med forskellige forudsætninger om teknologiudvikling og størrelsen af nye fund. For hvert af disse produktionsforløb er der lavet beregninger over udviklingen i produktionen med og uden aftale.

2.2 Samfundsøkonomisk værdi af at indgå en aftale

På baggrund af ovenstående produktionsforløb med og uden aftale er der lavet beregninger over de årlige overskud til fordeling mellem staten og DUC fra olieproduktionen inden for eneretsbevillingen, jf. figur 4. Forskellen i overskuddene med og uden aftale udgøres af det skraverede areal mellem de to kurver, og kan opgøres til 27 mia. kr. i nutidsværdi set over hele perioden 2004 til 2042. Dvs. at aftalen som følge af merproduktion giver en samfundsøkonomisk gevinst af denne størrelsesorden.

Figur 4: Samlede årlige overskud til fordeling mellem DUC og staten i perioden 2004 til 2042 med og uden aftale



Ved en vurdering af aftalen er det således ikke tilstrækkeligt at fokusere på, hvor stor en andel staten får af overskuddet fra produktionen i Nordsøen. Det er også afgørende at vurdere, om aftalen bidrager til, at olie- og gasforekomsterne i Nordsøen udnyttes effektivt. En høj statsandel af overskuddet på fx 70 pct. giver ikke større provenu til staten, hvis den højere statsandel medfører lavere investerings- og produktionsforløb og dermed et lavere kronebeløb til staten.

3. Statens andel af overskuddet

Med aftalen får staten frem til 2042 i det centrale produktionsforløb i gennemsnit lidt over 60 pct. af overskuddet fra produktionen af olie og gas inden for eneretsbevillingen. Historisk har statens andel af overskuddet svinget ganske betydeligt, men har i gennemsnit ligget på omkring 47 pct. Inden for de seneste år har andelen af overskuddet dog kun udgjort ca. 40 pct. Så set i forhold til den historiske andel er der tale om en ikke ubetydelig stramning.

Selvom en sammenligning med den historiske fordeling af overskuddet kan give et indtryk af den stramning, der ligger i aftalen, så er den mest reelle sammenligning at se på, hvilken fordeling de nugældende regler ville give anledning til, hvis de blev fortsat. Det er imidlertid ikke en helt nem opgave. Det største problem knytter sig til vurderingen af kulbrinteskattebetalingerne. Historisk har det vist sig, at kulbrinteskatten ikke virker. Kun i ganske få år er der betalt kulbrinteskate, og det samlede provenu fra kulbrinteskatten har siden indførelsen i 1982 været på under 1 mia. kr.

I et bilag til Kulbrinteskatteudvalgets rapport fra 2001 blev det bl.a. på den baggrund vurderet, at DUC-selskaberne først ville komme til at betale kulbrinteskate ved en oliepris på 30 dollar pr. tønde. Statens andel af overskuddet for perioden 2000 til 2012 blev i et regneeksempel beregnet til 36 pct. med de nugældende regler og under forudsætning af den nævnte oliepris.

I de produktionsprognoser, der er præsenteret i afsnittet ovenfor, er der indlagt investeringer, der alene er baseret på ingeniørtekniske beregninger. Der er således ikke

taget højde for, hvad der for selskaberne er privatøkonomisk optimalt set i lyset af et kulbrintefradrag på 250 pct. Der er således indregnet kulbrinteskattebetalinger på i alt 25 mia. kr. Disse indtægter må anses for meget usikre. I notat af 25. oktober 2000 fra Skatteministeriet blev det således bl.a. konkluderet, at "Rationelle virksomheder vil således have incitament til at indrette sig således at uanset, hvor høj olieprisen er, og uanset hvor store fund de gør, foretager så store investeringer, at de kun ved overraskende gunstige forhold i kort tid kommer til at betale kulbrinteskate".

Med en forudsætning om fuld kulbrinteskattebetaling i perioden fremover ligger den statslige andel i gennemsnit med nugældende regler på 45 pct. i perioden frem til 2012 og på ca. 53 pct. set over hele perioden 2004 til 2042. Afhængig af forudsætningerne om kulbrinteskattebetalinger i fremtiden ligger den forventede statsandel af overskuddet med de nugældende regler således og svinger mellem 36 pct. og 53 pct.

Tages der udgangspunkt i, at selskaberne fremover vil bringe sig i fuld kulbrinteskatteposition forventes statens merprovenu ved aftalen sammenlignet med gældende regler at blive på 31 mia. kr. i nutidsværdi set over hele perioden, jf. tabel 1.

Tabel 1: Sammenligning af provenu med gældende regler og aftalen

Mia. kr., nutidsværdi 2004-2042	Gældende regler ¹⁾	Aftalen
Overskudsandel/statsdeltagelse	11,2	42,5
Rørledningsafgift.....	10,1	6,9
Produktionsafgift (royalty)	14,2	0,0
Selskabsskat	42,1	49,4
Kulbrinteskate	24,8	34,6
I alt	102,4	133,4

Anm.: Den anførte kulbrinteskate under aftalen er efter modregning af rørledningsafgiften.

1) Med operatørskitte og indførelse af statsdeltagelse på 20 pct. samt afskaffelse af royalty i 2012. Den gældende beskattning opretholdes i hele perioden frem til 2042.

I lyset af usikkerhederne om kulbrinteskatten er der i nedenstående tabel foretaget en sammenligning mellem aftalen og gældende regler med forskellige forudsætninger om kulbrinteskattebetalinger i fremtiden. Som det fremgår, forventes statens merprovenu med aftalen at udgøre mindst 31 mia. kr.

Tabel 2: Sammenligning af statens provenu ved aftalen med de nuværende regler, under forskellige forudsætninger om kulbrinteskattebetaling

	Mia. kr. i nutidsværdi 2004-2042
Aftalen	133
Aftalen uden samfundsøkonomisk gevinst (merproduktion)	112
Gældende regler med fuld kulbrinteskattebetaling (25 mia.kr.)	102
Gældende regler, men uden kulbrinteskattebetalinger	77

Anm.: For at komme ud af kulbrinteskatteposition skal der foretages investeringer, som reducerer overskuddet. Disse investeringer er ikke indregnet, hvor de 56 mia. kr. ikke tages som udtryk for det maksimale merprovenu ved sammenligningen mellem aftalen og de gældende regler.

Derudover kan de gældende regler og aftalen sammenlignes ved at lave beregninger på historiske tal. Dvs. ved at antage, at aftalen var indgået 2001 og sammenligne de

indtægter, som staten rent faktisk har fået i perioden 2001 til 2003 med de indtægter, som aftalen ville give ved at bruge historiske tal for produktion, investeringer mv. Disse beregninger viser, at aftalen i perioden 2001 til 2003 ville have givet 7,3 mia. kr. mere, end der kommet ind til staten i den pågældende periode. Altså et beløb der årligt ligger nær det, som forventes fremover med aftalen, jf. redegørelsen til Folketinget.

3.1 Sammenligning med andre skattemodeller

Ud over at sammenligne med de gældende regler er der lavet sammenligninger med den såkaldte neutrale beskatningsmodel, som blev foreslået af Kulbrinteskatteudvalget for nye bevillinger. Tanken bag det konkrete forslag til neutral beskatning er, at kulbrintefradrag afskaffes og der i stedet indføres et fradrag for forrentning af egenkapital, samt at skattemæssige underskud kan fremføres med rente, handles og i sidste ende udbetales skatteværdien af underskuddet. Kulbrinteudvalget foreslog også, at royalty og rørledningsafgift afskaffes via modregning i kulbrinteskatten samt en ophævelse af feltafgrænsningen. Formålet hermed er at øge incitamenterne til at udnytte marginale felter.

I aftalen mellem regeringen og A.P. Møller - Mærsk sker der en markant reduktion af kulbrintefradraget (fra 250 pct. til 30 pct.) samtidig med, at royalty og rørledningsafgift afskaffes, og feltafgrænsningen ophæves. Således ligger aftalen ikke langt fra de anbefalinger, der lå i Kulbrinteudvalgets rapport. Den væsentligste forskel ligger i, at regeringen gennem aftalen ydermere får del af overskuddet allerede fra 2004 i en eksisterende bevilling. I vedlagte bilag er Kulbrinteudvalgets anbefalinger sammenlignet nærmere med aftalen.

Kulbrinteudvalget tog ikke stilling til skatteprocenten. Det fremgik af udvalgets rapport, at skattesatsen er en politisk beslutning. For at sammenligne den neutrale beskatningsmodel med aftalen, er det derfor nødvendigt at antage en skattesats.

Herudover tog Kulbrinteudvalget ikke stilling til overgangsregler, fordi anbefalingerne var møntet på nye koncessioner. Der blev altså ikke taget stilling til, hvordan man i et nyt skattesystem skulle behandle de investeringer, som allerede var foretaget skattemæssigt. Baggrunden for at lave overgangsregler er, at virksomhederne tidligere har investeret i tillid til de gældende regler. Dertil kommer, at de oparbejdede underskud ikke kan fjernes, med mindre det sker gennem en aftale.

Endvidere tog Kulbrinteudvalget ikke stilling til overskudsdeling/statsdeltagelse i en eksisterende bevilling, da alle beregninger var møntet på nye bevillinger. For at sammenligne den neutrale beskatningsmodel med aftalen er der derfor lavet to typer af beregninger med forskellige forudsætninger om skattesats og statsdeltagelse. Der er i begge beregninger forudsat en rente på 3 pct. vedrørende fradraget for normalforrentningen af egenkapitalen.

I den første beregning er skattesatsen sat til 52 pct. ligesom i aftalen. Overgangsreglerne er de samme som i aftalen, og der forudsættes statsdeltagelse fra 2012. Herudover er beregningen lavet på et produktionsforløb svarende til aftalen. Staten vil først opnå statsdeltagelse fra 2012. Beregningen viser, at aftalen sammenlignet med en model med neutral beskatning giver et merprovenu til staten på 3 mia. kr. i nutidsværdi for hele perioden 2004 til 2042.

I den anden beregning er der forudsat en skattesats på 70 pct., og overgangsregler som i aftalen, men der forudsættes ikke statsdeltagelse, og produktionsforløbet svarer til forløbet uden aftale. Indførelse af neutral beskatning med en kulbrinteskattesats på 70 pct. ville næppe kunne ske gennem en aftale. Derfor synes produktionsforløbet uden aftale mest sandsynlig. Med en kulbrinteskattesats på 70 pct. vil det desuden være vanskeligt at stille et yderligere krav om 20 pct. statsdeltagelse efter operatørskifte i 2012. En sådan samlet beskatning må forventes at gøre det vanskeligt at tiltrække operatører.

Samlet set viser beregningerne, at den neutrale skattemodel vil give mindre provenu i nutidsværdi for hele perioden end den indgåede aftale, jf. tabel 3.

Tabel 3. Statens provenu i perioden 2004-42 ved aftalen og ved neutral skat, mia. kr. nutidsværdi i 2003, skattesats 52 pct.

	Statens provenu 2004 til 2042, mia. kr. nutidsværdi
<i>Aftalen</i>	133
Neutral skat (52 pct.), m. statsdeltagelse efter 2012 med aftale produktionsforløb	130
Neutral skat (70 pct.), u statsdeltagelse, med produktionsforløb uden aftale	122

Der er ikke kendskab til, at andre lande har anvendt neutral beskatning inden for oliebranchen. Der har været overvejelser fremme i Norge om neutral beskatning, uden man dog har valgt at følge modellen. Der er derfor tale om et uprøvet skattesystem, hvor der ikke er gjort erfaringer med virkningerne og administration. Dertil kommer at en neutral beskatningsmodel som fremlagt af kulbrinteudvalget vil give problemer i relation til EU's statsstøtteregler. Den nuværende kulbrintebeskatningsmodel er derimod kendt og gennemprøvet. Også det må naturligvis indgå i bedømmelsen af, om den neutrale beskatningsmodel er bedre end aftalen

4. Følsomhedsanalyser

Aftalen skal sikre staten en højere og mere stabil andel af værdierne i Nordsøen. Derfor er der foretaget en række følsomhedsberegninger, under forskellige forudsætninger om oliepris, dollarkurs og produktion, jf. nedenstående tabel 4.

Aftalen er skruet sådan sammen, at den effektive beskatning falder, hvis produktionen falder. Og omvendt stiger den effektive beskatning, hvis indtjeningen i Nordsøen stiger. Årsagen hertil er, at sikre et incitament til at fortsætte produktionen, selvom det mod forventning skulle vise sig, at der ikke er så meget olie at hente op, eller prisen på olie falder dramatisk.

Den laveste andel, staten får i de foretagne følsomhedsberegninger, er 56 pct. i gennemsnit over hele perioden ved en oliepris, der ligger 20 pct. under den pris som i beregningerne. Omvendt stiger statens andel til 63 pct., hvis olieprisen stiger med 20 pct.,

Tabel 4. Følsomhedsberegninger for statens provenu (statsandel i parentes)

Mia. kr.	2004	2005	2006	2007	2008	Årligt gns. 2004-2012	2004 -2012	2013 -2042	2004 -2042
	----- Mia. kr. 2003-priser -----						- Mia. kr. nutidsværdi -		
1. Aftale på statens middelscenarium*)	9,8	11,9	11,4	11,9	11,8	10,6 (57%)	80 (57%)	54 (66%)	133 (61%)
<i>Følsomheder overfor ændret produktion</i>									
2. Som 1 men lavt produktionsscenarium	9,8	11,9	11,5	11,3	10,6	9,6 (56%)	73 (56%)	25 (65%)	98 (58%)
3. Som 1 men højt produktionsscenarium	9,8	11,9	11,2	11,9	11,6	11,4 (58%)	85 (58%)	80 (67%)	165 (62%)
<i>Følsomheder overfor oliepriser</i>									
4. Som 1 men oliepris -20% (2004-10: 17,9 USD/t)	6,2	7,9	7,5	8,0	8,0	7,1 (52%)	53 (52%)	40 (64%)	93 (56%)
5. Som 1 men oliepris -10% (2004-10: 20,1 USD/t)	8,0	9,9	9,5	9,9	9,9	8,9 (55%)	66 (55%)	47 (65%)	113 (59%)
6. Som 1 men oliepris +10% (2004-10: 24,6 USD/t)	11,6	13,9	13,4	13,9	13,7	12,4 (59%)	93 (59%)	61 (67%)	154 (62%)
7. Som 1 men oliepris +20% (2004-10: 26,8 USD/t)	13,4	15,8	15,3	15,8	15,6	14,1 (61%)	106 (61%)	68 (67%)	174 (63%)
8. Som 1 men oliepris på 50 USD/t i 2004-10 (og herefter gradvist stigende)	31,9	36,5	35,5	36,2	35,3	32,5 (67%)	244 (67%)	140 (70%)	384 (68%)
9. Som 1 men oliepris på 100 USD/t i 2004-10 (og herefter gradvist stigende)	71,9	80,9	79,1	80,1	77,7	71,9 (70%)	541 (70%)	297 (72%)	838 (71%)

Anm.: En 10 pct. ændring i dollarkursen har samme virkning på statens provenu som en 10 pct. ændring i olieprisen. En 10 pct. højere dollarkurs svarer til en dollarkurs på 7,65 (i stedet for 6,95). Historisk har olieprisen udvist langt større relative udsving end dollarkursen.

*)Statens middelforudsætninger, bl.a. oliepris: 22,355 USD/t i 2004-10 herefter gradvist stigende til 36 USD/t i 2042 (2003-priser); dollarkurs på 6,95; middel produktionsscenarium. Primo oktober 2003 er olieprisen over 27 USD/t.

5. Får staten en tilstrækkelig andel af værdierne

Ved indvinding af olien og gassen opnås et overskud, der er sammensat af et normalt afkast og en overnormal profit - ressourcerenten. Der er forskellige modeller for, hvordan man mest hensigtsmæssigt kan beskatte ressourcerenter. Det kan ske ved fx statsdeltagelse, statslig udlicitering eller kulbrintebeskatning. I de olieproducerende lande i Nordsøen har man valgt forskellige modeller. Danmark har, som i de fleste andre lande, valgt en "blandet model", dvs. at de statslige indtægter inddrives ved hjælp af instrumenter, der retter sig direkte mod ressourcerenten (kulbrinteskate, statsdeltagelse, royalty), der supplerer de instrumenter, der retter sig mod generelt at beskatte aflønningen af kapitalen - selskabsskatten.

Med aftalen vil det statslige provenu fortsat blive inddrevet ved hjælp af forskellige instrumenter, hvor nogle retter sig mod beskatning af kapital og andre direkte mod beskatning af ressourcerenten. Sammenlignet med situationen før aftalen er der imidlertid den væsentlige ændring, at en langt større del af provenuet bliver inddrevet

ved hjælp af instrumenter, der retter sig direkte mod ressourcerenten, fx statsdeltagelse og effektiv kulbrintebeskatning.

Med aftalen er der samtidig opnået enighed om, at ressourcerenten fremover skal fordeles således, at en væsentlig større andel skal tilfalde staten. Omvendt er det også klart, at DUC-selskaberne har krav på en normal aflønning inklusiv risikopræmie af den investerede kapital i Nordsøen.

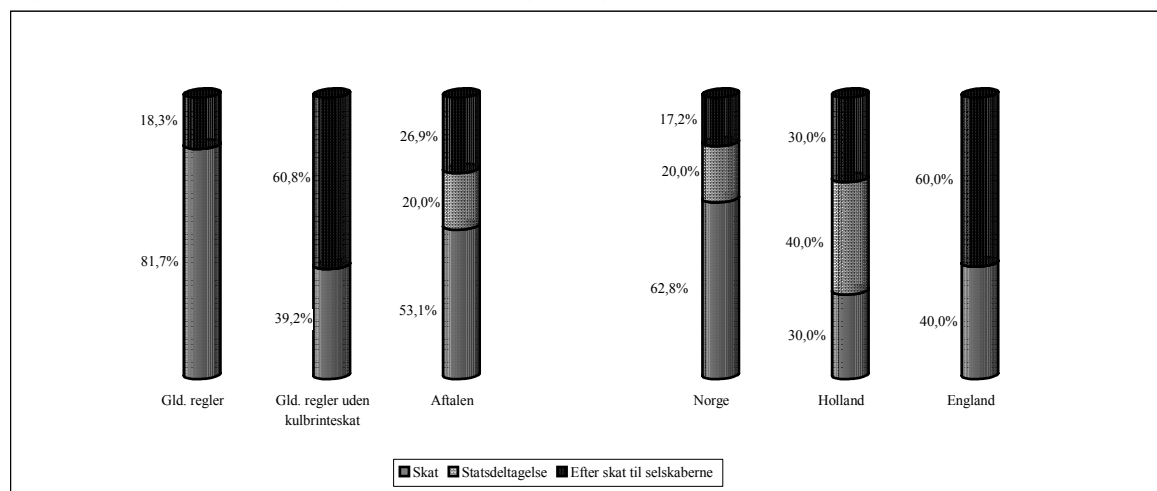
Det er en politisk vurdering om statens andel er tilstrækkelig stor. Som grundlag for denne vurdering kan det være relevant på den ene side at belyse A.P. Møller- Mærskts rentabilitet ved aftalen og på den anden side at se aftalen i et internationalt perspektiv. Det skal dog understreges, at der er meget betydelig usikkerhed forbundet med at vurdere den rentabiliteten.

5.1 Forholdene i de andre Nordsø-lande

Under de gældende regler udgør den samlede marginalbeskatning – dvs. de samlede skatter og afgifter m.v. til staten af en ekstra kroners indtægter – for eneretsbevillingen knap 82 pct., såfremt der betales kulbrinteskot. Betales der ikke kulbrinteskot, er den samlede marginalbeskatning derimod ca. 39 pct.

Aftalen indebærer en samlet marginalbeskatning på ca. 73 pct. inklusive overskudsandelen, når der betales kulbrinteskot. Internationalt kan det sammenlignes med en samlet marginalbeskatning i Norge på knap 83 pct., ca. 70 pct. i Holland og ca. 40 pct. i England, jf. nedenstående figur.

Figur 5. Marginalbeskatning for DUC efter gld. regler og aftalen samt for andre Nordsølande



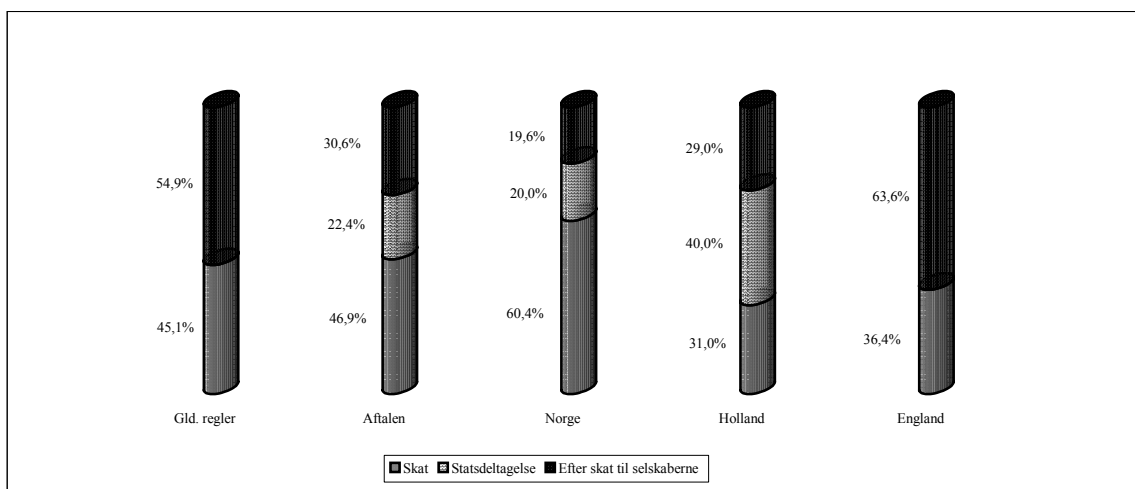
Anm.: Statsdeltagelsesandelen indeholder også den skat, som statens selskab betaler til staten. Statsdeltagelsen i Norge tildeles ikke med en fast andel ved hver udbudsrunde. Der er derfor forudsat en statsdeltagelse på 20 pct.

Ser man på gældende regler i det tilfælde, hvor der ikke betales kulbrinteskot er den danske samlede marginalbeskatning på niveau med den samlede engelske marginalbeskatning og væsentlig lavere end i Norge og Holland.

Med aftalen bliver den samlede marginalbeskatning noget lavere end det norske niveau, på linje med det hollandske og markant over det engelske.

Men marginalsatserne siger ikke noget om, hvor hård beskatningen rent faktisk er. Det gør gennemsnitsbeskatningen derimod. Gennemsnitsskatten måler skatternes andel af indkomsten. Modelberegninger viser at gennemsnitsskatten for modelfelter i Danmark vil gå fra ca. 45 pct. efter gældende regler til ca. 70 pct. under aftalen, når overgangsregler er udfaset. Det ligger på niveau med Holland, hvor gennemsnitsskatten også udgør ca. 70 pct. og lidt under Norge, hvor gennemsnitsskatten udgør ca. 80 pct. Igen ligger England væsentlig lavere, idet gennemsnitsskatten her kun udgør ca. 36 pct., jf. nedenstående figur

Figur 6. Modelfeltsberegning af gennemsnitsbeskatning for DUC efter gld. regler og aftalen samt for andre Nordsølande



Anm.: Modelfelterne afspejler sandsynlige fremtidige fund på dansk område.

Sammenlignet med de andre lande i Nordsøen synes aftalen altså at bringe den danske skat på niveau med den hollandske, men lidt under den norske. Det er i denne sammenhæng vigtigt at være opmærksom på, at i Norge er felterne typisk større samtidig med, at omkostningerne ved at bringe olien op er mindre. Derfor er det heller ikke unaturligt, at Norge kan tillade sig en lidt højere skat.

5.2 Rentabiliteten i Nordsøen

At beregne rentabiliteten er vanskeligt, og det er forbundet med betydelige usikkerheder. For perioden 1962 til 2003 viser analyserne, at det nominelle afkast har ligget på mellem 17 og 18 pct. afhængig af, hvilke antagelser der gøres om værdien af DUC's aktiver ved udgangen af 2003. Realt (dvs. korrigeret for inflation) har afkastet ligget på ca. 11. pct. og den såkaldte risikopræmie på ca. 6 pct. Risikopræmien angiver det merafkast, der kommer fra given aktivitet, som ligger ud over, hvad der kan opnås ved fx at placere pengene sikkert i statsobligationer.

Det giver imidlertid et skævt billede at se på forrentningen for hele perioden 1962 til 2003. Således var de første 20 år præget af meget lav produktion og lave investeringer. Hertil kommer, at beskatningen i Nordsøen de første 20 år var markant anderledes, da kulbrintebeskatningen først blev indført i 1982. For at sammenligne den historiske forrentning med den fremtidige forrentning er det derfor nødvendigt at finde en periode, hvor produktionsforløbet er nogenlunde sammenligneligt samtidig med, at beskatningen

kan sammenlignes. Her synes perioden 1982 til 2003 derfor mest oplagt, jf. figur 1 i dette papir.

Fra 1982 til 2003 lå den nominelle forrentning på 18-19 pct., den reale forrentning på 15 til 16 pct., mens risikopræmien kan beregnes til ca. 8 pct.

For at beregne rentabiliteten er det nødvendigt at gøre en række antagelser om værdien af DUC's aktiver - den såkaldte terminalværdi. Dvs. værdien af udstyr, knowhow mv., som er grundlaget for produktionen i Nordsøen. Når der skal laves beregninger af det forventede fremtidige afkast af aktiviteterne i Nordsøen, får antagelserne om værdien af DUC's aktiver endog meget stor betydning for beregningerne. DUC's aktivmasse forventes at blive bogført til en værdi på ca. 30 mia. kr. ultimo 2003. Samtidig forventes de samlede investeringer ultimo 2003 at udgøre ca. 80 mia. kr. (2003-priser).

I DUC-selskabernes regnskabsmæssige opgørelser indgår ikke alle investeringer i forskning, efterforskning og udvikling. På samme måde indgår der heller ikke værdien af den knowhow om fx vandrette borer, som er udviklet samt de teknologiske fremskridt, der er foretaget i den sammenhæng. Hertil kommer, at værdien af aktiverne naturligvis må ses i forhold til, hvilken forventet fremtidig indtjening de kan generere.

På den anden side er det også klart, at værdien af aktiverne næppe er lig den samlede værdi af de foretagne investeringer. Således er en række investeringer af ældre dato og har derfor næppe samme værdi i dag. Værdien af aktiverne må derfor ligge over de 30 mia. kr., men under 80 mia. kr. Det bedste skøn på baggrund af regnskabsoplysninger mv. er, at terminalværdien er ca. 60 mia. kr. Med denne terminalværdi vil det forventede nominelle afkast for perioden 2004 til 2042 ligge mellem 11 og 12 pct. og realt på mellem 9 og 10 pct. Altså en kraftig reduktion sammenlignet med perioden fra 1982 til 2003, jf. tabel 5.

Når den fremtidige risikopræmie skal vurderes, er der ud over usikkerhederne med terminalværdierne også en række usikkerheder knyttet til at fastlægge den risikofrie rente. Historisk har den risikofrie rente svinget mellem 5 og 20 pct. i perioden fra 1962 til 2003. Der er altså en vis sandsynlighed for, at den risikofrie rente også fremover vil variere betragteligt.

I økonomiske fremskrivninger forventes den risikofrie rente dog at ligge på omkring 5 pct. i gennemsnit set over hele perioden fra 2004 til 2042. Tages det som udgangspunkt, kan risikopræmien skønnes til lidt under 7 pct. Altså under den risikopræmie, som DUC-selskaberne har fået i perioden 1982 til 2003, hvor olieproduktionen for alvor har taget fart. Sammenlignes der med den risikopræmie, som ville blive opnået uden aftale er der også tale om et mærkbart fald. Uden en aftale forventes risikopræmien for perioden 2004-2042 at ligge på omkring 9 pct.

Tabel 5. Afkastgrader og risikopræmier for DUC for perioderne 1962-1981, 1982-2003, og 2004-2042.

Periode	Afkast (nominelt)	Gennemsnitlig inflation	Afkast (realt)	Risikopræmie
	----- pct. -----			
1962-1981	16-17	8	5-6	Ca. 3
1982-2003	18-19	3	15-16	Ca. 8
2004-2042	11-12	2	9-10	Ca. 7
2004-2042 (uden aftale)	12-13	2	10-11	Ca. 9

Anm.: Det forventede afkast for perioden 2004-2042 uden aftale er baseret på et forløb, hvor DUC fortsætter med de nuværende vilkår frem til 2012 og herefter efter et udbud fortsætter frem til 2042 på de samme vilkår, som gælder i de andre bevillinger. Beregningerne er gennemført for en terminalværdi ultimo 2003 på 60 mia. kr. Forventede afkast og risikopræmier for perioden 2004-2042 falder typisk 0,2-0,3 pct. point, når der ses bort fra de betalingsstrømme, der ligger senere end 2025. Der er for perioden 1962-1981 ikke en simpel sammenhæng mellem nominelt afkast, inflation og realt afkast på grund af tilbagediskonteringsmetoden.

Det er vanskeligt at vurdere om en risikopræmie på 7 pct. svarer til, hvad der i øvrigt forventes i oliebranchen. Risikopræmierne varierer således betragteligt fra selskab til selskab og afspejler endvidere, hvilke forhold produktionen af olie foregår under. Er det fx vanskeligt at få olien op følger det, at risikopræmien skal være højere. Endvidere ligger der i den fremtidige risikopræmie, at DUC skal gøre et nyt fund samt sikre en effektiv teknologiudvikling. En risikopræmie på 7 pct. vurderes imidlertid at ligge inden for rammerne af, hvad der i øvrigt forventes i oliebranchen i fremtiden under antagelse af samme produktionsforhold.

DONG A/S har oplyst, at i de tilfælde, hvor DONG har købt eller har givet tilbud på at købe eller har anbefalet forøgelse af sin andel i oliefelter, har selskabet anvendt et kriterium om et afkast på 10 pct. realt efter skat (nominelt ca. 12,2 pct.) for at vurdere, om købet eller forøgelsen var kommercielt interessant. Med antagelsen om en gennemsnitlig risikofri rente på knap 5 pct. for perioden 2004-2042 kan det således konkluderes, at DONG implicit ville kræve en risikopræmie på mindst 7 pct. for perioden 2004-2042.

Afslutning

Med aftalen går regeringen efter en balance mellem på den ene side at sikre staten en rimelig andel af overskuddet og på den anden side fastholde en indtjening til de selskaber, der efterforsker og producerer i Nordsøen, så der fortsat er interesse for at investere i efterforskning, teknologiudvikling og produktion. Således indebærer aftalen:

- at de tilbageværende ressourcer i Nordsøen udnyttes mere effektivt og dermed bidrager til at øge det samfundsøkonomiske afkast af investeringerne i Nordsøen
- at staten får et væsentligt større provenu - både sammenlignet med gældende regler og alternative skattemodeller
- at der skabt en robust løsning med et langt mere stabilt beskatningsgrundlag
- at den fremtidige forrentning af aktiviteterne i Nordsøen ikke adskiller sig fra, hvad der i øvrigt forventes i branchen

Bilag

Bilag 1A.

Olieproduktion, mio. m³, 2004 – 2042

År	Med aftale			Uden aftale		
	Lavt scenarie	Middel scenarie	Højt scenarie	Lavt scenarie	Middel scenarie	Højt scenarie
2004	20	20	20	20	20	20
2005	22	22	22	22	22	22
2006	22	22	22	22	22	22
2007	21	22	22	22	22	22
2008	19	21	21	21	21	21
2009	17	20	21	19	19	19
2010	15	18	22	17	17	17
2011	13	17	22	15	15	15
2012	12	18	22	11	12	12
2013	10	18	21	8	9	9
2014	9	17	21	6	8	8
2015	8	16	22	5	7	7
2016	7	14	20	4	6	6
2017	6	13	20	4	6	6
2018	5	12	19	4	6	8
2019	4	10	17	4	7	10
2020	4	9	16	3	8	10
2021	3	8	14	3	9	10
2022	3	7	13	2	8	11
2023	3	7	12	2	8	12
2024	2	6	11	2	8	12
2025	2	6	10	2	7	11
2026	1	5	9	1	6	10
2027	1	4	8	1	4	9
2028	1	3	7	1	4	8
2029	1	3	6	1	3	7
2030	1	2	5	1	3	6
2031	1	2	4	0	3	6
2032	1	2	4	0	2	5
2033	1	2	4	0	2	5
2034	0	2	3	0	1	4
2035	0	2	3	0	1	3
2036	0	1	3	0	1	3
2037	0	1	2	0	1	3
2038	0	1	2	0	1	3
2039	0	1	2	0	1	2
2040	0	1	2	0	1	2
2041	0	1	2	0	1	2
2042	0	1	1	0	1	2

Bilag 1B.

Investeringer, mio. kr., 2003-priser, 2004 – 2042

År	Med aftale			Uden aftale		
	Lavt scenarie	Middel scenarie	Højt scenarie	Lavt scenarie	Middel scenarie	Højt scenarie
2004	4260	4260	4260	4760	4760	4760
2005	3506	3506	3506	4756	4756	4756
2006	4633	4883	4883	5633	5633	5633
2007	2653	2903	2903	2903	2903	2903
2008	2000	2250	3600	1500	1500	1500
2009	1000	1500	2500	250	250	250
2010	500	1000	1250	0	0	0
2011	250	2600	1500	0	0	0
2012	0	1750	1500	0	0	0
2013	0	2000	3850	0	125	125
2014	0	2000	3750	0	125	125
2015	0	2000	3000	0	125	125
2016	0	1000	3000	0	250	250
2017	0	1000	3000	0	250	1600
2018	0	500	2500	0	500	1375
2019	0	500	1500	0	1850	625
2020	0	250	1250	0	1750	1125
2021	0	250	750	0	1000	2600
2022	0	250	750	0	1000	2000
2023	0	0	250	0	500	1000
2024	0	0	250	0	500	1000
2025	0	0	250	0	250	1250
2026	0	0	0	0	250	1250
2027	0	0	0	0	125	1125
2028	0	0	0	0	125	625
2029	0	0	0	0	125	625
2030	0	0	0	0	0	250
2031	0	0	0	0	0	250
2032	0	0	0	0	0	125
2033	0	0	0	0	0	125
2034	0	0	0	0	0	125
2035	0	0	0	0	0	0
2036	0	0	0	0	0	0
2037	0	0	0	0	0	0
2038	0	0	0	0	0	0
2039	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0
2041	0	0	0	0	0	0
2042	0	0	0	0	0	0

Bilag 1C.

Driftsomkostninger, DKK. pr. m³*, 2003-priser

År	Med aftale			Uden aftale		
	Lavt scenarie	Middel scenarie	Højt scenarie	Lavt scenarie	Middel scenarie	Højt scenarie
2004	97	97	97	98	98	98
2005	101	101	101	104	104	104
2006	110	110	110	113	113	113
2007	115	114	114	117	117	117
2008	121	119	121	121	121	121
2009	131	130	132	130	130	130
2010	145	144	144	143	143	143
2011	164	166	163	161	161	161
2012	191	194	191	191	190	190
2013	188	192	193	172	173	173
2014	186	194	196	174	175	175
2015	188	200	201	180	181	181
2016	192	206	209	187	189	189
2017	196	212	215	193	196	202
2018	201	218	222	199	205	211
2019	213	230	235	212	223	221
2020	229	244	250	229	243	240
2021	251	265	272	251	265	267
2022	282	294	300	282	298	298
2023	283	291	297	283	297	297
2024	284	291	296	284	298	298
2025	290	294	300	290	303	305
2026	297	300	304	297	310	312
2027	303	305	308	303	318	319
2028	310	311	313	310	321	325
2029	322	323	325	322	333	338
2030	339	339	341	339	346	353
2031	362	362	363	362	366	373
2032	392	392	393	392	397	402
2033	393	393	393	393	396	401
2034	394	394	395	394	398	402
2035	400	400	400	400	403	407
2036	407	407	407	407	408	411
2037	413	413	413	413	413	416
2038	420	420	420	420	420	421
2039	432	432	432	432	432	434
2040	449	449	449	449	449	450
2041	472	472	472	472	472	472
2042	502	502	502	502	502	502

*) Inkl. finansielle omkostninger. Når enhedsomkostningerne ganges på den producerede mængde gas, skal den oplyste gasproduktion divideres med 1000.

Bilag 2:**Hvor tæt er aftalen på at følge Kulbrintebeskatningsudvalgets anbefalinger?**

Formålet med Kulbrintebeskatningsudvalgets arbejde var at komme med forslag til at modernisere kulbrintebeskatningen med henblik på at minimere dennes forvridende virkninger.

Kulbrintebeskatningsudvalget anbefalede i 2001 en neutral skat. Udvalget fremlagde en principskitse, der kunne finde anvendelse på nye bevillinger. Derimod findes ikke i udvalgets rapport noget forslag, der uden videre kan anvendes på eksisterende bevillinger. Hvis principskitsen skulle bringes i anvendelse på eksisterende bevillinger, ville det kræve, at flere konkrete problemer blev løst.

For det første skulle der laves passende overgangsordninger, der sikrede, at bestående rettigheder, som for eksempel adgangen til at udnytte oparbejdede, men endnu uudnyttede skattemæssige fradrag, ikke blev antastet på en måde, der ville være i strid med andre hensyn fx forholdet til grundloven.

For det andet skulle kulbrinteskattesatsen fastsættes på et niveau, der stod i rimeligt forhold til udvidelsen af beskatningsgrundlaget. Kulbrintebeskatningsudvalget afstod eksplicit fra at tage stilling til dette politiske spørgsmål. I udvalgets regneeksempler er nødvendigvis gjort nogle rent beregningstekniske antagelser om blandt andet kulbrinteskattesatsen, men de har ikke karakter af et egentligt forslag.

For det tredje skulle det afklares, om der konkret ville opstå problemer i forhold til EU-regler, fx hvorvidt EU-Kommissionen ville tillade udbetaling af skatteværdien af fremførte underskud, eller om det ville blive anset for statsstøtte.

Selvom aftalen rummer elementer af neutral skat og derfor også reducerer det såkaldte forvridningstab betragteligt, er der dog ikke tale om en egentlig neutral skat. I nedenstående tabel er vist skatteelementerne under henholdsvis aftalen og den neutrale skat.

Tabel. Elementerne i aftalens kulbrintebeskatning og den neutrale kulbrintebeskatning

Aftalen	Neutral kulbrinteskate
<ul style="list-style-type: none"> • Det særlige kulbrintefradrag reduceres til i alt 30 pct. • Rørledningsafgift afskaffes i praksis ved modregning i kulbrinteskatten og formelt efter 2012. Royalty afskaffes fra og med 2004. Ikke længere fradrag i grundlaget for skatterne. • Kulbrinteskattesatsen nedsættes fra 70 pct. til 52 pct. • <i>Pay back</i>-regel afskaffes. • Tidsubegrænset underskudsfremførelse. • Feltafgrænsning afskaffes. • Overgangsregler for kulbrintefradrag og underskud. • Skatteværdien af fjernelsesomkostningerne vedr. de sidste felter udbetales ved ophør af produktion – dog maksimalt svarende til den betalte kulbrinteskate. • Kompensationsordning. 	<ul style="list-style-type: none"> • Det særlige kulbrintefradrag på i alt 250 pct. afskaffes, og erstattes med et nyt fradrag for forrentning af egenkapital. • Bruttoafgifterne (rørlednings- og produktionsafgift) afskaffes i praksis ved modregning i kulbrinteskatten. Ikke længere fradrag i grundlaget for skatterne. • Kulbrinteskattesats? • <i>Pay back</i>-regel afskaffes. • Underskud kan fremføres med risikofri rente efter skat, og der kan handles med underskud. • Feltafgrænsning afskaffes. • Ikke fastlagt overgangsregler for kulbrintefradrag og underskud. • Skatteværdien af underskud udbetales i sidste ende. • Evt. en skatteovervæltningssklausul.

Forskellene mellem aftalen og den neutrale kulbrinteskate består primært i 4 forhold.

For det første videreføres kulbrintefradraget i aftalen med i alt 30 pct., og erstattes ikke et fradrag for forrentningen af egenkapital. Her har hensynet til den fortsatte efterforskning vejet tungt i aftalen, fordi der hermed også er 30 pct. kulbrintefradrag for (aktiverede) efterforskningsudgifter til de selskaber, som endnu ikke har gjort fund.

Den anden forskel er, at under aftalen fremføres underskud ikke med risikofri rente. Dvs. underskud fortaber deres værdi over tid. Dette er dog ikke forskelligt fra den generelle skattemæssige behandling af underskud.

For det tredje indføres et fradrag for egenkapitalforrentningen under den neutrale kulbrinteskate. Det er ikke tilfældet i forbindelse med aftalen.

Endelig udbetales skatteværdien af underskud i sidste ende under den neutrale kulbrinteskate. I aftalen er udbetaling afgrænset til kun at omfatte skatteværdien af fjernelsesomkostningerne for de "sidste" felter ved ophør og maksimalt svarende til den betalte kulbrinteskate.

Alt i alt er der således kun tale om tre nuance forskelle, således at aftalens kulbrintebeskatning går langt i retning af en neutral skate.