

Til Oljeindustriens Landsforening
Fra ECON Analyse
Prosjektnr. 43343
Dato 14. august 2006

BEREGNINGER OG ANALYSER KNYTTET TIL HØRINGSNOTAT AV 2. JUNI 2006

1. MANDAT FOR OPPDRAGET

Finansdepartementet la 2. juni 2006 fram et høringsnotat om endringer i håndteringen av finansielle poster i petroleumsbeskatningen. Departementet foreslår å behandle rentekostnader og renteinntekter separat ved at fradraget for rentekostnader i særskattepliktig inntekt fastsettes direkte ut fra forholdet mellom skattemessige formuesverdier på sokkelen og rentebærende gjeld, mens renteinntekter, valutaposter og øvrige finansposter primært fordeles fullt ut til landdistriktet.

Vårt oppdrag har vært å beregne og analysere effekten av forslaget for oljeselskapene på norsk sokkel. Vi har konsentrert oss om provenyvirkningene under ulike forutsetninger om oljepriser, aktivitet på sokkelen og tidshorisont. Beregningene er gjennomført ved hjelp av OLFs skattemodell¹ for norsk sokkel. Som input i analysen har vi benyttet felldata fra Wood Mackenzie og regnskapsdata for nesten samtlige selskaper med aktivitet på norsk sokkel pr. 2006. Modellresultatene og forutsetningene er så langt det har vært mulig kontrollert mot andre åpne kilder, herunder Oljeskattekontorets pressemelding vedrørende utskrevet

¹ I 2005 fikk ECON Analyse AS (ECON) oppdraget av Oljeindustriens Landsforening (OLF) med å vedlikeholde og i påkommende tilfeller kjøre oljeindustriens sokkelmodell som skal beregne virkninger av fiskale og andre endringer som påvirker oljeindustrien i Norge.

sokkelskatt i 2005 og Finansdepartementets skatteanslag for 2006 fra sokkelvirksomheten i St.meld. 2 (2005-2006).

2. HOVEDKONKLUSJONER

ECON har beregnet virkningene av forslaget under to ulike oljeprisscenarier; revidert nasjonalbudsjett (RNB) 2006 priser og en lavere oljepris som skal teste hvordan forslaget slår ut under andre utviklinger enn RNB. Det er bare beregnet virkninger for renter da utviklingen til valutakurs må antas å være forventningsrett (dagens kurs er det beste estimatet på fremtidig utvikling).

For selskaper som kun har rentekostnader og ingen renteinntekter allokterer den foreslåtte regelen en vesentlig større andel rentekostnaden til land enn den eksisterende regelen. De selskapene som er i denne situasjonen vil komme klart negativt ut. I denne kategorien selskaper finner man de selskapene som er aktive på sokkelen, dvs selskaper som har større utbyggingsprosjekter i forhold til sin øvrige portefølje, selskaper som har sin aktivitet bare på sokkelen og som er i en oppbyggings- og vekstfase, og rene leteselskaper. Isolert sett fremstår derfor den foreslåtte regelen som et klart disinsentiv for disse selskapene. De selskaper som har både rentekostnader og renteinntekter vil komme mer balansert ut med forslaget. I denne kategorien finner man de selskapene som er så store at de i mindre grad påvirkes av nivået på letekostnader og mindre utbyggingsprosjekter. Også disse selskapene vil i mange tilfeller komme negativt med forslaget, men ikke så ensidig som den andre gruppen av selskaper.

Gitt at den foreslåtte regelen reduserer skattefradragene mot sokkelen for en rekke selskaper vil nivået på renteinntektene avgjøre om selskapene på sokkelen samlet sett kommer positivt, nøytralt eller negativt ut med den nye regelen. Vi har bygd opp et sett med case hvor vi ser på den inkrementelle endringen fra eksisterende regelsett til nytt regelsett, hvor formålet er å illustrere særlig virkningen av at renteinntekter flyttes fra sokkelbeskatning til landbeskatning.

I det mest realistiske settet av case med RNB oljepriser og aktivitetsnivå som forutsatt av OED vil selskapene få redusert verdien av sokkelvirksomheten med betydelige beløp. Vi har

beregnet økningen i skatteproveny under de samme forutsetninger som finansdepartementet bruker ved provenynøytrale overdragelser på sokkelen til å være i størrelsesorden -2 milliarder for perioden 2007-2013. Avhengig av størrelsen på renteinntektene som selskapene virkelig vil ha så kan dette tallet svinge, men kun i den øverste delen av intervallet som er beregnet vil hele sokkelen være nøytral eller positiv med den nye regelen. Selv i dette tilfellet vil som sagt de selskapene som kun har rentekostnader komme negativt ut som gruppe.

Dersom forslaget hadde vært gjeldende for 2005 ville forslaget medført en økning i skatteproveny på 118 millioner ifølge beregningene. Basert på historisk materiale (sannsynligvis flere år), dominert av selskaper med lang historikk på sokkelen og stor portefølje, dvs de selskapene som kommer best ut i også i våre beregninger, har Finansdepartementet beregnet at virkningen med den nye regelen er et provenytap for staten på 200 millioner kroner i året.

Det er etter vår vurdering liten tvil om at den foreslåtte regelen med de mest realistiske forutsetningene inne medfører økt skatteproveny og reduserer verdien etter skatt for

- selskaper i vekst, dvs selskaper som har en stigende investeringskurve
- selskaper med bare letetekostnader
- selskaper som benytter kontanter til ikke-rentebærende formål.

3. UTFØRELSEN AV OPPDRAGET

ECON har benyttet feltdata fra Wood Mackenzie februar 2006, input-data fra selskapene per 01.01.2005 og 31.12.2005 samt selskapenes årsrapporter for 2005 som grunnlagsmateriale for analysene. For å validere modellens resultater har vi gjort beregninger for hele perioden 2005-2015, dvs modellens startpunkt er 1.1.2005.

Resultatene for perioden 2007-2013 utgjør hovedbolken i analysen. Disse resultatene er analysert både ut med oljepriser fra revidert nasjonalbudsjett 2006 og et lavere prisscenario med oljepriser fast på USD 30. Dette er gjort for å teste robustheten til departementets forslag under ulike oljepriser.

Resultatene for 2005 er delvis benyttet for å validere modellen mot selskapene og delvis for å kontrollere det året man har best informasjon for utslagene av det nye regelsettet sammenlignet med det eksisterende regelsettet dersom den nye regelen hadde vært innført i 2005. 2005-resultatene kan også sammenlignes med Finansdepartementets egne analyser for å beregne effektene av forslaget, som er basert på historiske tall for oljeindustrien.

Renteinntekter på kontanter vil ligge en plass mellom det en enkeltstående analyse beregner og null (dvs at alle kontanter er reinvestert eller benyttet på annen måte). Derfor gjennomføres analysen også med alle renteinntekter allokert til land gitt det eksisterende regelverket (dvs ingen inkrementell endring av skatt på renteinntekter). Man får da et intervall som det er stor sannsynlighet for at den virkelige verdien ligger innenfor, og vi har beregnet gjennomsnittet som en mer sannsynlig verdi enn ytterpunktene i intervallet.

Som følge av at rentekostnader generelt vil undervurderes med kun den aktiviteten som ligger inne i Wood Mackenzie er det også lagt inn ny aktivitet ved RNB oljepriser.

Analyseperioden er satt til 7 år fra 01.01.2007 til 31.12.2013, og ny aktivitet utgjør forskjellen mellom produksjonsprofilen i Wood Mackenzie og de produksjonsprofiler som Olje- og Energidepartementet (OED) og Oljedirektoratet (OD) har i sine fremskrivninger.

Letekostnader, investeringsnivå, driftskostnader, inntektsprofiler og lignende er da justert for å samsvare med et slikt aktivitetsnivå.

Vi legger til grunn eksisterende og foreslåtte skatte- og regnskapsregler, samt at aktørene opptrer rasjonelt og i henhold til følgende prinsipper både under eksisterende og nye regler:

- Dersom ikke selskapet har reinvesteringmuligheter, ønsker eierne avkastning tilbake fra selskapet i form av utbytte på det tidligste tilgjengelige tidspunkt, dvs maks dividendepolitikk bortsett fra der det er kjent og kommunisert annen dividendepolitikk.
- Langsiktig gjeld tas opp for å fungere som en forutsigbar finansiering av tilsvarende langsiktige aktiviteter, og at selskapene ikke vil nedbetale 100% av gjelden selv om selskapene har tilgjengelig kontantbeholdning ett enkelt år. Vi benytter grensen for aktivisering som definisjon på hva som er langsiktig, dvs over 3 år. I analysen legges det derfor opp til at langsiktig gjeld nedbetales med opptil 33% hvert år, men ikke mer. Det legges til grunn at selskapene vil forsøke å finne alternative

anvendelsesområder for overskytende kontanter (reinvestering på sokkel, på land eller internasjonalt; utbytte, tilbakebetaling av kapital eller reserve i påvente av fremtidig investeringsbehov, dvs redusert behov for ytterligere rentebærende gjeld i fremtiden).

Vi legger dessuten til grunn at myndighetene har fastsatt regler for minimum egenkapitalandel og at selskapene for analyseformål har 20% egenkapital etter §10-justeringer av totalkapital og egenkapital eller en egendefinert egenkapital over 20%.

Overdragelser vil som oftest medføre at kjøper betaler en kjøpesum som overstiger regnskapsmessig bokført verdi hos selger. §10-reglene knyttet til overdragelser under eksisterende regler fungerer i praksis slik at selskapene må egenkapitalfinansiere kjøpesummer som overstiger gjenværende skattemessig verdi hos selger på salgstidspunktet med mindre man velger å gå tynn kapitalisert. Den nye regelen medfører at tynn kapitaliseringsreglene i praksis oppheves og at selskapene får fradrag for faktiske rentekostnader knyttet til kjøp av sokkelrelaterte driftsmidler mot ordinær selskapsskatt, 28%. Vi har beregnet den negative landskatten som da oppstår og analysert endringen fra eksisterende regelsett til nytt regelsett. Eksisterende §10-vedtak antas opprettholdt for egenkapitalformål (uendret egenkapital for modellformål). Vi har ikke modellert nye overganger av eiendeler på sokkelen under de nye reglene.

4. FORUTSETNINGER OG ANALYSECASE

4.1. Forutsetninger

I tabell 4.1 gir vi en oversikt over de grunnleggende forutsetninger som er brukt i modellene på generell basis.

Det er tatt utgangspunkt i forutsetninger med basis i finansmarkedene slik de så ut per utløpet av juli 2006. Det er tatt utgangspunkt i to ulike oljeprisscenarier: revidert nasjonalbudsjett forutsetninger 2006 og USD 30. Gassprisen er satt slik at forholdet mellom gasspris uttrykt i kr/sm³ oljeekvivalenter tilsvarer omtrent 2/3 av oljeprisen uttrykt i kr/sm³, som reflekterer gassprisene slik de har vært i første halvdel av 2006.

Tabell 4.1: Oversikt over forutsetninger i analysene

	Basis	Standard RNB	Standard USD 30	FIN RNB	FIN USD 30	Kommentar
Finansmarkeder 28/7-06 USD LIBOR 12 mnd	5,60 %					Trend stigende, motstand på 6%
Finansmarkeder 28/7-06 NIBOR 12 mnd	3,60 %					Trend stigende, motstand på vei opp
Oljepris		RNB 06	USD 30	RNB 06	USD 30	
USD/NOK		6,00	7,00	6,00	7,00	
Inflasjon		2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %	
Rentesats inntekter LIBOR		5,50 %	5,50 %			Basisforutsetning langsiktig rente
Rentesats kostnader LIBOR		6,00 %	6,00 %			Basisforutsetning langsiktig rente
Rentesats inntekter NIBOR				3,50 %	3,50 %	
Rentesats kostnader statsobl 4 år + 0,5				4,50 %	4,50 %	Statsobligasjon 5 år = 4,03, avrundet til 4,0
Diskonteringsstandard		10 %	10 %			
Disk.sats kalk = (statsobl + 0,5)*0,72				3,24 %	3,24 %	Statsobligasjon 5 år = 4,03, avrundet til 4,0
Kalkuleringer uten ny virksomhet WoodMac datasett feb 2006						
Kalkuleringer med ny virksomhet WoodMac datasett feb 2006, estimat på forskjell OED og WoodMac						
Egenkapital Minimum 20% etter §10-justeringer						
FIN RNB kalkuleringene tilsvarer det som finansdepartementet benytter for å beregne provenynøytralitet ved overdragelser på sokkelen.						

Analysene er gjennomført med forutsetninger tilsvarende §10-forutsetninger for å beregne tilnærmet slik staten selv stiller som betingelser i forbindelse med overdragelser på sokkelen. I tillegg er det for enkelte analyser benyttet standard diskonteringsrente 10%, med tilhørende forutsetninger om 6% på rentekostnader (langsiktig forventning basert på LIBOR) og 5,5% på renteinntekter (langsiktig forventning basert på LIBOR). Det er nominelle (oppjustert for inflasjon) kontantstrømmer som diskonteres. 3,24% diskonteringsrate er en etter skatt (28%) rate, mens 10% diskonteringsrate er en rate som er alminnelig å benytte ved beregning av etter skatt verdier i industrien og fremstår derfor også som en etter skatt rate.

Spesifikt vedrørende ny aktivitet – forskjellen mellom Wood Mackenzie og OED-profil

Modellkjøringer med kun Wood Mackenzie-datasettet vil undervurdere aktiviteten under en så vidt høy prisprofil som RNB-prisprofilen er. Det antas å være en relativt høy korrelasjon mellom oljepriser og aktivitet så lenge det ikke ligger flaskehalser i noen deler av virksomheten. Vi beregner virkningene uten flaskehalser, og det er derfor nødvendig å estimere en aktivitet som er konsistent med RNB-profilen. Vi har estimert denne aktiviteten ved å beregne forskjellen mellom Wood Mackenzie-datasettet og forventet produksjonsprofil fra norsk sokkel slik den er estimert av OD/OED. Forskjellen utgjør en produksjonsprofil hvor en har tilordnet investeringer og kostnader slik at det er sammenheng mellom investering per fat, driftskostnader per fat, tariffkostnader per fat med mer tilsvarende nye investeringer på norsk sokkel. Forskjellen i Wood Mackenzie- og OD/OED-profilene er splittet 50/50 mellom oljeproduksjon og gassproduksjon. Gassprofilen følger Ormen Lange-

profilen og oljeprofilen følger Grane-profilen. Det er ikke lagt inn produksjon som skal fylle gapet fullt ut mer enn frem til og med 2017. Etter det vil profilene starte å avvike igjen. Det vises til appendix for en grafisk redegjørelse for innlagt ny aktivitet. Wood Mackenzie-datasettet benevnes heretter WM og tilnærmingen til en OED-basert produksjonsprofil for sokkelen benevnes heretter OED.

Det er lagt inn leteknostnader tilsvarende omtrent 2 ganger 2005-nivået i 2007 bortsett fra for de norske selskapene hvor aktiviteten anses mindre påvirket av oljeprisen. Disse holdes fast til 2009 for deretter å reduseres etter hvert som den forventede oljeprisen reduseres. Det forutsettes således at leteinvesteringene går ned dersom oljeprisutviklingen faktisk viser seg å stemme overens med RNB-estimatene. Leteinvesteringene er satt til 75% av 2005-nivået fra 2006 og utover i USD 30-beregningene. Ny aktivitet slik den er beregnet er fordelt på grupper av selskaper etter følgende mønster:

- Petoro er tildelt 25% av aktiviteten. Petoro/SDØE er satt til å ta posisjoner i større muligheter på norsk sokkel, normalt 30%. Ved en høy oljepris vil potensialet på sokkelen øke, og ECON legger derfor til grunn at Petoro vil kunne ta en betydelig andel i muligheter fremover. Sannsynligheten for at Petoro blir tildelt så mye som 25% kan diskuteres, men antakelsen er at de vil bli tildelt et stort volum.
- Statoil og Norsk Hydro er tildelt 25% av aktiviteten, og denne andelen er fordelt mellom dem etter en nøkkel.
- De øvrige av de 7 største selskapene (utenom Petoro) er tildelt 25% av aktiviteten. En god del av aktiviteten forventes å komme nær infrastruktur hvor disse selskapene allerede eier posisjoner eller i nye, teknologisk krevende områder.
- Alle øvrige selskaper er tildelt den resterende 25% av aktiviteten. Aktiviteten er ikke spredd ut på alle selskapene, men fordelt på 5 selskaper med eksisterende aktivitet, og 5 selskaper uten eksisterende aktivitet. Hensikten med å dele ny aktivitet på både selskaper med eksisterende aktivitet og på rene leteselskaper er å få frem nyanser i bildet, særlig når det gjelder fremførbare underskudd mv. En slik fordeling reflekterer også bedre en sannsynlig tildelingssituasjon i fremtiden.

Se for øvrig appendix for en nærmere beskrivelse av den nye aktiviteten.

4.2. Analyser som er gjennomført

Analysene er basert på aggregering av nåverdi etter skatt av selskapsverdiene for å vise effekten på selskapene.

Basisanalysen er 3,24% diskontering, §10-forutsetninger, oljeprisprofil basert på revidert nasjonalbudsjett (FIN RNB, jfr boks 4.1 nedenfor om navnekonvensjoner). Det kalkuleres både med renteinntekter allokert mellom sokkel og land under eksisterende regelsett og med renteinntekter allokert til land under eksisterende regelsett. Dette gjennomføres for å beregne spennet i renteinntekter fra kontanter avhengig av hvor mye av kontanter oljeselskapene benytter til andre ikke rentebærende formål. Et gjennomsnitt av de to alternativene gir med stor sannsynlighet et mer korrekt resultat for industrien enn å basere seg bare på det ene caset.

For sammenligningsformål på enkelte områder er det foretatt også foretatt analyser med følgende forutsetninger

- 3,24% diskontering, §10-forutsetninger, USD 30 oljeprisprofil (USD30)
- 10% diskontering med standardforutsetninger, oljeprisprofil basert på revidert nasjonalbudsjett (STD RNB) eller USD 30 oljeprisprofil (USD30).

Alle analysene er gjennomført i 4 dimensjoner:

- eksisterende regelsett med eksisterende aktivitet i Wood Mackenzie
- eksisterende regelsett med eksisterende aktivitet + ny beregnet aktivitet
- nytt regelsett med eksisterende aktivitet i Wood Mackenzie
- nytt regelsett med eksisterende aktivitet + ny beregnet aktivitet.

Dersom RNB-forutsetningene opprettholdes i den nærmeste tiden (eller oljeprisen blir høyere), så er "*FIN RNB OED*" etter vår vurdering det beste anslaget, for det vil da komme en god del aktivitet som per tidspunkt ikke ligger inne i Wood Mackenzie-datasettet. Dette er ECON's base case (basert på snittberegninger som angitt over). Alternativt, dersom RNB-forutsetningene ikke holder stikk og man får en rask oljeprisnedgang, så er sannsynligvis "*FIN USD30 WM*" (USD 30-caset med eksisterende aktivitet og basert på snittberegninger) det beste målet på kontraktsjonen som da kan skje i oljeindustrien.

BOKS 4.1: OPPBYGGING AV NAVN PÅ CASE

Modellkjøringer har hovedsakelig endringer i 4 dimensjoner og navnet til det enkelte case bestemmes av hvordan disse 4 dimensjonene grupperes.

Regelsett:

BASE betyr eksisterende regelsett
NY betyr nytt regelsett
ECON betyr nytt regelsett med justert formel

Diskontering og renteberegning:

FIN betyr 3,24% diskonteringssats og øvrige renteforutsetninger lik det som fastsettes i forbindelse med transaksjoner på sokkelen (§10-forutsetninger)
STD betyr 10% diskonteringssats, LIBOR langsiktig renteforutsetning

Oljeprisbane:

RNB betyr bruk av oljeprisbanen som ligger inne i Revidert Nasjonalbudsjett 2006
Dette er en høyere oljeprisbane.
USD30 betyr bruk av en fast oljeprisbane fra 1.1.2007 på USD 30 per fat oljeekvivalent
Dette er en lavere oljeprisbane.

Aktivitetsnivå:

WM betyr bruk av Wood Mackenzie datasett februar 2006. Dette datasettet inneholder en viss andel ny aktivitet men ikke mye. Datasettet tilsvarer det som en kan benevne som planlagt virksomhet under eksisterende planer.
OED betyr bruk av Wood Mackenzie datasett februar 2006 som grunnstamme. I tillegg legges imidlertid inn produksjonsprofiler som løfter WM produksjonsprofil opp på det nivået OED beregner profilen til å bli. Det er i dette scenariet lagt til investeringsprofiler og driftskostnadsprofiler som skal gjøre tallmaterialet sammenlignbart med

Eksempel 1:

BASE-FIN-RNB-OED betyr modellkjøring med eksisterende regelsett, finansdepartementets diskonteringssats i §10-saker (3,24% p.t.), revidert nasjonalbudsjett oljeprisforutsetning og olje- og energidepartementets oljeprofil.

Eksempel 2:

FIN-RNB-WM betyr modellkjøring med ALLE regelsett (siden regelsett ikke er angitt), finansdepartementets diskonteringssats i §10-saker (3,24% p.t.), revidert nasjonalbudsjett oljeprisforutsetning og Wood Mackenzies oljeprofil.

For alle analyseperspektivene vises inkrementell forskjell mellom eksisterende regelsett og nytt regelsett basert på endring i nåverdi etter skatt av selskapene. Det er beregnet full skatteeffekt av rentekostnader henført til land under eksisterende og nye regler. Det er imidlertid også hentet ut størrelser for tap på land som ikke kan overføres til 28% sokkel. En

god del selskaper vil ikke ha landinntekter til å dekke inn slike tap, og dette vil derfor generelt forverre bildet for de fleste av selskapene.

Analyseresultatene er vist for full sokkel uten Petoro. SDØE porteføljen som Petoro forvalter har ingen skatteberegning og påvirkes derfor ikke av endringsforslag som kun påvirker skattekontantstrømmen. Full sokkel uten Petoro er deretter splittet på de 7 største selskapene og øvrige selskaper. Fra øvrige selskaper er det deretter skilt ut 5 mellomstore selskaper med eksisterende virksomhet og i vekstfase.

5. RESULTATER OG TOLKNING

I dette avsnittet redegjør vi for resultatene fra de ulike casene beskrevet ovenfor. Først har en beregnet virkningene på nåverdien etter skatt for industrien som helhet med ulike forutsetninger (rente- og diskonteringsrater, oljeprofil med mer) og input (Wood Mackenzie og ny aktivitet). Som følge av svakheter ved forslaget, har vi dessuten foreslått en modifisert regel for beregningen av sokkelfradraget, og vi ser også resultatene av denne. Til sist har en beregnet virkningen for kalkuleerte renteinntekter og rentekostnader for 2005, som er det året hvor en har best informasjon. Den siste beregningen er tenkt å komme så nær som mulig til departementets tilnærming med å se på historiske tall.

5.1. Etterskatt-virkninger for perioden 2007-2013

5.1.1. Sammenligning av eksisterende og nytt regelsett basert på FIN RNB

På grunn av at modelleringen stort sett vil overvurdere hvor mye renteinntekter selskapene vil sitte med har en foretatt beregninger med to ulike forutsetninger for renteinntekter. Det er gjennomsnittet av disse to beregningene som etter vår vurdering utgjør det beste anslaget for hvordan oljeindustrien vil påvirkes av forslaget (den faktiske utviklingen vil sannsynligvis ligge et sted imellom disse casene). Beregningene viser at det ligger et betydelig nedsidepotensial i den foreslåtte regelen for industrien.

Tabell 5.1: FIN RNB OED – virkninger med mest sannsynlig utvikling under RNB priser

ETTER SKATT NPV 2007-2013		FIN RNB	FIN RNB	FIN RNB
Endring i selskapsverdsetting (negative tall er verdireduksjon)		Middels OED	OED	R inntekt land OED
NOK mill				
Forbedring/(forverring med foreslått regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-1978	563	-4519
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-1531	149	-3211
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-447	414	-1308
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-273	-70	-475
Endring NPV skatt på underskudd land		-738	-706	-770

Middelverdien for FIN RNB OED, det mest sannsynlige scenariet med RNB forutsetninger, er et tap på -1978 millioner kroner, jfr tabell 5.1. I denne verdien ligger det innbakt at selskapene har fått fullt fradrag for netto rentekostnader allokert til land. Dersom det ikke er tilfelle, så vil tapet øke med skatten på ubenyttede underskudd på land (angitt som "Endring NPV skatt på underskudd land" i tabellen). Estimert tap kan dermed øke med maksimalt -738 millioner til -2716 millioner ved bruk av middelverdien i FIN RNB OED. Det er svært sannsynlig at i hvert fall deler av disse tapene ikke vil kunne trekkes fra mot landinntekter hos enkelte selskaper. Dette kommer på toppen av det som allerede under eksisterende regelverk allokteres til land for disse selskapene.

Tabell 5.2: STD RNB OED – virkninger med mest sannsynlig utvikling under RNB priser – selskapenes forutsetninger

ETTER SKATT NPV 2007-2013		STD RNB	STD RNB	STD RNB
Endring i selskapsverdsetting (negative tall er verdireduksjon)		Middels OED	OED	R inntekt land OED
NOK mill				
Forbedring/(forverring med foreslått regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-3147	636	-6930
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-1908	1029	-4844
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-1239	-393	-2086
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-1042	-1119	-966
Endring NPV skatt på underskudd land		-695	-700	-691

Med selskapenes forutsetninger lagt inn istedenfor finansdepartementets, så blir bildet enda mer negativt. Rentekostnader er da økt fra 4,5% (statsobligasjon + 0,5) til 6% (LIBOR), og diskonteringen er økt fra 3,24% til 10%. På grunn av den økte diskonteringen vil investeringer i letetekostnader og utbyggingskostnader vekte høyere i resultatene enn de senere

inntektene fra ny virksomhet. Middelverdien for STD RNB OED viser nå et estimert tap på - 3147 millioner kroner. Tar man hensyn til endring NPV skatt på underskudd land kan estimert tap øke med maksimalt -695 millioner til -3842 millioner ved bruk av middelverdien i STD RNB OED.

5.1.2. Sammenligning av eksisterende og nytt regelsett basert på lavere priser enn RNB

Dersom det skulle vise seg at RNB oljeprisforutsetninger ikke holder stikk, kan man se to ulike utfall. Enten kan prisene stige/holde seg høyere enn RNB, *eller* prisene kan falle under RNB. Dersom prisene stiger, vil man kunne få enda kraftigere virkninger enn det som er beregnet i FIN RNB OED/STD RNB OED. Dersom prisene synker, vil man mest sannsynlig bevege seg mot et resultat slik det er beregnet i caset USD30 WM.

Tabell 5.3: USD30 WM – virkninger med mest sannsynlig utvikling under lavere oljepriser (her illustrert med USD 30 per fat)

ETTER SKATT NPV 2007-2013		FIN USD30	FIN USD30	FIN USD30
Endring i selskapsverdsetting (negative tall er verdireduksjon)		Middels		R inntekt land
NOK mill		WM	WM	WM
Forbedring/(forverring med foreslått regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-5136	-4418	-5855
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-2228	-1858	-2598
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-2908	-2559	-3256
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-1830	-1794	-1866
Endring NPV skatt på underskudd land		-1038	-1015	-1061

Det vil i et slikt case være betydelig mindre renteinntekter enn i RNB casene. Dette gjør at caset FIN USD30 WM vil bevege seg mot samme verdi som FIN USD30 med renteinntekt allokert til land under eksisterende regler. Gjennomsnittet vil derfor bli enda mer negativt enn det som er tilfelle med RNB forutsetninger. Estimert tap er her -5136 millioner kroner for hele sokkelen uten Petoro/SDØE, mens manglende landinntekter til å dekke inn netto rentekostnader allokert til land kan øke dette tapet med ytterligere med (maksimalt) -1038. I et slikt tilfelle slår det i betydelig grad ut at den nye allokeringsregelen allokterer atskillig mer renter til land enn den eksisterende allokeringsregelen, og en får demonstrert at et provenynøytralt resultat er helt avhengig av hvor store renteinntekter selskapene har på sokkelen.

5.1.3 Delkonklusjon eksisterende regel versus foreslått regel

Alle resultatene tyder på at regelen slik den er foreslått i høringsutkastet vil gi betydelige provenyvirkninger over tid, sannsynligvis i form av økte skatteinntekter til staten og dermed redusert verdi av sokkelvirksomheten etter skatt. Resultatene av endring til foreslått regel er helt avhengig av hvor store renteinntekter selskapene har, hvordan oljeprisutviklingen er samt hvor stor aktivitet selskapene har knyttet til lete- og utbyggingsvirksomhet. Dersom regelen gjennomføres i sin foreslåtte form, bør utviklingen følges nøye for å sikre at det faktisk oppnås provenynøytralitet. Alternativt kan regelen justeres i forhold til forslaget for å redusere sannsynlige provenyøkninger/verditap for selskapene. Et eksempel på en slik regeljustering er analysert i neste avsnitt.

5.1.4 Er det mulig å justere regelen?

Dersom regelendringer likevel ønskes gjennomført på tross av de negative virkningene som er illustrert over, bør en vurdere forskjellige virkemidler som kan kompensere for provenyvirkningene. En mulighet er å justere formelen.

Eksisterende formel har denne formen:

$$\text{Skattemessig fradrag sokkel} = \text{Rentekostnader} * \frac{50\% * \text{Skattemessig verdi sokkel 31.12.}}{\text{Gjennomsnittlig rentebærende gjeld}}$$

Gjennomsnittlig rentebærende gjeld har vært med og finansiere skattemessig verdi 1.1. gjennom hele året og gjennomsnittlig halvparten av investeringene i året. Ved å legge inn skattemessig verdi sokkel 31.12. (etter avskrivninger), så vil man konsekvent undervurdere den verdien rentebærende gjeld har vært med og finansiere gjennomsnittlig halvparten av årets investeringer. I tabell 5.3. har vi oppsummert hva som skjer dersom man har jevne investeringer hvert år, og hvor stor skattemessig verdi av sokkelvirksomheten blir dersom man legger seg på verdien pr. 31.12. (etter avskrivninger) eller om man baserer seg på skatteverdien 1.1. + halvparten av årets investeringer (her illustrert med anlegg som avskrives over 6 år og helt like investeringer per år).

Tabell 5.4.: Sammenligning av 31.12. skattemessig verdi med 1.1. + gjennomsnittlig investering i året

	Avskrivningsprofil							Årets avskrivning	Skattemessig nedskrevet verdi	Gj.snitt gjennom året
	Investering	2005	2006	2007	2008	2009	2010			
Årets	1200	200	200	200	200	200	200	200	1000	600
1	1200	200	200	200	200	200		200	800	1000
2	1200	200	200	200	200			200	600	800
3	1200	200	200	200				200	400	600
4	1200	200	200					200	200	400
5	1200	200						200	0	200
Sum skattemessig verdi sokkel									3000	3600

ECON har kalkulert resultater med en justert formel som fremkommer slik:

$$50\% * (\text{Skattemessig verdi sokkel 1.1.} + \text{årets investering})$$

$$\text{Skattemessig fradrag sokkel} = Rk * \text{Gjennomsnittlig rentebærende gjeld}$$

Der Rk = faktiske rentekostnader

Skattemessig

verdi sokkel 1.1. = skattemessig nedskrevne verdier for driftsmidler og immaterielle eiendeler, inklusive verdien av refusjonskrav på leteunderskudd

Årets investering = årets investering i driftsmidler og immaterielle eiendeler, inklusive årets leteinvesteringer

Finansdepartementet oppsummerer de formuesobjekter som skal medtas i sokkelgrunnlaget (skattemessig verdi sokkel) som

Realaktiva (herunder utvinningstillatelsen)

- Driftsmiddel som nevnt i §3b (herunder skattemessige formuesverdier overført ved §10-vedtak og utgifter som er påløpt til erverv av slike driftsmiddel per 31. desember i inntektsåret).
- Driftsmiddel som nevnt i skatteloven §14-40 første ledd a, og utgifter som er påløpt til erverv av slike driftsmiddel per 31. desember i inntektsåret
- Leiet flyttbar produksjonsinnretning som den skattepliktige leietaker krever behandlet etter de særlige reglene fastsatt i medhold av §3i

Immaterielle aktiva

- Utgifter til egen forskning og utvikling knyttet til konkrete prosjekter som kan bli eller er blitt til driftsmidler, jfr skatteloven §6-25
- Annet ervervet immaterielt formuesobjekt enn ervervet forretningsverdi

Etter departementets formel vil skattemessig fradrag være tatt for leteutgifter, og leteutgiften vil ikke være en del av skattemessig verdi sokkel 31.12. ECON forutsetter at refusjon av leteunderskudd vil være en del av skattemessig formuesverdi 1.1. og at årets leteutgifter inngår i årets investering. Ved å inkludere leteunderskudd per 1.1. i skattemessige formuesverdi sokkel som det kreves refusjon for så vil man også korrekt reflektere at disse selskapene må finansiere leteutgiftene helt frem til de får refusjonen i desember året etter inntektsåret.

Resultatet av beregningene er at den justerte formelen er mer robust for ved ulike anvendelser av kontanter og resultatet er jevnt fordelt over de ulike gruppene. Resultatene er oppsummert i tabell 5.5. under. For sokkelen som helhet er et negativt resultat på -1978 millioner kroner snudd til et positivt resultat i størrelsesorden 659 millioner kroner. Dette positive resultatet må imidlertid vektas med endring NPV skatt på underskudd land, maksimalt -319 millioner, dvs at det positive resultatet begrenses ned mot 340 millioner. Med tanke på at mellomstore selskaper i vekst fortsatt er negativ og at gruppen av øvrige sannsynligvis er helt balansert når endring NPV skatt på underskudd land hensyntas, så synes den justerte regelen å gi bedre resultater enn den foreslåtte. Dette kommer særlig frem når man sammenligner med resultatene beregnet med selskapenes standardforutsetninger, jfr tabell 5.6. Under STD RNB OED med justert regel så er de negative konsekvensene for industrien gått ned fra -3147 millioner kroner til -247 millioner kroner. De 7 største selskapene er svakt positive fremdeles, men øvrige selskaper er negative, og særlig middelsstore selskaper i vekst. Bruk av FIN RNB OED forutsetninger kan derfor ikke fremstilles som at den justerte regelen er positiv for selskapene samlet sett, det er kun snakk om at en slik justert regel gir mindre negative resultater sett fra mange av selskapene sin side. Selskaper i vekst vil fortsatt ha en utfordring selv med den justerte regelen fordi dette er selskaper som tilnærmet vil ha nesten ingen renteinntekter og som derfor kommer negativt ut med selv en justert regel rett og slett fordi den nye formelen fordeler mer av rentekostnader til land enn eksisterende regelsett. Dette kan selv ikke den justerte regelen rydde opp i.

Tabell 5.5: FIN RNB OED – virkninger med mest sannsynlig utvikling under RNB priser – sammenligning foreslått regel og justert regel

ETTER SKATT NPV 2007-2013		FIN RNB	FIN RNB	FIN RNB
Endring i selskapsverdsetting		Middels		R inntekt land
(negative tall er verdireduksjon)		OED	OED	OED
NOK mill				
Forbedring/(forverring med foreslått regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-1978	563	-4519
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-1531	149	-3211
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-447	414	-1308
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-273	-70	-475
Endring NPV skatt på underskudd land				
		-738	-706	-770
Forbedring/(forverring med ECON regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	659	3190	-1872
a) 7 største selskaper	Inkrementell	525	2203	-1154
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	134	986	-719
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-59	122	-239
Endring NPV skatt på underskudd land				
		-319	-286	-353

Tabell 5.6: STD RNB OED – virkninger med mest sannsynlig utvikling under RNB priser – selskapenes forutsetninger – sammenligning av foreslått regel og justert regel

ETTER SKATT NPV 2007-2013		STD RNB	STD RNB	STD RNB
Endring i selskapsverdsetting		Middels		R inntekt land
(negative tall er verdireduksjon)		OED	OED	OED
NOK mill				
Forbedring/(forverring med foreslått regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-3147	636	-6930
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-1908	1029	-4844
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-1239	-393	-2086
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-1042	-1119	-966
Endring NPV skatt på underskudd land				
		-695	-700	-691
Forbedring/(forverring med ECON regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-247	3832	-4326
a) 7 største selskaper	Inkrementell	252	3250	-2746
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-499	582	-1579
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-647	-523	-771
Endring NPV skatt på underskudd land				
		-312	-284	-340

5.1.5. Sammenligning av eksisterende og nytt regelsett basert på lavere priser enn RNB - sammenligning av foreslått og justert regel

Tabell 5.7: USD30 WM – virkninger med mest sannsynlig utvikling under lavere oljepriser (her illustrert med USD 30 per fat) – sammenligning foreslått og justert regel

ETTER SKATT NPV 2007-2013		FIN USD30	FIN USD30	FIN USD30
Endring i selskapsverdsetting (negative tall er verdireduksjon)		Middels		R inntekt land
NOK mill		WM	WM	WM
Forbedring/(forverring med foreslått regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-5136	-4418	-5856
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-2228	-1858	-2598
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-2908	-2559	-3256
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-1830	-1794	-1866
Endring NPV skatt på underskudd land		-1038	-1015	-1061
Forbedring/(forverring med ECON regel)				
Full NCS uten Petoro	Inkrementell	-2874	-2156	-3592
a) 7 største selskaper	Inkrementell	-488	-118	-858
b) Øvrige selskaper	Inkrementell	-2386	-2038	-2735
- herav 5 mellomstore	Inkrementell	-1693	-1657	-1729
Endring NPV skatt på underskudd land		-570	-547	-593

Tabell 5.7. viser at den justerte regelen kan halvere den negative virkningen for industrien totalt sett i Norge i forhold til den foreslåtte regelen, dvs netto tap går ned i dette tilfellet fra - 5136 millioner kroner til -2874 millioner kroner for industrien. Beregningene viser imidlertid at både foreslått og justert regel vil ha negative virkninger for industrien ved reduksjoner i oljepris. Provenynøytralitet er derfor i høy grad betinget av hvilke omstendigheter industrien står overfor.

5.1.6. Oppsummering resultater seksjon 5.1.

I beregningene har en lagt til grunn at det foreligger landinntekter til å dekke opp for selskaper som får netto rentekostnader fordelt til land i større grad enn under dagens regelsett. Dette vil ikke nødvendigvis være tilfelle for de fleste selskapene. Holder en Statoil og Hydro utenfor, så stiger udekket tap på land (tap som ikke kan tilbakeføres til sokkel) med opptil det 5-dobbelte fra eksisterende regelverk til nytt regelverk. Fordi modellen generelt overvurderer renteinntekter er dette et meget forsiktig anslag. Dette taler i høy grad for å tillate overføring av 100% av udekket tap på land som fremkommer som følge av en allokeringsregel mot 28% sokkelinntekt.

5.2. Virkningene for 2005

Til sist kontrolleres virkningen for 2005 beregnede renteinntekter og rentekostnader basert på Finansdepartementets intensjoner om å *"justere for utilsiktede selskapstilpasninger til dagens skatteregler, for eksempel egenkapitaltilpasninger ved årsskiftet og skattegevinsten ved lavere egenkapitalandel enn 20 pst"*. I modellen har en ingen egenkapitaltilpasninger bortsett fra maks utbyttebetaling og egenkapitalandelen er satt til 20% eller høyere etter justering for §10-justeringer av totalkapital og egenkapital. 2005 er i tillegg beregnet uten valutaeffekter inne, dvs at balansene vil ikke matche virkeligheten fullstendig, men er konsistent med analyseresultatene for årene 2007-2013, hvor valuta også er holdt utenfor. En får derfor en kontroll med hvordan året 2005 ville utviklet seg dersom en ikke hadde hatt valutaeffekter inne og lagt til grunn den aktiviteten som har foregått i 2005 kalkulert med standardiserte forutsetninger og priser.

For 2005 skrev Oljeskattekontoret ut petroleumsskatter (pressemelding 7. september 2005) på til sammen 180,3 milliarder kroner. Dette var basert på faktisk realiserte priser første halvår og estimerte priser for andre halvår. Vi forventer at faktisk utlignet skatt for oljeselskapene for 2005 vil overstige dette tallet med mange milliarder, og at sum skatter for sokkelen (eksklusive Petoro) sannsynligvis vil nærme seg eller overstige 200 milliarder i 2005.

ECON har beregnet med eksisterende regler for de selskaper som er inkludert i analysen en skattebetaling for 2005 på 180,432 milliarder kroner (dette inkluderer negative landskatter på 195 millioner). Med foreslåtte regler viser beregningene for de selskaper som er inkludert i analysen en skattebetaling for 2005 på 180,550 milliarder kroner (med negative landskatter på 213 millioner), dvs en økning på 118 millioner kroner for 2005. Dette står i kontrast til Finansdepartementets estimat basert på historiske tall at forslaget vil medføre et provenytap på 200 millioner kroner per år. I vårt anslag er det forutsatt at landunderskudd kan føres mot landinntekter fra annen virksomhet. Ved å se bort fra en slik virkning ville resultatet for 2005 blitt en enda større skatteøkning til staten, uten at det er mulig å estimere hvor stor del av underskudd som ikke ville blitt effektive på grunn av at selskapene ikke har landinntekter.

6. USIKKERHET KNYTTET TIL ANALYSENE

På grunn av forskjeller i datasett og forutsetninger i forhold til det selskapene faktisk opererer med av datasett og forutsetninger for egen aktivitet vil ikke de beregninger ECON har foretatt kunne predikere med høy grad av nøyaktighet selskapenes *virkelige* utvikling innenfor ett enkelt regelsett. Med de forutsetninger og input som ECON benytter vil imidlertid ECON kunne predikere med høy grad av sannsynlighet retningen av de inkrementelle endringene som fremkommer i modellen av endringsforslaget analysert i forhold til dagens regler, samt at resultatene gir en minimumsindikasjon om størrelsen av virkningene. Enkelte analyser ser også på virkninger utover minimum.

Modellen er likevel godt sammenlignbar med andre estimater. For 2005 skrev Oljeskattekontoret ut petroleumsskatter (pressemelding 7. september 2003) på til sammen 180,3 milliarder kroner. Dette var basert på faktisk realiserte priser første halvår og estimerte priser for andre halvår innrapportert fra selskapene. Vi har beregnet med eksisterende regler for de selskaper som er inkludert i analysen en skattebetaling isolert for sokkelvirksomheten for 2005 på 180,627 milliarder kroner

Vi har likeledes kontrollert petroleumsskatter for 2006 mot tall i revidert nasjonalbudsjett 2006. Når en hensyntar forskjeller i gasspriser (nivå og forsinkelse i forhold til oljepriser) så kalkulerer vi omtrent samme resultat som revidert nasjonalbudsjett. Forskjellene i gasspriser er imidlertid betydelig mellom det vi har fått oppgitt fra industrien og det som er lagt til grunn i revidert nasjonalbudsjett. Fra industriens side, og lagt til grunn i vår modell, ligger gasspris på ca 2/3 av oljepris målt i kr/sm^3 o.e. gasspris versus kr/sm^3 o.e. oljepris.

Generelt antas det å være følgende sammenheng mellom selskapenes faktiske utvikling og de resultater som beregnes av ECON:

- Selskapene vil investere eller benytte kontanter på annen måte i en større utstrekning enn det som modellen predikerer. Analysen vil derfor generelt overvurdere positive virkninger av at renteinntekter fra kontanter og lignende med det nye regelsettet blir gjenstand for onshore-beskatning.
- Det beregnes ikke virkninger av valuta i modellen.
- På grunn av større investeringsnivå enn forutsatt i Wood Mackenzie vil selskapene også ha behov for større rentebærende gjeld (etter at kontanter er benyttet) enn det modellen predikerer. Analysen vil derfor generelt undervurdere størrelsen av faktiske rentekostnader, men fordeler eller ulemper av de rentekostnader som beregnes vil

avhenge av hvordan det nye regelsettet allokere rentekostnader relativt til det gamle regelsettet. Retningsvis vil de nye reglene allokere betydelig mindre *rentekostnader* til sokkel.

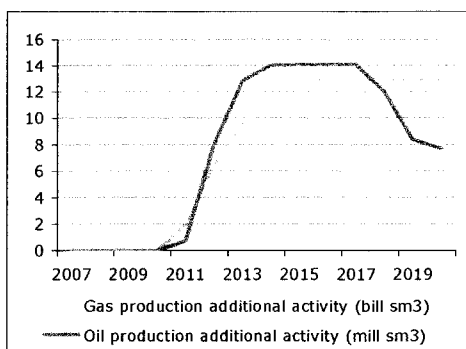
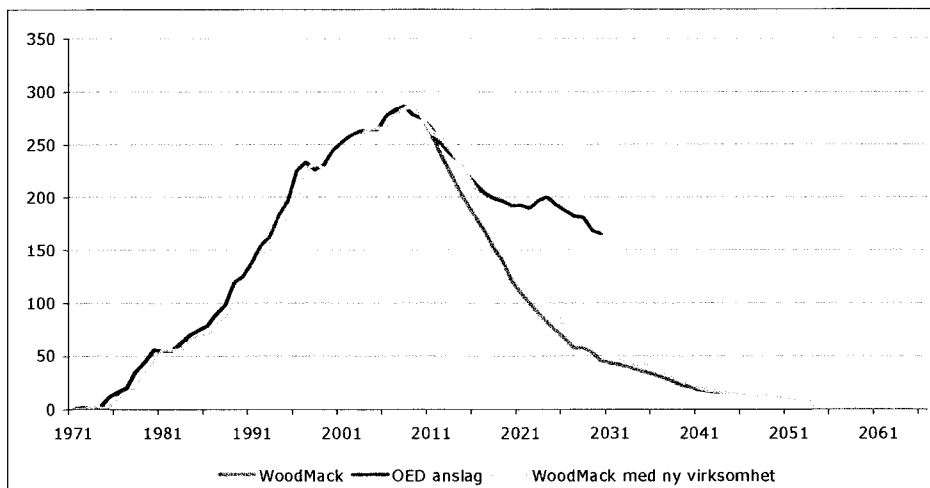
Forventningen er at analysen overvurderer positive effekter av at renteinntekter flyttes til land og at analysen er mer balansert i forhold til hvordan rentekostnader allokere under de gamle og de nye reglene. Den faktiske utviklingen antas derfor å være mer negativ enn det en enkeltstående analyse av forskjellene mellom regelsettene klarer å demonstrere. Dette er avhjulpet ved at vi har beregnet gjennomsnitt av ulike alternativer, noe som skal gi bedre treffsikkerhet enn å basere seg på et enkeltstående resultat som er avhengig av maks inaktivitet (oppmagasinering av kontanter) eller maks aktivitet (bruk av alle kontanter til ikke-rentebærende formål) fra selskapenes side.

To selskaper har hatt feil i input til ECON som er oppdaget så vidt sent at selskapene ikke har kunnet supplere ECON med riktige opplysninger innen arbeidet med analysene måtte avsluttes på grunn av departementets tidsfrist. Det forventes ikke at dette påvirker retningen som analysene viser, og det er forventet at det kun har marginale virkninger på størrelser som er beregnet.

APPENDIX

BOKS APPENDIX: BESKRIVELSE AV FORSKJELL OED AKTIVITETSNIVÅ OG WM AKTIVITETSNIVÅ

Det er et gap mellom det aktivitetsnivået som ligger beskrevet i WoodMack's datasett for 2006 og den aktiviteten som forventes på sokkelen av OED i årene fremover. Ved å legge ett nytt "fiktivt" prosjekt til WoodMack's datasett, kan den aggregerte produksjonsprofilen løftes til et nivå som samsvarer med OED's forventninger. Et signifikant gap oppstår først i 2011, og produksjons-, investerings- og driftskostnadsprofiler er generert for å fylle produksjonsgapet i årene mellom 2011 og 2017.



Gapet i produksjon fra 2011 til 2018 er antatt dekket med 50% gassproduksjon og 50% oljeproduksjon.

50% av gapet som skal dekkes av gassproduksjon er modellert ved å anta en ny utbygging i størrelsesorden 62% av en Ormen Lange (OL) utbygging med investeringsstart i 2007. Investeringsprofilen har samme form som OL, og omfatter også nye rørinvesteringer. 50% av gapet som skal dekkes av ny oljeproduksjon er modellert ved å benytte Grane feltet som eksempel. 121% av en Grane utbygging med investeringsstart i 2009 vil medføre en produksjon fom 2011 som dekker i snitt 50% av produksjonsgapet.

