

**Arbeidsnotat nr. 33/02**

**Verdsetting av internasjonale olje- og gasselskaper**

**av**

**Petter Osmundsen**

**Klaus Mohn**

**Harald Espedal**

**Kjell Løvås**

SNF-prosjekt nr. 7220:

”Gassmarkeder, menneskelig kapital og selskapsstrategier”

Prosjektet er finansiert av Norges forskningsråd

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS**  
**BERGEN, JUNI 2002**

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo. Ytterligere eksemplarframstilling uten avtale og i strid med åndsverkloven er straffbart og kan medføre erstatningsansvar.

# Verdsetting av internasjonale olje- og gasselskaper<sup>1</sup>

Av

Petter Osmundsen\*, Klaus Mohn\*\*, Harald Espedal\*\*\*, og Kjell Løvås\*\*\*\*

\* *Høgskolen i Stavanger / SNF (NHH)*

\*\* *Statoil ASA*

\*\*\* *Skagenfondene*

\*\*\*\* *Statoil ASA*

## Sammendrag

*Børsnotering av Statoil har medført en økende interesse i Norge for verdsetting av oljeselskaper. Artikkelen går gjennom teori for verdsetting av selskaper. Deretter sammenholdes teori med praksis, der verdsetting i stor grad skjer med basis i regnskaps-baserte indikatorer. Med oljeselskaper som case, beskrives og evalueres verdsettings-metodene som brukes av analytikere og investeringsbanker.*

## Om forfatterne

Petter Osmundsen er siviløkonom fra NHH (1989) og har doktorgrad fra samme sted (1994) innen kontrakts- og insentivteori, anvendt på petroleumssektoren. Han hadde forskningsopphold ved MIT og Harvard i 92/93. Var forsker ved Institutt for Samfunns- og Næringslivsforskning (SNF) i perioden 94-98 og førsteamanuensis ved NHH 97-98. Er nå professor i petroleumsøkonomi ved Høgskolen i Stavanger og vitenskapelig rådgiver ved SNF (NHH).

Klaus Mohn, Cand. Oecon. NHH 1991, Forskningsavdelingen SSB 1992-1994, makroanalytiker DnB Markets 1994-1996, makroøkonom Statoil Kapitalforvaltning 1997-2000. Er i dag rådgiver i sekretariatet for Statoils konsernledelse.

Harald Espedal, siv.øk. NHH, HRS, er adm. dir. i SKAGEN Fondene, tidligere finans- og analysesjef i SpareBank1 SR-Bank, investeringsdirektør i Vesta og samtidig europeisk aksjeforvalter i Skandia med ansvar for bl.a. energisektoren, leder av Arthur Andersen i Stavanger.

---

<sup>1</sup> Vi vil få takke Trond Bjørnenak, Kjell Agnar Dragvik, Arnold Drange, Kristian Falnes, Frøystein Gjesdal, Morten Halleraker, Odd Rune Heggheim, Atle Johnsen og Morten Lindbäck for konstruktive kommentarer og innspill. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Høgskolen i Stavanger, Seksjon for Petroleumsøkonomi, Postboks 8002, 4068 Stavanger. Tel: (47) 51 83 15 68, Fax: (47) 51 83 17 50, Email: [Petter.Osmundsen@tn.his.no](mailto:Petter.Osmundsen@tn.his.no), Internet: <http://www.snf.no/Ansatt/Osmundsen.htm>

Kjell Løvås, siv.øk., spesialrådgiver i Statoil innefor investeringsanalyse i enheten Konsernøkonomi, Konsernplan og Analyse. Har hatt ulike arbeidsoppgaver i konsernet siden 1986 knyttet til verdsetting av prosjekter og analyse av forretningsmuligheter.

## 1. Regnskap og lønnsomhetsmål

I det følgende gjennomgås sentrale lønnsomhetsmål som er vanlige i aksjemarkedet for å vurdere oljeselskaperens økonomiske prestasjoner. Når investorer, meglerselskaper og banker skal verdsette et selskap, vil de av regnskapsdata kun ha tilgang på selskapets eksternregnskap. Av ulike grunner, eksempelvis periodisering av avskrivninger, vil resultatet som fremgår av eksternregnskapet kunne avvike fra faktisk økonomisk resultat. Det vil derfor også bli gjort rede for sentrale regnskapsmessige forhold. Fremstillingen bygger blant annet på Brealey og Myers (2001), og Gjesdal og Johnsen (1999).

Utover det rent regnskapsmessige finnes det alternative informasjonskilder som kan være til betydelig hjelp ved verdsetting av oljeselskaper. Myndighetenes oversikt over lisensandeler og reserveanslag (blant annet i det årlige *Faktaheftet* fra Olje- og energidepartementet), og prosjektspesifikke kostnadsoverslag i Plan for Utbygging og Drift (PUD) er aktuelle informasjonskilder på norsk sokkel. Tilsvarende kilder, ofte med lavere detaljeringsgrad, finnes i andre land med olje- og gassressurser. Ressursdatabasen til konsultentselskapet Wood Mackenzie gir en relativt detaljert oversikt på globalt nivå. Oversikter over selskaperens prosjektporteføljer kan også gi et visst grunnlag for verdsetting gjennom å estimere selskapets forventede kontantstrøm. Datagrunnlaget som er tilgjengelig for eksterne analytikere vil imidlertid uansett være ufullstendig. I tillegg vil porteføljeanalyser kunne være ressurskrevende. Av disse årsaker er bruken av aggregerte forholdstall – eller såkalte multipler – og andre finansielle indikatorer relativt utbredt, spesielt innenfor aksjemarkedets verdsetting av olje- og gasselskaperne.

## 2. Rentabilitet

Rentabilitet viser avkastningen på kapitalen som bindes i et selskap. Et utbredt resultatmålingsbegrep er avkastning på sysselsatt kapital – eller RoACE<sup>2</sup>:

---

<sup>2</sup> I formlene ser vi for enkelhets skyld vekk fra minoritetsinteresser.

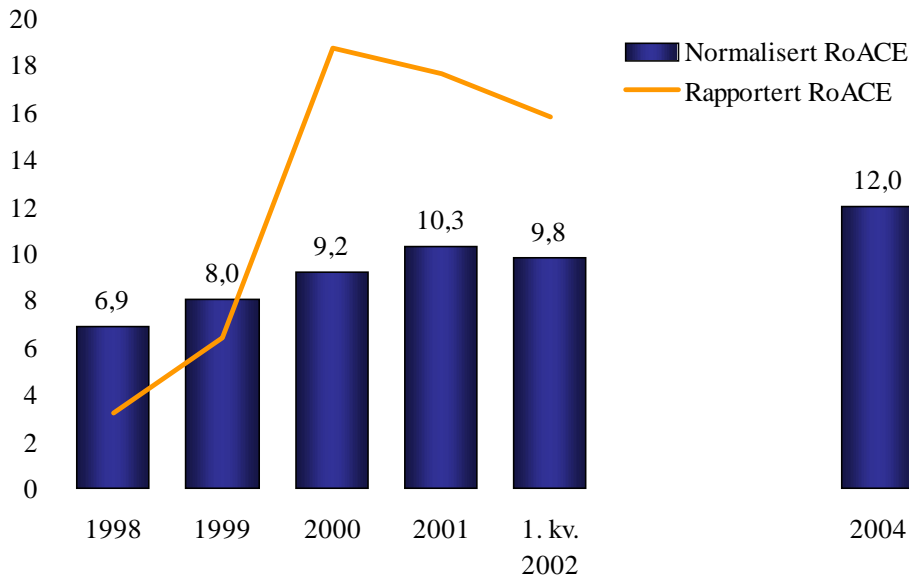
$RoACE = Return\ on\ average\ capital\ employed = \frac{\text{Avkastning på gjennomsnittlig sysselsatt kapital}}{(\text{Årsresultat} + \text{Etter skatt netto rentekostnader}) / (\text{totalkapital} - \text{rentefri gjeld})}$

Kapitalbinding inngår i nevneren på rentabilitetsformelen, og i telleren finner vi inntekten på den samme kapitalen. I resultatregnskapet går det et viktig skille ved resultat etter renteinntekter men før rentekostnader, nemlig skillet mellom verdiskapning og verdiutdeling. Dette er resultatet av virksomhetens samlede investeringer, som fordeles mellom kreditorer, eiere og det offentlige. Årsresultatet er den andelen som tilfaller egenkapitalen. Ved rentabilitetsberegninger må det være konsistens mellom teller og nevner. Avkastningen over brøkstreken skal være avkastningen på den kapitalen som inngår under brøkstreken. Derfor er det resultat før rentekostnader som inngår i telleren i beregning av totalrentabilitet (RoACE).

Skillet mellom verdiskapning og verdiutdeling er ikke alltid klart, ettersom drifts- og finanskostnader ofte blandes sammen. Leverandører yter for eksempel ofte kreditt til foretaket. Dette inngår oftest ikke på posten renteutgifter, men er heller bakt inn i innkjøpskostnaden fra leverandør (blir driftskostnad i stedet for finanskostnad). Resultat etter renteinntekter undervurderer dermed verdiskapningen på totalkapitalen fordi noen av kreditorene allerede har fått sin andel. Det blir med andre ord ikke konsistens mellom avkastning og kapitalstørrelse i rentabilitetsbegrepet. Dette korrigeres ved at den delen av gjelden som allerede har fått betalt ("rentefri gjeld") trekkes fra i nevneren ved beregningen. Rentefri gjeld er leverandørgjeld, offentlig skatte- og avgiftskreditter, utsatt skatt, gjeld til ansatte, forskudd fra kunder og pensjonsforpliktelser. Kapitalbegrepet man da står igjen med betegnes sysselsatt kapital (*capital employed*). I olje- og gassindustrien skal man være spesielt oppmerksom på utsatt skatt, på grunn av en relativt lang effektiv kredittid og høye skattesatser. I henhold til Gjesdal og Johnsen (1999) er begrepet sysselsatt kapital kanskje ikke så dekkende, rentefri kapital er også sysselsatt i bedriften. Den rentefrie kreditten er heller ikke gratis (det gjelder kun for offentlige skattekreditter og utsatt skatt), men den gir ikke opphav til finanskostnader i regnskapsmessig forstand. Derimot vil en implisitt rentekostnad ofte være belastet i driftsresultatet, for eksempel i form av høyere innkjøpskostnader ved leverandørkreditt og lavere salgspriser ved forskuddsbetaling fra kunder.

Ved komparative analyser av lønnsomhet i olje- og gasselskapene er RoACE et sentralt måltall – så også i Statoil. Statoils målsetting er å nå en RoACE på 12 prosent innen 2004. For å sikre at målsettingen for RoACE er knyttet til selskapets prestasjoner, er målet definert ved normaliserte markedsforhold. I rentabilitetsberegningen legger man nærmere bestemt til grunn en gjennomsnittlig realisert oljepris på 16 USD per fat og 70 øre per SM<sup>3</sup> for

gassprisen (begge målt i faste 2000-kroner). Målt i løpende priser og kurser er Statoils historiske RoACE for 1999, 2000 and 2001 lik 6,4 prosent, 18,7 prosent og 19,9 prosent.<sup>3</sup>

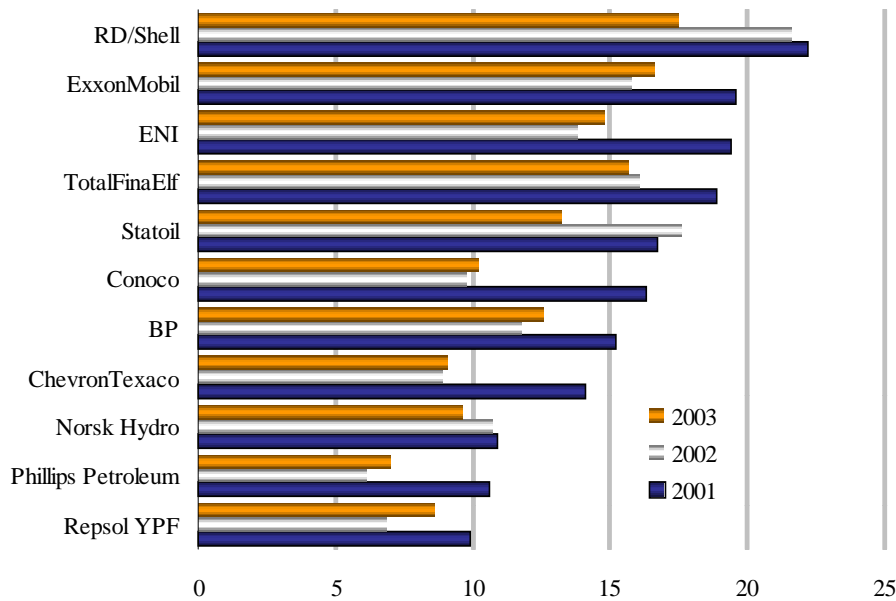


Figur 1: Avkastning på sysselsatt kapital i Statoil, rapportert og normalisert til løpende oljepris. Kilde: Statoil.

Ved bruk av referanseprisen - 16 USD per fat – er RoACE lik 9,2 prosent i 2000 og 10,3 prosent i 2001.

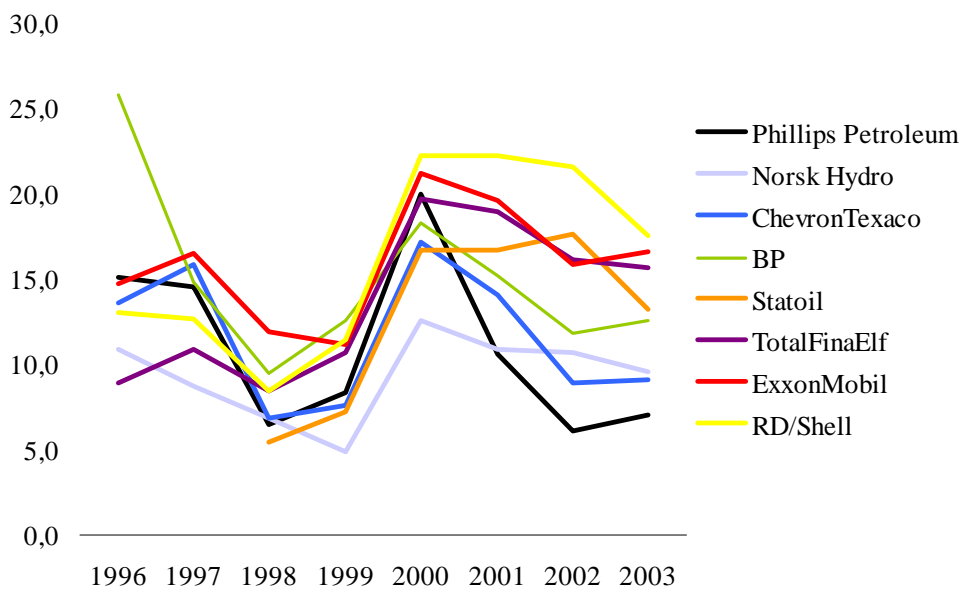
Figur 2 viser RoACE for et utvalg av sentrale oljeselskaper, for årene 2001-2003 (anslag for 2003).

<sup>3</sup> Kilde: Statoils årsberetning, 2001.



Figur 2: Avkastning på sysselsatt kapital for oljeselskaper, 2001-2003, anslag for 2003. Kilde: UBS Warburg (2002).

Figur 3 viser RoACE-tall de siste fire årene for en del sentrale oljeselskaper.



Figur 3: RoACE for årene 1996-2003, anslag for 2003-2004. Kilde: UBS Warburg (2002)

Strengt tatt er det ikke noen direkte kobling mellom RoACE og verdsetting. Gjesdal og Johnsen (1999) mener at RoACE er egnet for kontrollformål, mens verdsetting bør baseres på neddiskontering av kontantstrøm. Forfatterne påpeker klare svakheter ved regnskapsmessige rentabilitetsmål. Rentabiliteten kan øke når det foretas ulønnsomme prosjekter.

Motsatt kan den regnskapsmessige rentabiliteten gå ned når det iverksettes meget lønnsomme tiltak.

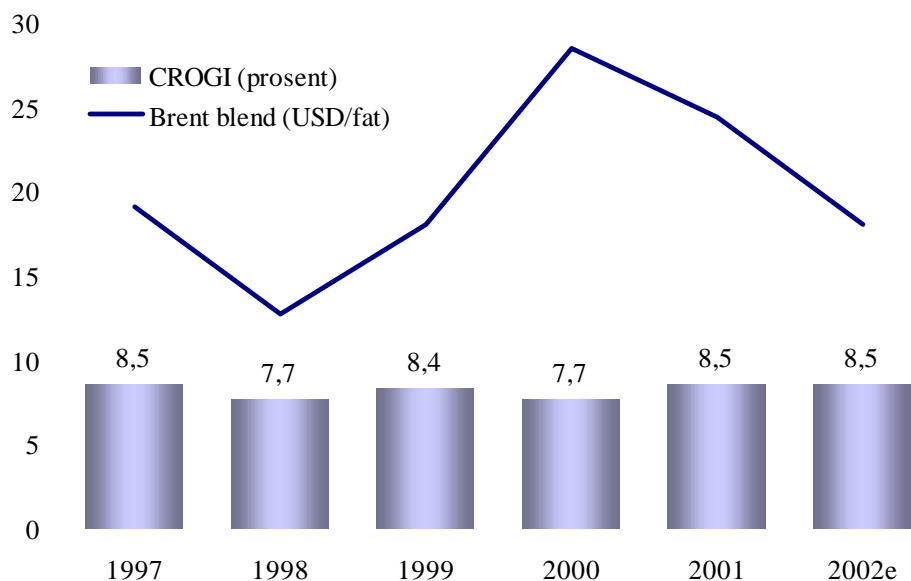
I praksis brukes imidlertid RoACE også i forbindelse med verdsetting. Dette er et sentralt forholdstall selskapene blir målt mot, og som de derfor må forholde seg til. Ved fremleggelse av nye regnskapstall måles eksempelvis et selskaps RoACE og sammenholdes med andre bedrifter det er naturlig å sammenligne med (referansegruppe eller *peer group*). UBS Warburg (2001) erkjenner svakhetene ved regnskapsmessige forholdstall. De påpeker at de gjerne ville benyttet kontantstrøm-baserte resultatmål. Få selskaper gir imidlertid nok data til at slike analyser kan utføres uten betydelige subjektive vurderinger. UBS Warburg fremholder også at så lenge selskapene bruker RoACE til å etablere målsettinger, må det antas at det vil være en korrelasjon med aksjeverdi. Dette er en interessant uttalelse, ettersom selskapene hevder at de legger stor vekt på RoACE fordi investeringsbanker og analytikere gjør det. Dette synes å utgjøre en sirkel der ingen er riktig fornøyd med resultatmålene som benyttes, og skylder på andre i valget av måltall. Rekkefølgen var imidlertid at investeringsbankene benyttet RoACE først.

Norsk Hydro har endret fokus til et mer kontantstrømbaserte resultatmål. I stedet for RoACE rapporterer selskapet CROGI (*Cash Return on Gross Investment*), definert som brutto kontantstrøm etter skatt, delt på gjennomsnittlig brutto investert kapital (dvs. uten fradrag for avskrivninger).<sup>4</sup> For sin samlede virksomhet har Norsk Hydro et mål om å nå 10 prosent CROGI i 2002. Bonusplanen for generaldirektør Eivind reiten var for år 2001 knyttet opp mot et CROGI-mål på 9,5 prosent. Oppnådd CROGI var 9,1 prosent, og Reiten gikk glipp av en bonus på 900.000 kroner.<sup>5</sup> Utvikling i CROGI-målet for Norsk Hydro er illustrert i Figur 4.

---

<sup>4</sup> Brutto kontantstrøm er av Norsk Hydro definert som EBITDA minus estimert skatt, mens brutto investert kapital er definert som totale eierandeler (minus utsatt skattefordel) pluss akkumulerte av- og nedskrivninger minus all kortsiktig rentefri gjeld bortsett fra utsatt skatt og avsetning til betalbar skatt. EBITDA står for *earnings before interest, tax, depreciation and amortisation*.

<sup>5</sup> *Dagens Næringsliv*, 12. mars 2002.



Figur 4: CROGI-beregning for Norsk Hydro Olje og energi, sammenholdt med utvikling i oljepris.

Kilde: Norsk Hydro.

UBS Warburg (2001) berømmer Norsk Hydro for å gå foran med rapportering av forrentning på investert kapital. Goldman Sachs støtter også bruk av CROGI innen verdsetting av oljeselskaper.<sup>6</sup> Ved å bruke historisk kostnad på investeringer søker man å unngå problemstillinger knyttet til periodiseringer av investeringskostnaden, som er en utfordring ved bruk av RoACE. RoACE-mål er svært følsomme for valg av avskrivningsplan. CROGI vil følgelig i utgangspunktet være vanskeligere å manipulere av selskapene, noe som i utgangspunkt må betraktes som en god egenskap. Nunn (2001) betegner CROGI som et internrentemål på selskapsnivå, og blant fordelene oppgir han at målet er kontantstrømbasert, og at det ikke tillater ledelsen å løpe fra gamle synder (ved RoACE-måling kan nedskrivning av aktiva gi bedret avkastning i gjenværende levetid (andre former for balanseslanking (window-dressing) kan heller ikke utelukkes (f. eks. salg og tilbakeleie)). Ulemper som oppgis er at avkastningsmålet er svært sensitivt med hensyn på investeringenes livsfase (leting/utbygging vs. platå vs. halefasen), og at man kan pynte på resultatmålet gjennom salg og gjenkjøp av aktiva.

Ved beregning av CROGI deler man altså løpende kontantstrøm på historisk kostnad av aggregerte investeringer. Det er vanskelig å se noen teoretisk begrunnelse for denne fremgangsmåten, og det synes ikke riktig å fremstille dette som et internrentemål. Ved RoACE vil man måle internrenten dersom avskrivninger er basert på internrentemetoden.



RoACE-mål som benyttes er ved produksjonsenhetsmetoden en imperfekt tilnærming til dette. Med CROGI foretar man ingen avskrivninger. Mangel på teoretisk bakgrunn gjør det vanskelig å tolke måltallene som genereres ved denne metoden. Gjesdal (1997) viser til at et CROGI-mål benyttes av OECD for avkastningsdata basert på nasjonalregnskapstall for ulike land. Målet betegnes "gross return" eller "cash recovery rate". Gjesdal foreslår det norske begrepet bruttorentabilitet. Han påpeker at målet normalt vil overvurdere virkelig avkastning (feilen vil avta med prosjektlengden), og at mens RoACE-beregninger lider av målefeil er bruttorentabiliteten feil i teorien. Videre påpekes det at det kan være en illusjon at bruttorentabilitet ikke vil avhenge av regnskapsmessige forhold. Eksempelvis er det fundamentalt å kunne skille mellom kontantstrømmer fra drift og investering, noe som avhenger av regnskapsmessige konvensjoner, se Stark (1993). Videre er det essensielt å skille mellom aktive og utrangerte investeringer. Dette er spesielt vanskelig ved gjentatte investeringer (vekst) og sammensatte investeringer (flere eiendeler med ulik levetid), noe som er høyst relevant for olje- og gassindustrien. Man unngår med andre ord ikke spørsmålet om økonomisk levetid.

Begrunnelsen for å anvende CROGI må ligge i implementeringsproblemer knyttet til mer adekvate metoder for måling av internrente. Ved beregning av inkrementell effekt av en tilleggsinvestering på selskapets RoACE, endrer både teller og nevner seg over tid, der sistnevnte (sysselsatt kapital) blant annet justeres gjennom avskrivninger. Ved CROGI-beregninger er det bare telleren som endres, nevneren er uforandret lik historisk kost. Dette gjelder helt til man fjerner innretningen eller avhender aktiva. Terminering av aktiva vil dermed kunne gi store diskrete forbedringer i CROGI. Det inkrementelle bidraget til lønnsomhetsmålet fra en lønnsom investering (investering med positiv nåverdi) vil normalt være som følger: a) et midlertidig fall i CROGI i oppstarten, b) en forbedring i CROGI i platåfasen, c) et fall i CROGI i halefasen, og d) en økning i CROGI ved avvikling eller avhendelse. Sistnevnte avvik fra internrenteberegninger skiller seg fra RoACE-målet. Ved beregning av RoACE vil både teller og nevner falle i halefasen. I CROGI-beregninger holdes imidlertid nevneren uendret lik historisk kost, slik at økonomien i halefasen ser langt dårligere ut enn den reelt er. Isolert sett gir dette insentiver til å stenge ned felt for tidlig. Dette er imidlertid en problemstilling man er oppmerksom på. At dette lønnsomhetsmålet skulle bringe oss nærmere en måling av internrente er imidlertid vanskelig å se. Målet virker dårlig tilpasset en bransje med få og store prosjekter og med store svingninger i aktivitetsnivå.

---

<sup>6</sup> Goldman Sachs: "Essential Oils", februar 2000.

Man kan argumentere for at syretesten for valg av finansielle indikatorer er i hvilken grad forholdstall samvarierer med selskapsverdien over tid. Bedre korrelasjon mellom CROGI og aksjekursutvikling enn for tradisjonelle måltall er argumentet som fremføres for å bruke CROGI.<sup>7</sup> Gode prediksjoner vil imidlertid kreve et samspill mellom flere forklaringsvariabler, ikke bare ett enkelt forholdstall. Men dette er en innvending som også gjelder for selskaper som fokuserer på RoACE. Ved oppdatering av verddivurderingene må det uansett være et problem at CROGI-målet svinger så sterkt med aktivitetsnivået. Ettersom andre oljeselskaper baserer seg på RoACE, legger man heller ikke til rette for selskapssammenligninger.

Med regnskapsmessige forholdstall som RoACE og CROGI vil det være en utfordring for analytikerne å korrigere for regnskapsmessige tilpasninger selskapene kan foreta for å gi inntrykk av bedret lønnsomhet (*window dressing*). Hvilke balanseverdier er det eksempelvis rimelig å bruke ved gasslagring (*gas banking*)? Hvilke leasingforpliktelser har selskapet? Hvordan skal man korrigere for balanseslanking som skjer i forbindelse med disposisjoner ved årsslutt? Med RoACE-evaluering vil det eksempelvis være gunstig for selskapene i større grad å være finansiert med rentefri gjeld. Dette vil imidlertid avhenge av omfanget på de implisitte kostnadene som kan følge med slik gjeld.

Svært viktig for verdsetting er regnskapsprinsippene som benyttes ved oppkjøp av eierandeler i andre selskaper. Ulike regnskapsprinsipper kan her eksempelvis generere ulike RoACE-tall. Resultatvurderingene må følgelig betinges med hensyn på regnskapsprinsippene som er anvendt. Etter nye USGAAP regler skal nå oppkjøpsmetoden anvendes. Denne vil produsere svakere RoACE-tall enn kontinuasjonsmetoden. Ved oppkjøpsmetoden legges hele kjøpssummen inn i balansen. I den grad det var skjulte verdier i det oppkjøpte selskapet (dvs. at regnskapsmessig nedskrevet verdi var lavere enn markedsverdien), vil dette føre til økte avskrivninger og økning i sysselsatt kapital. Begge forhold vil bidra til et fall i RoACE. I den grad selskapene er opptatt av sine RoACE-tall, kan dette svekke insentivene til ytterligere konsolidering.

### **3. Avskrivninger og lønnsomhet**

Regnskapsmessige avskrivningsplaner har generelt en tendens til å være for degressive, dvs. for høy avskrivning i begynnelsen og tilsvarende for små mot slutten. Man får med andre ord økende regnskapsmessig rentabilitet over tid, selv om dette ikke speiles i driftsmessige

---

<sup>7</sup> Kilde; Norsk Hydros hjemmesider, <http://www.hydro.no/>, *Investorforum*.

forhold. Dette følger gjerne av et generelt prinsipp innen regnskapsføring, forsiktighetsprinsippet, som tolkes slik at det er bedre å skrive av for mye enn for lite (unngå å vise for høye verdier på aktiva). Regnskapsmessige avskrivninger i oljenæringen måles i forhold til forventet produksjonsmengde (produksjonsenhetsmetoden). Dette er analogt til lineære avskrivninger, men der produksjonsvolum erstatter tid som utmålingskriterium. Degressivitet vil i denne sammenheng dels tilsi at man er forsiktige (pessimistiske) når man anslår levetid og produksjonsprofil for et felt<sup>8</sup>, og dels at man selv ved forventningsrette anslag for produksjonsprofil får for raske avskrivninger i forhold til internrentemetoden. I henhold til Gjesdal (1997) er resultatet gjerne at rentabiliteten varierer med investeringszyklusen. Den er lav i perioder med høye investeringer og i de perioder som følger umiddelbart etterpå. Den vil deretter øke og være høyest for virksomheter med sterkt nedskrevne eierandeler i periodene før en på nytt foretar større investeringer. Dette er et spesielt problem for oljebransjen, der investeringsnivået svinger kraftig.

Avvikene mellom regnskapsmessige avskrivninger og avskrivninger i henhold til internrentemetoden, skaper at avvik mellom regnskapsmessig rentabilitet og internrenten; se Johnsen og Kinserdal (1984). Dette kan ha konsekvenser for verdsetting og for investeringsinsentivene i selskapene. Verdsettingsmessig kan det ha konsekvenser dersom selskapene har ulik fordeling mellom gamle og nye prosjekter. Ved balanse mellom gamle og nye prosjekter opphever skjevhetene hverandre. Når det gjelder investeringsinsentiver er spørsmålet hvordan nyinvesteringer slår ut på regnskapsmessig rentabilitet de kommende årene. Virkningen av avskrivningsprofilen som følger av produksjonsenhetsmetoden er å svekke rentabiliteten i perioder med betydelige investeringer og styrke rentabiliteten mot slutten av levetiden på investeringsobjektene. Effekten forsterkes av det ofte tar flere år fra investeringene starter til inntektene kommer - prosjektene har lange ledetider. I tillegg kommer at regnskapsmessige avskrivninger ikke begynner før produksjonsstart. Dette gir et insentiv til å holde igjen investeringene i perioder der rentabiliteten er presset, eksempelvis ved lave oljepriser. Dette vil imidlertid avhenge av om insentivsystemene er avanserte nok til å fange opp disse forhold. For å sikre langsiktighet og korrekte investeringsbeslutninger bør bedriftenes interne insentivsystemer ikke i særlig grad være knyttet mot rentabiliteten i eksternregnskapet. De enkelte oljeselskapene er godt kjent med sammenhengen mellom investeringsnivå og RoACE, og det er eksempler på at man differensierer kravet til RoACE etter hvor stor vekst man

---

<sup>8</sup> Etter den nye regnskapsloven er denne typen forsiktighet ikke lenger lovlig. Avskrivningsplaner er imidlertid vanskelige å etterprøve, så det gjenstår å se hvor stort gjennomslag lovendringen vil få.

planlegger. Internt har selskapet alle muligheter til å unngå vridninger som følge av skjevheter i den eksterne resultatrapporteringen.

Et annet spørsmål er i hvilken grad aksjemarkedet fanger opp slike skjevheter, og i hvilken grad eventuell manglende markedskorreksjon igjen virker tilbake på selskapenes atferd. Analytikere vil være kjent med at RoACE faller midlertidig ved betydelig vekst i investeringene. Det er likevel et åpent spørsmål om man justerer for slike forhold når man evaluerer selskapenes prestasjoner. Spørsmålet er om man har nok informasjon om selskapenes portefølje til å foreta slike justeringer, og om analytikerne – som ofte følger et stort antall selskaper – har nok ressurser til å gå så detaljert til verks i analyser av enkeltsselskap.

Young og Byrne (2001) redegjør for en rekke justeringer som bør gjøres i regnskapsmessige resultater for å generere mer troverdige tall for EVA (Economic Value Added).<sup>9</sup> Vi vil nevne to justeringer som spesielt gjelder oljebransjen:

- (a) Reversere den konservative skjevhet i GAAP som krever ”successful efforts accounting”. Prinsippet innebærer blant annet at kun letebrønner som indikerer drivverdighet blir aktivert. Men virksomheten er slik at man ikke kan finne olje eller gass uten også å bore tørre hull, noe som kan tale for aktivering. Dette vil gi bedre samsvar mellom regnskapsmessig forrentning og internrenten. Manglende aktivering gir en skjev fordeling av regnskapsmessig rentabilitet over tid. Dersom man eksempelvis borer fire tørre hull per funn vil man få svak rentabilitet i leteårene, men svært høy rentabilitet i utvinningsårene når 80 prosent av de virkelige leteutgiftene allerede er avskrevet.
- (b) Justere for produksjonsenhetsmetoden som innebærer for raske avskrivninger og dermed en regnskapsmessig forrentning som starter under internrenten og ender over internrenten.

Felles for disse to justeringene er at det krever tilgang på en del informasjon, og at det kan være arbeidskrevende for eksterne analytikere å foreta fortløpende justeringer. For å implementere internrentemetoden for avskrivninger, eksempelvis, trenger man detaljert kunnskap om bedriftens fremtidige kontantstrøm.

---

<sup>9</sup> EVA er et registrert varemerke tilhørende Stewart & Company. EVA måler differansen, målt i penger, mellom avkastningen på selskapets kapital og kostnaden til denne kapitalen; se Johnsen (1999). Verd å få med seg er at EVA ivaretar kostnaden på *all* kapital, også egenkapitalen, dvs. at man måler residualinntekten. En fordel med dette verdiskapningsbegrepet er blant annet at insentiver for ansatte på ulike nivåer i bedriften kan knyttes direkte til verdiskapning for aksjonærene.

Prinsippet for regnskapsføring av letebrønner kan kanskje være med å forklare de store svingningene i leteaktiviteten på norsk sokkel. Svingningene i leteaktiviteten følger oljeprisen. Også andre investeringer på sokkelen har et sterkt syklisk forløp, se Osmundsen og Fevang (2000). Også her kan regnskapsmessige forhold og frykten for å svekke RoACE spille inn. For raske avskrivninger, samt det faktum at betydelige oppstartkostnader med nye prosjekter – eksempel etablering av prosjektteamet – utgiftsføres direkte, svekker RoACE på kort sikt. Dette burde imidlertid ikke være et problem dersom analytikere renset ut slike effekter. I tillegg kommer imidlertid det forhold at bedriftsledere normalt bryr seg om presentasjoner av regnskapsmessige resultat i mediene, og her er justeringsinnsatsen liten.

I fremstillingen ovenfor er det ikke tatt hensyn til skatt. For aksjonærene er det åpenbart avkastningen etter skatt som er av interesse, og skattejustering er åpenbart spesielt viktig i oljenæringen som i de fleste utvinningsland er pålagt ulike former for ekstraordinær grunnrentebeskatning. Skatt vil påvirke både teller og nevner i RoACE. Skattebetalinger svekker den frie kontantstrømmen (teller), men samtidig reduseres sysselsatt kapital gjennom skattekreditt (nevner). Også etter skatt vil det typisk være slik at regnskapsmessig rentabilitet svekkes på kort sikt ved nyinvesteringer, men i noe mindre grad ettersom utsatt skatt reduserer sysselsatt kapital (nevneren i rentabilitetsmålet). I olje- og gassindustrien er normalt skattemessig avskrivning høyere enn regnskapsmessig avskrivning. Differansen i avskrivning, multiplisert med skattesatsen, betegnes utsatt skatt og føres som gjeld i balansen. Dette er en rentefri kreditt for selskapet.

Rentabilitetsfokusering kan ta oppmerksomhet vekk fra en sentral dimensjon i oljeselskapenes verdiskapning, nemlig det å finne nye utvinnbare olje- og gassreserver. Et viktig nøkkeltall i denne sammenheng er den organiske (egengenererte) reserveerstatningsraten. Det blir feil å sammenligne selskaper som har helt ulike reserveerstatningsrate på CROGI eller RoACE.

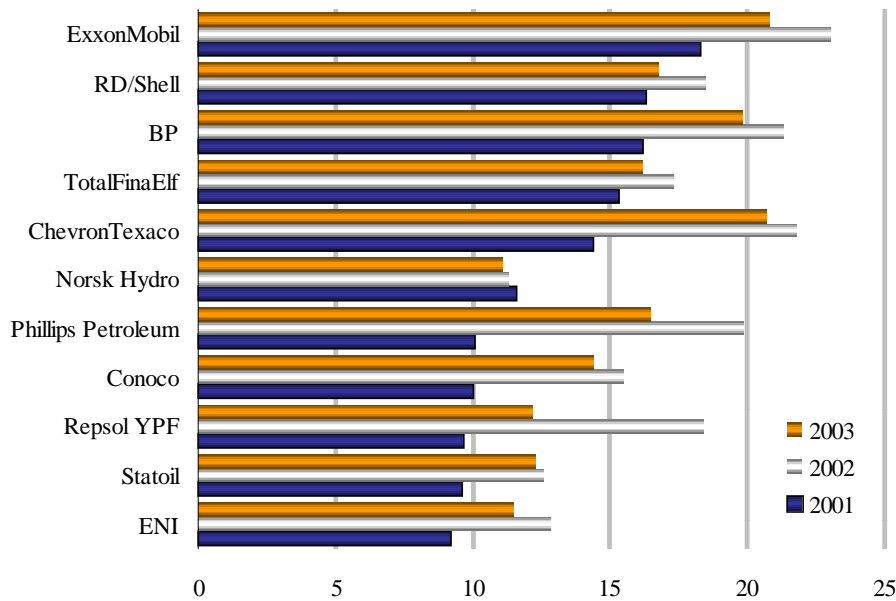
#### **4. Multiplikatorer**

Warburg Dillon Read (1999) konstaterer at bedrifter i mange næringer, inkludert olje- og gassindustrien, verdsettes av kapitalmarkedene primært på basis av multipler av nærstående inntjening eller kontantstrøm. De argumenterer imidlertid for at slike typer analyser generelt ikke vil reflektere virkelige underliggende verdier av oljeselskaper, av følgende grunner:

- Lange ledetider i lete- og utbyggingsprosjekter skaper forsinkelse mellom investering og avkastning (pay-back)
- Ujevne investeringskrav, som typisk involverer svært store kapitalutlegg, genererer betydelige svingninger i den kortsiktige kontantstrømmen
- Sensitivitet overfor olje- og gasspriser samt valutakurser kan innebære høy volatilitet i kortsiktige inntjeningsfall
- Forskjeller i regnskapspraksis kan virke vridende på kortsiktige regnskapsmessige resultater og sammenligninger

Warburg Dillon Read påpeker at langsiktig diskontert kontantstrøm, hvis det lar seg implementere, skulle overvinne en del av disse problemene. Dette er ifølge investeringsbanken grunnen til at NAV (*net asset value*) er et sentralt redskap i verdsetting av oppstrømsorienterte oljeselskaper. Man har da en direkte kobling mot selskapenes egen praksis med å vektlegge nåverdimetoden ved investeringsbeslutninger. Begrensninger i offentlig tilgang på data kan imidlertid vanskeliggjøre pålitelige anslag på fremtidig kontantstrømmer. Dette er hovedsaken til at NAV-metoden er lite utbredt i USA.

Sentralt i verdsetting ved bruk av multiplikatorer er begrepet price-earnings ratio, eller *P/E*-tall, som måler forholdet mellom selskapets markedsverdi og den årlige inntjeningen. Et høyt *P/E*-tall indikerer (1) at aksjemarkedet mener at selskapet har gode vekstmuligheter, (2) at aksjen har en sikker inntjening (dvs. at diskonteringsrenten er liten), eller en kombinasjon av (1) og (2). De største internasjonale olje- og gasselskapene opererer med *P/E*-tall i størrelsesorden 15 til 20, se Figur 5.



Figur 5: P/E-tall for ulike oljeselskaper 2001-2003. Kilde: UBS Warburg (2002)

P/E-tallet for Statoil per 2. halvår 2001 var 7-8 (ekstraordinære salgsgevinster tatt ut av inntjeningen). For Norsk Hydro var tilsvarende P/E-tall rundt 9-10. Forskjellene i P/E-tall speiler aksjemarkedets forventninger om avkastning i ulike selskaper. En enkel måte å beregne dette på er å omsette P/E-tallene til de implisitte forventningene til vekst i inntjening per aksje (*earnings per share*, EPS) som disse tilsvarer i en evig vekst prisingsmodell. I henhold til Nunn (2001) tilsvarer dette negativ vekstforventing for Norsk Hydro på -1,1 prosent per år og positive vekstanslag på 3,5 prosent for RD Shell og 4,2 prosent for ExxonMobil.<sup>10</sup> Realismen i disse vekstanslagene må måles opp mot forventet markedsvekst, produksjonsveksten i OPEC versus non-OPEC, og et anslag på hvilken andel super-majors kan få av OPEC-veksten. Dersom super-majors ikke erverver en betydelig andel i OPECs produksjonsvekst, og dersom veksten i energikonsumet ikke øker så mye, vil de største selskapene måtte øke sin produksjon på bekostning av sine konkurrenter. Alle selskapene kan i så fall ikke innfri vekstanslagene. Dette er i tråd med utviklingen i forrige tiår, da de største oljeselskapene ikke klarte å innfri sine egne ambisjoner for produksjonsvekst. En eventuell justering av produksjonsforventningene til mer realistiske nivåer kan avdekke en liten prisboble for enkelte selskaper i dagens aksjemarked. Dette indikeres av SchroderSalomonSmithBarney (2002), som har analysert de største oljeselskapenes produksjonsanslag for dypvannsfelt. Dypvannsfelt står for en stadig økende andel av

<sup>10</sup> Beregnet på bakgrunn av konsensusestimater for 2001-2005. Helt sammenlignbare tall finnes ikke for Statoil, men den implisitte vekstforutsetningen vil antagelig ligge noe høyere enn for Norsk Hydro.

selskapenes tilleggsreserver. SchroderSalomonSmithBarney viser til en del skuffende resultater på dette området i den senere tid (reduuerte funnrater og forsinkede utbyggingsprosjekter), og påpeker den høye risikoen – teknisk og geologisk - for slike reserver. I tillegg er det en ikke ubetydelig politisk risiko, eksemplifisert med utviklingen i Nigeria som bremses av OPEC-kvoter, og nyorienteringen i Angola i retning av en mer gradvis utbygging.

En av faktorene bak forskjellen i P/E-tall mellom Norsk Hydro og Statoil er sannsynligvis at Statoil er et renere oppstrøms olje- og gasselskap. Oljeprisen første halvår 2001 lå betydelig over langsiktig prisforventning, som medfører en nedskalering av P/E-tallet. Lønnsomheten ventes å falle i årene fremover, i takt med forventet prisnedgang. Med en oljepris rundt langsiktig forventning, omtrent 17 dollar per fat vil P/E-tallet til Statoil kunne være rundt 14-15. Samme omfang på nedskaleringen er ikke naturlig for Norsk Hydro i gjeldende situasjon, ettersom det ikke er samme høykonjunktur inntjening i lettmetall og landbruk.

Ved sammenligning av verdivurderingene av Statoil og Norsk Hydro finner vi relevante strukturelle forskjeller på (minst) to nivåer. For det første kan ikke Norsk Hydros regnes som et rendyrket internasjonalt olje- og gasselskap. For det andre er Norsk Hydros olje- (og energi-) virksomhet mindre fokusert enn Statoils samlede virksomhet. Begge disse forholdene kan gi opphav til forskjeller i verdivurderingen. Den første effekten hevdes av de aller fleste å gå i Norsk Hydros disfavør (konglomerat-rabatt). Hvordan verdivurderingen påvirkes av graden av vertikal integrasjon innenfor olje- og gassvirksomheten er mer uklart.

Med konglomerater som Norsk Hydro kan man stille spørsmål ved anvendbarheten av den tradisjonelle P/E-metoden. Med ulike virksomhetsområder som har ulikt konjunkturforløp kan en mer partiell verdsetting ha noe for seg. Hvis en del av konsernet eksempelvis går med underskudd vil denne delen ha en negativ markedsverdi om man bruker en aggregert P/E-tilnærming. Dette kan virke urimelig, ettersom det normalt vil være oppsideopsjoner i fremtidig prisutvikling, og ettersom man uansett vil kunne legge om eller eventuelt legge ned driften. En partiell innfallsvinkel til prising av Norsk Hydro vil være å betrakte hvert av resultatområdene som et separat selskap. Resultater og forholdstall kan deretter sammenholdes med rendyrkede referanseselskaper. Dersom dette har noe for seg, skulle aksjekursen til Norsk Hydro følge et vektet gjennomsnitt av aksjekursutviklingen for de aktuelle referansegruppene av rendyrkede selskaper (oljeselskaper, aluminiumselskaper, gjødselindustri etc.), hvor vektene representerer det enkelte resultatområdes betydning for Norsk Hydros virksomhet. På denne måten er det også mulig å lage en syntetisk aksjeindeks basert



på internasjonale sektorindekser, for å vurdere utviklingen i Norsk Hydros aksjekurs. Ved aggregering må man imidlertid være oppmerksom på markedets konglomeratrabatt

P/E-tallene har normalt negativ samvariasjon med oljeprisen. Dette bidrar til å dempe kursutslag ved varierende oljepris. Oljeselskapenes aksjekurser svinger dermed mindre enn variasjonene i løpende oljepriser isolert sett skulle tilsi. Dette har en rimelig forklaring. Anta at man er i et prisleie rundt langsiktig forventning, eksempelvis 17 dollar per fat. Dersom prisen da faller kraftig - til 10 dollar per fat - reduseres løpende inntjening dramatisk. Ved bruk av samme P/E-tall ved 17 som ved 10 dollar per fat, ville aksjene blitt nærmest verdiløse. Dette er ikke tilfelle, ettersom det da er forventninger om prisoppgang. Aksjemarkedet priser olje- og gasselskapene i hovedsak med utgangspunkt i langsiktige oljeprisforventninger. Slike prisforventninger tilsier høyere P/E-tall ved lav oljepris. De største olje- og gasselskapene hadde P/E-tall rundt 50 ved forrige kraftige prisfall. Tilsvarende har vi lavere P/E-tall i dagens situasjon med høy oljepris, ettersom det ikke forventes at dette vil vare. Aksjene stiger ved økt oljepris, men det er ikke slik at de mangedobles. Selskapene sitter med langsiktige porteføljer der langsiktig prisforventning er sentral for aksjemarkedets verdsetting. Aksjemarkedet priser da også oljeselskapene med stor vekt på langsiktige oljeprisforventninger. Ved utforming av verdsettinger av oljeselskap tar oftest analytikere utgangspunkt i langsiktig forventet prisnivå (*mid cycle conditions*).

Finansielle indikatorer brukes til relativ verdsetting av selskaper. Konklusjonen i de fleste analyser består av rangering av selskaper, med utgangspunkt i sinnrike ratingsystemer for investeringsanbefaling. Spørsmålet er som oftest hvilke selskap som skal foretrekkes (overvektes) og hvilke som skal unngås (undervektes) i sammensetning av aksjeporteføljer. Målet er å oppnå meravkastning i forhold til en markedsverdivektet referanseportefølje. En åpenbar fare med denne tilnærmingen innen verdsetting er at man bommer på det absolutte nivået. IT-boomen er et eksempel på dette. Med kontantstrømbaserte verdsettingsmetoder unngår man slike nivåfeil.

## **5. Kontantstrømtilnærminger**

Et kjent problem med regnskapsmessige størrelser som *EPS* er at de er vanskelig å evaluere og sammenligne, ettersom en slik regnskapsstørrelse influeres av skjønn med hensyn til valg av regnskapsmetoder og regnskapsdata. Rapportert inntjening kan således påvirkes betydelig

av selskapet, eksempelvis ved omlegging av avskrivningsrutiner.<sup>11</sup> Andre påvirkningsmåter ledelsen har er eksempelvis verdsetting av lager, beslutning om aktivering (balanseføring) versus direkte kostnadsføring av FoU-utgifter, samt konsernregnskapsmessige prosedyrer ved sammenslåing av selskap. For å få et mer reelt bilde av driften fokuserer derfor ofte analytikerne på kontantstrømmer, dvs. poster lenger oppe i resultatregnskapet der kalkulatoriske poster ikke er tatt med.

Kontanter som ikke reinvesteres i bedriften betegnes ofte fri kontantstrøm:

$$\text{Fri kontantstrøm} = \text{Innbetalinger} - \text{driftsutbetalinger} - \text{skatt} - \text{investeringer}$$

Mange analytikere mener at nåverdien av fri kontantstrøm vil være den beste verdsetting av en bedrift, ettersom man da unngår kalkulatoriske regnskapsposter. Den frie kontantstrømmen - dvs. midler som ikke reinvesteres - er de midlene som er tilgjengelig for aksjonærene i form av dividende. Med en erkjennelse av at ingen trær vokser inn i himmelen, er en vanlig fremgangsmåte å neddiskontere enkeltvis fri kontantstrøm (*FCV*) frem til en verdsettingshorisont *H*, hvoretter man legger mer normale vekstforutsetninger til grunn.

$$P_0 = \frac{FCV_1}{1+r} + \frac{FCV_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FCV_H}{(1+r)^H} + \frac{PV_H}{(1+r)^H}$$

I ligningen ovenfor betegnes det siste leddet horisontverdi.

Nåverdiberegninger av fri kontantstrøm kan bli omfattende og kompliserte. Tilsynelatende gir de derimot gode verdianslag. Anslagene er imidlertid ikke bedre enn alle forutsetningene slike beregninger nødvendigvis må bygge på, og det omfattende beregningsarbeidet kan gjerne gi et inntrykk av mindre usikkerhet i verdianslag enn det som reelt er tilfelle. Tommelfingerregler kan derfor være greie å ha som et supplement. Verdsetting av sammenlignbare/beslektede selskaper kan gi viktig tilleggsinformasjon, ved å introdusere et markedselement. Vanlig verdsettingspraksis er å bruke flere verdsettingsmetoder og deretter sammenholde disse. I den årlige verdivurderingen som Warburg Dillon Read foretok av Statoil i 1999, ble eksempelvis en rekke forholdstall og inntjeningsstørrelser beregnet, deriblant *RoACE* (*return on average capital employed*), *EPS* (*earning per share*), *CEPS* (*after tax cash flow per share*), og to hovedmetoder for verdsetting ble brukt, *NAV* (*net asset*

---

<sup>11</sup> Regnskapsmessige avskrivninger (avskrivningene i eksterntregnskapet) representerer kalkulatoriske kostnader, og sier ikke noe om selskapets økonomiske prestasjoner i perioden. Avskrivningene som foretas i skateregnskapet, derimot, har betydning ettersom de påvirker betalt skatt.

*value*; neddiskontering av kontantstrøm med utgangspunkt i aktiviteter og prosjekter) samt komparativ evaluering ved bruk av EV/DACF multipler (se nedenfor).

Innvendinger mot P/E-tall er ikke bare at det er en enkel tommelfingerregel, men også at forholdstallet er basert på regnskapsdata. For å unngå forstyrrende elementer fra kalkulatoriske kostnader, velger i stedet mange analytikere et tilsvarende kontantstrømbasert forholdstall, nemlig EV/DACF, der

$EV = \text{Enterprise Value} = \text{markedsverdi av egenkapitalen pluss netto rentebærende gjeld, og}$   
 $DACF = \text{debt-adjusted cash flow (gjeldsjustert kontantstrøm)} = \text{post-tax cash flow} + \text{post-tax interest charge}$  (etter-skatt kontantstrøm+etter-skatt rentebetaling), hvor  
 $\text{post tax cash flow (etter-skatt kontantstrøm)} = \text{net income} + \text{depreciation} + \text{exploration charge} + \text{other non-cash items}$  (årsresultat+avskrivninger+andre kalkulatoriske kostnader)

EV brukes i stedet for markeds kapitaliseringsverdi ettersom EV måler selskapets samlede markedsverdi, uavhengig av kapitalstruktur (dette er for eksempel ikke tilfelle for måltallet P/CEPS). Kontantstrømmen DACF erstatter her det regnskapsbaserte resultatmålet EPS. Også denne størrelsen gjeldskorrigeres, slik at vi får konsistens i teller og nevner.

UBS Warburg (2001) kommenterer eksplisitt sin bruk av forholdstall: "While we consider a wide range of ratios in evaluating companies, our key valuation metric is enterprise value to debt-adjusted cash flow (EV/DACF)." De sier videre at mens før-skatt størrelsen EBITDA (*earnings before interest, tax, depreciation and amortisation*) er mye brukt i andre sektorer gir den lite veiledning i relativ verdsetting av oljeselskaper på grunn av store forskjeller i skattesatser: "We are less interested in how wealthy a company may make various governments". UBS Warburg påpeker en klar positiv sammenheng mellom EV/DACF og RoACE, dvs. at selskaper som har høy avkastning på sin sysselsatte kapital belønnes med en høyere markeds multipl. Med en slik sammenheng er det ikke rart at oljeselskapene er opptatt av sine RoACE-mål. At høy RoACE skulle tilsi en høy EV/DACF-multipl synes ikke urimelig, selv om regnskapsmål tidvis er imperfekte indikatorer på lønnsomhet. Regnskapsmessige tilpasninger kan imidlertid bare til en viss grad forskyve presentasjonen av en økonomisk realitet noen kvartaler, over tid vil faktisk lønnsomhet også speiles i regnskapene.

## 6. Avsluttende kommentarer

Oljeselskaper verdsettes av kapitalmarkedene primært på basis av multipler av nærstående inntjening eller kontantstrøm. Finansielle indikatorer som benyttes i verdsettingen har klare svakheter. Metodene benyttes likevel ettersom eksterne analytikere ofte mangler data til å utføre mer fullstendige verdsettingsanalyser. Ved å benytte mange indikatorer ved verdsetting, kan man også til en viss grad overkomme svakhetene ved enkeltindikatorer. Finansielle indikatorer brukes til relativ verdsetting av selskaper, og til anbefalinger om overvekting og undervekting i sammensetning av aksjeporteføljer. En åpenbar fare med denne tilnærmingen er at man kan bomme på det absolutte nivået. Med kontantstrømbaserte verdsettingsmetoder unngår man slike nivåfeil.

En aktuell indikator er avkastning på sysselsatt kapital (RoACE). En positiv side ved dette måltallet er at man setter fokus på inntjening sett i forhold til kapitalanvendelse. To hovedproblemer med RoACE er at selskapsspesifikke forhold vanskeliggjør bruken av målet til selskapsammenligninger, og at den betydelige volatiliteten i forholdstallet ikke nødvendigvis gjør dette til et godt signal på fremtidig lønnsomhet.

For å etablere fornuftige selskapsammenligninger, må man blant annet ta hensyn til selskapenes livssyklus og porteføljesammensetning. RoACE-tallene i to selskaper med ulikt innslag av nye prosjekter og med ulik reserveerstatningsrate er ikke uten videre sammenlignbare. For å gjøre en fornuftig fortolkning av sterkt svingende RoACE-tall må man også rense ut forhold som ikke nødvendigvis er relevante i vurdering av den underliggende lønnsomheten. I bransjer der en stor del av kapitalen er i anleggsmidler, herunder oljebransjen, er RoACE-målet blant annet svært sensitivt med hensyn på avskriningsprofilen som benyttes. Det forhold at investeringene er sykliske, prosjektene i oljeindustrien er ikke-delbare og langsiktige, har lange ledetider, og er svært sensitive med hensyn til valutakurser og oljepris, tilsier også betydelige svingninger i kortsiktige rentabilitetstall. Man bør følgelig være varsom med å vektlegge RoACE for tungt innen oljebransjen. Det alternative rentabilitetsmålet bruttorentabilitet (CROGI) har de samme svakhetene, om ikke flere, og mangler i tillegg en egnet økonomisk fortolkning.

## Litteratur

Askildsen, J.E. og P. Osmundsen (1998), "Økonomisk styring og insentivproblemer i helsesektoren: Noen forskningsutfordringer", *Sosialøkonomen* 3, 16-20.

Brealey, R.A., og S.C. Myers (2001), *Principles of Corporate Finance*, McGraw-Hill.

Gjesdal, F., og T. Johnsen (1999), *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*, Cappelen Akademiske Forlag.

Gjesdal, F (1997), *Rentabilitet: Mål, datagrunnlag og feilkilder*, SNF-rapport 96/97.

Goldman Sachs (2000), "Essential Oils", februar 2000.

HSBC (1991), Sector Report, Integrated Oil and Gas, *Exploding the Myth*, Februar 2001.

Johnsen, T. og A. Kinserdal (1984), *Finansregnskap*, 2. Utg., Bedriftsøkonomens forlag, Oslo, 1984.

Johnsen, T.(1999), "Verdiskapning I: EVA, risiko og markedsverdi", *Praktisk Økonomi og Finans* 4, 83-89.

Lehman Brothers (2001), Global Equity Research, *Oil & Gas Quarterly Scoresheet*.

Nunn (2001), "Can we keep the stock market happy and still make sensible investment decisions?", innlegg på Seminar i Petroleumsøkonomi, Norsk Petroleumsforening (NPF), Solstrand, 10. oktober, 2001.

SchroderSolomonSmithBarney (2001), Oil Companies – International, "Norsk Hydro, worth a look", 11. september 2001.

Stark, A.W. (1993), "Problems in measuring the cash recovery rate and measurement error in estimates of the firm IRR", *European Accounting Review*.

UBS Warburg (2001), Global Equity Research, *The Global Integrated Oils Analyser*, februar 2001.

Warburg Dillon Read (1999), *Verdsetting av Statoil*.

Young, S.D. og S.F. O'Byrne (2001), *EVA® and Value Based Management*, McGraw-Hill.