Usikkerhet i oljeprosjekter

Relevante og irrelevante risikohensyn

ØYVIND BØHREN OG STEINAR EKERN

Økonomisk risiko som er viktig i en bestemt analysesituasjon kan være feilaktig å inkludere i en annen. Dette generelle poeng gjelder åpenbart i Nordsjøen, hvor relevant kontra irrelevant risiko i et oljefelt avhenger kritisk av hvilket nivå det analyseres på. Sees et utbyggingsprosjekt økonomisk isolert fra all annen aktivitet (lavt analysenivå), blir stort sett all potensiell usikkerhet relevant. Analyseres prosjektet derimot som del av samlet norsk verdiskaping (høyt nivå) forsvinner normalt alt annet enn ren makrousikkerhet som oljepris- og valutarisiko. Også den analysemessige kompleksitet bestemmes av hvilket nivå prosjektet vurderes på. Jo høyere nivå, desto mindre arbeid trengs med prosjektintern usikkerhet og jo mer innsats kreves på samvariasjon med prosjekteksterne faktorer. Normativt sett er det sterke argumenter for å vurdere norske oljeprosjekter på et høyt analysenivå. Da vil det også være galt å vektlegge en rekke av de usikkerhetsfaktorer som oljeselskaper og myndigheter trolig tar hensyn til idag.

Øyvind Bøhren, Bedriftsøkonomisk Institutt, Hans Burums vei 30, N-1340 Bekkestua
Steinar Ekern, Institutt for foretaksøkonomi, Norges Handelshøyskole, N-5035 Bergen-Sandviken

Innledning[1])

Utviklingen i oljeprisene det siste året har på en dramatisk måte illustrert økonomisk usikkerhet ved petroleumsvirksomhet. I tillegg til prisene er det imidlertid en rekke andre faktorer som bidrar til at et oljeprosjekt virker svært risikabelt. Selv om en begrenser seg til rene økonomiske konsekvenser nedfelt i prosjektets kontantstrøm, vet en knapt på noe tidspunkt av prosjektets levetid hva gjenværende kontantstrøm vil vise seg å bli.

I denne artikkelen konsentreres eksemplene om feltutbygging, hvor vi skiller mellom *fem risikokategorier:*

1) Reservoarrisiko (forekomst av hydrokarboner; funn, gitt leteinnsats; volum av drivverdige ressurser; blandingsforhold olje-/gass).
2) Utbyggingsrisiko (teknologi; investeringsvolum; oppstartingstidspunkt).
3) Produksjonsrisiko (utvinningsgrad; produksjonsprofil; regularitet; driftskostnader; utfasing).
4) Inntektsrisiko (olje- og gasspris; valutakurser).
5) Politisk risiko (skatter og avgifter; pålegg om vanninjisering).

Hovedpoenget med denne artikkelen er å klargjøre hvilke av disse fem kategoriene som bør tillegges vekt ved prosjektanalyser. Fokus settes derfor på begrepet *relevant risiko.*

Relevant risiko er usikkerhet som gir krav om *risikokompensasjon* og dermed innvirker på verdien av et prosjekt. F.eks. kan prosjektet kostnadsbelastes for relevant risiko ved å justere diskonteringsrenten. *Irrelevant risiko,* derimot, er usikkerhet som riktignok opptrer i en eller flere av de fem risikokategoriene over, men som likevel ikke skal gi utslag i prosjektverdien. Slik risiko gir derfor ikke grunnlag for risikotillegg i diskonteringsrenten. Dersom irrelevant usikkerhet likevel trekkes inn i prosjektanalysen, kan en komme til å forkaste de beste prosjektene til fordel for de dårligste. Ved store og langsiktige feltutbygginger kan en slik kostnad gi betydelige tap som kunne ha vært unngått ved bedre forståelse av begrepet relevant risiko.

Som eksempel på sentrale problemstillin-

ger vil både reservoar- og inntektsrisiko (dvs. kategoriene 1 og 4) gi usikkerhet om feltets framtidige kontantstrøm. Bør en da i investeringsanalysen operere med både reservoarstørrelse og oljepris som stokastiske (usikre) variable, eller skal en se bort fra reservoarrisiko og bare bruke et punktestimat for reservoarvolum? Vil eventuell samvariasjon mellom oljepris og verdenskonjunkturene bety noe? Spiller det noen rolle areservoarrisiko og inntektsrisiko vil utvike seg forskjellig over feltets levetid? Hvordan kan inntektsrisikoen kvantifiseres? Vil relevant risiko avhenge av hvem beslutningsfatter er? Bør det i en simuleringsmodell egentlig brukes sannsynlighetsfordelte inngangsdata for hver eneste variabel? Eller skal en bare modellere prisrisiko og la alle andre variable inngå deterministisk med forventede verdier?

De færreste prosjektanalytikere har trolig noen bevisst oppfatning av slike skiller mellom relevant og irrelevant risiko. Mange har m.a.o. et uklart forhold til hvilke av de fem risikokategoriene en bør se bort fra og hvilke som skal være med. Dersom usikkerhet uttrykkelig bringes inn i analysen, tar nok de aller fleste med for mange kategorier, snarere enn for få. Mange vil vel dessuten oppfatte det som en selvmotsigelse at risiko virkelig kan være irrelevant for en beslutningsfatter som har risikoaversjon. Dette viser seg å være en misforståelse.

Siktemålet med denne artikkelen er i første rekke å formidle kvalitativ, praktisk brukbar innsikt i hva slags prosjektrisiko det er verd å bry seg om. Selv velskolerte økonomer kan nemlig lett føres på villspor om de prøver å behandle risiko hovedsaklig utfra intuisjon. Denne artikkelen er derfor ment å være et *kompass* som sender analytiker i riktig retning, selv om den ikke umiddelbart kan oversettes til en numerisk verdi på en risikojustert rentesats i en konkret prosjektvurdering. Bare i unntakstilfeller kan det gis vanntett, tostrekers tallsvar på hvor stor justeringen for relevant risiko skal være.

Relevant risiko: Risikobidrag og risikokompensasjon

Dette avsnittet gir en prinsipiell gjennomgang av relevant risiko utfra begrepene risikobidrag og risikokompensasjon. Drøftingen baseres hovedsaklig på generelle økonomiske resonnementer, uten uttrykkelig henvisning til oljevirksomhet.

PROSJEKT ELLER PORTEFØLJE: GENERELLE PRINSIPPER

Ifølge standard økonomisk teori vil en rasjonell beslutningsfatter velge mellom investeringsalternativer ut fra sine preferanser og aktuelle muligheter for å oppnå forskjellige kontantstrømmer (mulighetsområdet). Hver potensiell kontantstrøm i mulighetsområdet skal i prinsippet skrive seg fra *porteføljen* av beslutningsfatterens *samlede* økonomiske aktiviteter; både eksisterende og planlagte. Overgang fra en kontantstrøm U (utgangsporteføljen) til en annen kontantstrøm S (sluttporteføljen) i mulighetsområdet kan fortolkes som gjennomføring av et nytt *prosjekt* P, med kontantstrøm P – S – U. Prosjektet P er fordelaktig hvis sluttporteføljen S = U + P (med prosjektet) foretrekkes framfor utgangsporteføljen U (uten prosjektet). Prosjekt P gir m.a.o. et verdimessig positivt nettobidrag til utgangsporteføljen U.

Relevant risiko er knyttet til *risikoens verdieffekt.* Usikkerheten i prosjektet vurdert isolert kan lett være misvisende, idet porteføljesammenhengen overses. Relevant risiko i prosjektet P er nemlig bidraget til usikkerheten i sluttporteføljen S. Dette *risikobidraget* avhenger i sin tur sterkt av sammensetningen av utgangsporteføljen U og dennes samvariasjonsegenskaper med prosjektet P.

Relevant risiko har derfor et betydelig islett av *samvariasjon* med en *referanseportefølje* av beslutningsfatters samlede økonomiske aktivitet. Sammensetningen av denne referanseporteføljen vil være avgjørende for relevant prosjektrisiko. Det er derfor viktig hvilke andre inntektskilder (både eksisterende og planlagte) utover selve prosjektet som trekkes inn i analysen.

For en gitt referanseportefølje kan total risiko, d.v.s. risikoen ved prosjektet vurdert isolert, splittes opp i en relevant og en irrelevant del. For usikre prosjekter er total risiko alltid positiv, mens relevant risiko kan være negativ. I så fall er risikojustert rente lavere enn risikofri, til tross for at prosjektet er usikkert. Dette betyr at et risikabelt prosjekt

kan bli verdisatt høyere enn et tilsvarende risikofritt. Selv om dette er et sjeldent tilfelle, vil generelt samvariasjonen med den aktuelle referanseporteføljen være langt viktigere enn risiko som er spesifikk for prosjektet.

Koplingen mellom relevant risiko og verdi kan i prinsippet kreve opplysninger om både preferanser og referanseportefølje. Har beslutningsfatter tilgang til *kapitalmarkedene,* trengs imidlertid ikke informasjon om preferansene. Dersom også den såkalte separasjonsegenskapen holder, avhenger ikke prosjektverdien av den enkelte eiers individuelle særtrekk. Dermed kan prosjektet analyseres uten eksplisitt å trekke inn noen bestemt referanseportefølje. Denne porteføljen vil allikevel implisitt være med i analysen via markedspriser (risikojusterte rentesatser), siden disse bl.a. bestemmes av samvariasjon mellom prosjektet og prosjekteksterne størrelser.

VARIANSBASERTE RISIKOMÅL

Anta at en porteføljes risiko for en bestemt periode kan angis ved variansen til periodens kontanstrøm eller avkastning. Vi lar fortsatt P, U og S betegne henholdsvis prosjekt, utgangsportefølje og sluttportefølje, med P – S – U og S = P + U. Regnereglene for varians og kovarians gir dermed:

$$
\begin{aligned}
(1)\quad \mathrm{Var}(S) &= \mathrm{Var}(P+U) \\
&= \mathrm{Var}(P) + \mathrm{Var}(U) + 2\mathrm{Cov}(P,U) \\
&= \mathrm{Var}(P) + \mathrm{Cov}(P,U) + \mathrm{Var}(U) + \mathrm{Cov}(U,P) \\
&= \mathrm{Cov}(P,P+U) + \mathrm{Cov}(U,U+P) \\
&= \mathrm{Cov}(P,S) + \mathrm{Cov}(U,S)
\end{aligned}
$$

Her betegner Var(·) varians, og Cov(·,·) an gir kovarians. Andre likning i (1) viser at ved beregning av sluttporteføljens varians (Var(S)) kommer samvariasjonen mellom de to komponentene i sluttporteføljen (Cov(P, U)) i tillegg til variansleddene for disse komponentene (Var(P) og Var(U)). Siste likning i (1) splitter opp sluttporteføljens varians i to samvariasjonsledd mellom porteføljekomponentene og sluttporteføljen (henholdsvis Cov(P,S) og Cov(U,S)).

Siden porteføljen U svarer til situasjonen uten prosjektet, vil prosjektet endre sluttporteføljens varians med:

$$
\begin{aligned}
(2)\quad \mathrm{Var}(S) - \mathrm{Var}(U) &= \mathrm{Var}(P) + 2\mathrm{Cov}(P,U) \\
&= \mathrm{Var}(P) + \mathrm{Cov}(P,U) + \mathrm{Cov}(P,U) \\
&= \mathrm{Cov}(P,P+U) + \mathrm{Cov}(P,U) \\
&= \mathrm{Cov}(P,S) + \mathrm{Cov}(P,U)
\end{aligned}
$$

(2) viser *prosjektets risikobidrag* når en i utgangspunktet allerede har U. Relevant risiko er derfor prosjektets varians pluss det dobbelte av prosjektets kovarians med utgangsporteføljen. Alternativt kan relevant risiko skrives som summen av prosjektets kovarians med henholdsvis sluttportefølje og utgangsportefølje.

Hvis beslutningstaker *ikke* er bundet til også i framtida å sitte med utgangsporteføljen U, kan P og U begge anses som nye prosjekter. Det er da naturlig å bruke den symmetriske kovariansformuleringen fra siste likning i (1). Risikobidraget til P er i så fall:

$$(3)\quad \mathrm{Cov}(P,S) = \mathrm{Var}(P) + \mathrm{Cov}(P,U)$$

Uttrykkene (2) og (3) framhever at *samvariasjon* mellom prosjekt og referanseportefølje (sluttportefølje S og/eller utgangsportefølje U) er viktig for prosjektets relevante risiko. Prosjektrisikoen vurdert isolert (Var(P)) inngår riktignok i risikobidraget, men samvariasjonen mellom de to komponentene i sluttporteføljen (Cov(P,U)) er ofte langt viktigere for prosjektets relevante risiko. Dette gjelder særlig hvis kontantstrømmen fra prosjektet P er liten i forhold til utgangsporteføljen U. Er derimot prosjektet spesielt stort, kan prosjektvariansen likevel bli viktigste komponent i relevant risiko.

I en *veldiverisfisert portefølje* vil et enkeltprosjekt inngå med en svært liten andel av totalen. Prosjektets varians vil derfor i seg selv være nærmest uten betydning. Relevant risiko bestemmes hovedsakelig av kovarians mellom prosjektet og utgangsporteføljen.

Kovariansleddet kan splittes ytterligere opp, idet

(4) $Cov(P,U) = Corr(P,U) \cdot SD(P) \cdot SD(U)$

Her er Corr(·,·) korrelasjonskoeffisienten og SD(·) standardavviket. I praksis kan en bruke (4) til å anslå kovariansleddet slik:

- finn utgangsporteføljens standardavvik SD(U) ved separat analyse av f.eks. regnskaps- eller aksjekursdata;
- finn prosjektets standardavvik SD(P) ved f.eks. simulering;
- anslå grovt korrelasjonskoeffisienten Corr(P,U) fra erfaringsmateriale for tilsvarende prosjekter.

RELEVANT RISIKO I LIKEVEKTSMODELLER

Porteføljemodeller, slik de ble skissert i forrige avsnitt, viser at investor kan redusere sin risiko ved å diversifisere. Likevektsmodeller går et trinn videre og presiserer *hva slags* risiko investor kompenseres for å bære (dvs. relevant risiko). Dessuten spesifiserer slike modeller også *hvor stor* risikokompensasjonen er.

I slike likevektsmodeller finner vi at varianter av de samme tre faktorene fra slutten av forrige avsnitt bestemmer kovariansen mellom prosjekt og utgangsportefølje. I populære finansielle likevektsmodeller som kapitalverdimodellen CAPM og tilstandspreferansemodellen TSP består nemlig relevant risiko og dermed risikojustert rentesats av:

- makroøkonomisk usikkerhet
- usikkerhet ved prosjektet isolert sett
- en korrelasjonskoeffisient mellom en prosjektspesifikk og en makroøkonomisk størrelse.

I kapitalverdimodellen er *makroøkonomisk usikkerhet* representert ved standardavviket til markedsporteføljen, som i prinsippet omfatter alle aktuelle risikable aktiva. I tilstandspreferansemodellen vil variasjonskoeffisienten til grensenytten for konsum hos et representativt individ reflektere makroøkonomisk usikkerhet. Makroøkonomer burde kunne gi nødvendig informasjon om den aktuelle makroøkonomiske usikkerhet.

Prosjektanalytikers spesielle kompetanse går på den *prosjektspesifikke* risiko isolert sett. I CAPM er denne gitt ved standardavviket til prosjektets markedsbaserte avkastning, evt. standardavviket til prosjektets kontantstrøm. I TSP brukes her variasjonskoeffisienten til prosjektets kontantstrøm i vedkommende periode.

Den tredje faktoren er i CAPM *korrelasjonskoeffisienten* mellom markedsporteføljens avkastning og prosjektets avkastning (eller kontantstrøm). I TSP-modellen inngår korrelasjonskoeffisienten mellom prosjektets kontantstrøm og grensenytten av konsum. Slik samvariasjon vil datamessig sett ofte falle mellom to stoler: Verken prosjektanalytiker eller makroøkonom føler seg kallet til å ha velbegrunnete oppfatninger om denne koplingen mellom prosjektet og hele økonomien.

Analysenivå og relevant risiko i oljeprosjekter

Formålet med forrige avsnitt var å skape en prinsipiell forståelse av begrepet relevant risiko. Dette avsnittet bruker disse resonnementene på praktiske oljeprosjekter og diskuterer relevant risiko ut fra *seks ulike analysenivåer*. Disse nivåene er, fra lavest til høyest:

1) Prosjektet
2) Selskapet
3) Oljebransjen
4) Alle norske børsnoterte selskaper
5) Nasjonal samfunnsportefølje
6) Internasjonal samfunnsportefølje.

Hvert slikt analysenivå svarer til en bestemt referanseportefølje som prosjektet inngår i og som derfor prosjektets risikobidrag må ses i forhold til. I den sammenheng vil vi se at relevansen av de fem risikokategoriene fra avsnitt 1 (reservoar-, utbyggings-, produksjons-, inntekts- og politisk risiko) avhenger sterkt av analysenivået.

Vi starter på det laveste analysenivået og går så opp til det høyeste. Deretter går vi tilbake til det nest laveste, og fortsetter skrittvis opp til nest høyeste nivå. Vi har valgt denne progresjonen fordi den klart får fram de fleste poengene ved begrepet relevant risiko.

PROSJEKTNIVÅET

På dette nivået bedømmes prosjektets usikkerhet isolert fra alt annet. Prosjektet P knyttes ikke til noen utgangsportefølje U, slik at P alene oppfattes som hele den aktuelle sluttporteføljen S. Dermed forsvinner all samvariasjon mellom prosjekt og utgangsportefølje. I avsnitt 2.2 vil alle ledd med Cov(P,U) falle vekk, og risikobidraget er lik prosjektvariansen.

På prosjektnivået er *all* risiko ved prosjektet og *bare* denne relevant. Alle fem risikokategorier skal derfor med i prosjektanalysen. *Modelleringsmessig* betyr dette maksimal kompleksitet og mye arbeid med prosjektintern usikkerhet (variansleddet). Til gjengjeld spares innsats på modellering av samvariasjon med andre aktiviteter (kovarians med referanseportefølje).

Normalt er det nok *snarere regelen enn unntaket* at risikovurderinger foregår på prosjektnivået. Tendensen til ikke å se prosjektet risikomessig sammen med andre aktiviteter er trolig størst hos dem som enten ikke kjenner noe annet perspektiv eller som har egeninteresse i å fokusere på isolert prosjektrisiko. Både prosjektanalytikere og de som siden skal jobbe i prosjektet kan bevisst eller ubevisst ha personlige insentiver til å utføre risikoanalysen på prosjektnivå. F.eks. kan den enkelte ansatte være lite diversifisert for sin egen del, samtidig som han/hun senere kan komme til å svi hvis spesielt ugunstige utfall inntreffer innen prosjektet. Ulemper ved ugunstige utfall for enkelte av de fem risikokategoriene kan da tilsynelatende reduseres ved å skaffe prosjektet mange bein å stå på, f.eks. ved den fysiske eller økonomiske utforming av prosjektet. Risikospredning *innen* det enkelte prosjekt kan imidlertid være uønsket sett fra et høyere analysenivå, hvor prosjektspesifikke utfall blir tilnærmet nøytralisert av utfall fra andre aktiviteter.

I så måte er disse skjevhetene et *insentivproblem*: Det er ikke samsvar mellom ønsket risikovurdering ved prosjektanalysen og kontroll-/belønningssystemet ved den senere drift av prosjektet. Slike vridninger i oppfatningen av relevant risiko kan delvis unngås ved å la forskjellige personer få ansvar for prosjektanalyse, utbygging og drift. En annen mulighet er at sentralt hold i selskapet presiserer hvilke risikofaktorer som skal trekkes inn i prosjektanalysen samt angir mulig strategi for å motvirke usikkerhet. Normalt må det spesielle organisatoriske og opplæringsmessige tiltak til hvis selskapet vil jekke opp prosjektanalysen til et høyere risikonivå.

Mange store oljeprosjekter blir gjennomført på vegne av en eiergruppe, uten at eierandelene omsettes i et marked. Forskjellige parthavere kan da befinne seg i vidt forskjellig posisjon, med utgangsporteføljer som ikke er sammenlignbare. I slike tilfeller kan prosjektnivået være et naturlig felles utgangspunkt for vurderinger innen gruppen.

INTERNASJONAL SAMFUNNSPORTEFØLJE

Dette er det høyeste analysenivået og den motsatte ytterlighet av prosjektnivået. Oljeprosjektet ses nå som en del av samlet verdiskapning som tilfaller norske interesser i inn- og utland. Internasjonalt veldiversifiserte referanseporteføljer (U og S) er i prinsippet verdensomspennende og inneholder både realprosjekter og aktiviteter i internasjonale finansmarkeder.

Med et slikt globalt perspektiv på porteføljerisiko, domineres relevant risiko av samvariasjon med en internasjonal samfunnsportefølje (Cov(P,U)). Prosjektvariansen (Var(P)) blir nærmest neglisjerbar, med mindre det dreier seg om ekstremt store prosjekter. Enkelte enorme feltutbygginger kan likevel være så viktige at de må trekkes inn i analysen også på dette nivået.

Tre av de fem risikokategoriene ved en feltutbygging blir nå langt på vei irrelevante. Her kan som hovedregel både reservoar-, utbyggings- og produksjonsvariable inngå deterministisk med punktestimater. Derimot vil generell *politisk risiko* og særlig den del av inntektsrisikoen som skyldes *oljepris- og valutausikkerhet* ikke forsvinne selv ved internasjonal diversifisering. Pris- og valutautvikling må derfor modelleres stokastisk, dvs. slik at deres usikkerhet eksplisitt inngår i modellen. Dette gjelder også samvariasjon mellom disse variabelkategoriene og samfunnsporteføljen. Dermed vil det også følge at jo lavere inntektsrisiko en utbyggingsløsning har, desto bedre er den. Hvorvidt den

samtidig har høy eller lav reservoar-, utbyggings- eller produksjonsrisiko spiller imidlertid liten eller ingen rolle for prosjektets kvalitet på dette analysenivået.

Det er for øvrig et generelt prisnipp at risikokategorier som er relevante på ett nivå også er relevante på alle lavere nivåer. Inntektsusikkerhet og generell del av politisk risiko bør derfor tas hensyn til på alle seks nivåer.

Modellmessig innebærer høyeste analysenivå at kompleksiteten og arbeidsmengden med den interne prosjektusikkerheten blir lavest mulig. Bare et fåtall risiki skal modelleres stokastisk; i praksis bare inntektsrisikoen gjennom petroleumspris og valutakurs. For feltspesifikke data brukes stort sett kun punktestimater.

På den annen side kreves innfløkt modellering av usikkerheten i oljepris- og valutakursutvikling. Enda vanskeligere kan det være å bringe inn samvariasjon mellom disse variablene og samlet norsk nasjonalinntekt. I tillegg må kompensasjonskravet pr. risikoenhet beregnes. Selv med høyt kvalifiserte analytikere vil derfor operasjonalisering av relevant risiko på dette analysenivået være en komplisert oppgave.

Dataproblemer er derfor slett ikke å kimse av på dette analysenivået heller. For de aller fleste er modellering på internasjonalt porteføljenivå det intellektuelt mest uvante og krevende. Dessuten kan det være i strid med den enkeltes interesser, hvis en siden (gjennom f.eks. budsjettavvik) blir stilt til ansvar for ugunstige utfall på prosjektspesifikke variable.

SELSKAPSNIVÅET

Dette nivået fokuserer på den risikoendring prosjektet gir for summen av alle eksisterende og planlagte aktiviteter innen et selskap, som f.eks. Statoil, Norsk Hydro eller Saga. Utgangsporteføljen U er her selskapet uten vedkommende prosjekt. Prosjektets risikobidrag blir bygd opp av *både* prosjektspesifikk risiko *og* prosjektets samvariasjon med resten av selskapets aktiviteter. Ved spesielt store utbygginger er usikkerheten i selve prosjektets kontantstrøm, betraktet isolert, svært viktig for relevant risiko. Med noenlunde like store og ikke perfekt korrelerte prosjekter, vil 10–15 prosjekter totalt i et selskap likevel medføre at samvariasjonen blir utslagsgivende for et enkeltprosjekt.

Usikkerhet i oljepriser og valutakurser samt politisk risiko virker på alle oljeprosjekter samtidig og dermed på samvariasjon prosjektene imellom. De tre andre risikokategoriene (reservoar-, utbyggings- og produksjonsrisiko) kan på selskapsnivået være delvis irrelevante. Poenget er her at jo flere geologisk ulike områder, tekniske løsninger og økonomiske avtaler prosjektene er spredd over, desto mindre er et nytt oljeprosjekts relevante risiko. Jo mer prosjektene er tilnærmet *kopier* av hverandre, desto større del av prosjektrisikoen er relevant.

Fokus på selskapsrisiko frister derfor til å gi selskapet mange bein å stå på. *Vertikal integrasjon,* fra utforskning av oljefelt til distribusjon av raffinerte produkter til forbrukere, kan være en aktuell strategi for diversifisering på selskapsnivå. Uheldige utfall på et ledd i kjeden (f.eks. lav råoljepris) kan da delvis oppveies av gunstige utfall andre steder (f.eks. fortjeneste fra bensinsalg). Satsing på *helt andre ting* enn olje kan også lett bli resultatet av å betrakte risiko på selskapsnivået. Så lenge selskapets øvrige aktiviteter utgjør referanseporteføljen, vil nemlig selskapsdiversifiserende prosjekter ha lav eller endog negativ relevant risiko.

Modelleringsmessig er selskapsnivået like krevende som prosjektnivået. Selv om en nå slipper å modellere helt prosjektspesifikk usikkerhet, må det i stedet legges mye arbeid i samvariasjon mellom de enkelte aktiviteter innen selskapet.

OLJEBRANSJEN

Relevant risiko på dette nivået er det bidrag prosjektet gir til usikkerheten i den samlede petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Begrunnelsen for å vurdere usikkerhet på dette nivået er for det første den alminnelige oppfatningen at staten har et overordnet ansvar for samlet norsk petroleumsvirksomhet (f. eks. totalt produksjonsvolum, sysselsetting, investeringsaktivitet, totaletterspørsel). Dernest kommer det forhold at ettersom en betydelig del av statsinntekten (statens eier- og skatteinntekter) kommer fra sokkelen, vil usikkerheten i samlet oljevirksomhet gi risi-

kabel statsinntekt. Dette ble klart demonstrert våren 1986!

Risikomessig er det trolig liten forskjell mellom oljebransjenivået og selskapsnivået for norske oljeselskaper. Siden de fleste oljeselskapenes aktivitet på norsk sokkel er mer eller mindre kopier av hverandre, betyr dette at det på oljebransjenivå vil tas samme type risikohensyn som på selskapsnivå.

ALLE NORSKE BØRSNOTERTE SELSKAPER

Her settes prosjektet i sammenheng med en veldiversifisert portefølje av samtlige selskaper notert på Oslo Børs. Sett fra eierinteressene i et oljeprosjekt skriver relevant risiko seg da i stor grad fra variable som samvarierer med verdiutviklingen i de børsnoterte selskapene. Dette er først og fremst inntektsrisiko (oljepris og valutakurs) og generell del av politisk risiko (f.eks. aksjemarkedspolitikk). Spesielt for større felt vil dessuten enkelte deler av de tre andre risikokategoriene (reservoar-, utbyggings- og produksjonsrisiko) være relevante. Grunnen er at norsk landbasert virksomhet avhenger sterkt av Nordsjøaktiviteten og derfor ikke er helt diversifiserbar på dette nivået («Kuwait-effekten»).

Modelleringsmessig betyr dette mer kompleksitet enn på høyeste nivå, men mindre enn på prosjekt-, selskaps- og oljebransjenivå. Med den enperiodiske kapitalverdimodellen CAPM som utgangspunkt, kunne en la en passende indeks for Oslo Børs tilsvare markedsporteføljen. Relevant risiko ville da være noe i likhet med *systematisk risiko* (beta) fra CAPM. Dermed kunne risikojustert rente grovt beregnes, gitt anslag på prosjektets beta og markedets risikopremie.

NASJONAL SAMFUNNSPORTEFØLJE

Referanseporteføljen består her av den innenlandske delen av nasjonalproduktet, børsnotert eller ikke. I motsetning til det høyeste nivået tas derimot ikke med effektene av Norges internasjonale risikospredning gjennom utenlandske investerings- og finansieringsprosjekter.

Relevant risiko er derfor bidraget det nye prosjektet gir til usikkerheten i total innenlandsk verdiskaping. Oljebransjen (sokkelvirksomheten på nivå 3), øvrig direkte oljerelatert virksomhet og private og offentlige ringvirkninger gjør at det blir stadig sterkere samvariasjon mellom et nytt oljeprosjekt og innenlandsk verdiskaping. Relevant risiko og dermed avkastningskrav for oljeprosjekter blir derfor høyere desto mer dominerende oljen er i den innenlandske økonomien. Nordsjøprosjekter blir m.a.o. *mindre verd* enn før, mens prosjekter som samvarierer lite med oljevirksomhet får stadig lavere avkastningskrav og blir mer verdifulle.

Mens det for børsnoterte selskaper etter hvert er bygd opp omfattende databaser, vil det på det nasjonale samfunnsnivået være langt vanskeligere å skaffe empirisk grunnlagsmateriale for beregning av samvariasjon og risikokompensasjonskrav.

Valg av analysenivå

Avslutningsvis går vi over til en normativ diskusjon av hva vi oppfatter som *korrekt* nivå ved analyser av norske oljeprosjekter. Hittil har resonnementet vært slik: *Hvis* vi analyserer på et bestemt nivå, *så* er visse risikohensyn relevante, mens andre er direkte feilaktige. Gjennomgangen av alternative nivåer det kunne tenkes å bli argumentert for, var begrunnet med at det ikke er allmenn klarhet eller enighet om korrekt nivå. De fleste har nok ikke engang tenkt på at det finnes alternative nivåer, langt mindre forstått hvorfor forskjellige nivåer ikke er riktige.

Spørsmålet om korrekt analysenivå gjelder egentlig hvilken *interessegruppe* prosjektet primært skal tjene og hvilken *referanseportefølje* (hvilke andre inntektskilder) denne interessegruppen ønsker som jamføringsgrunnlag. Interessegruppen er eksempelvis alle deltakerne i et prosjekt på nivå 1, alle ansatte i Statoil på nivå 2, alle selskaper involvert på norsk sokkel på nivå 3, alle investorer i det norske aksjemarkedet på nivå 4, og alle innbyggerne i Norge på nivåene 5 og 6. Disse siste to nivåene viser betydningen av referanseporteføljen, idet selv en gitt interessegruppe åpenbart kan ønske ulike jamføringsgrunnlag ved prosjektvurderingen. Videre fokuserer vi på gruppen som en sam-

ling av interessenter; ikke på den interne fordelingen av interessegruppens fordeler og ulemper på de enkelte gruppemedlemmer[2]).

Ved prosjektvurderinger i selskaper med betydelige statlige eierinteresser (Statoil og Hydro) må *samfunnsøkonomiske vurderinger* komme inn i bildet. Et hovedformål for norsk oljepolitikk er at petroleumsvirksomheten skal drives til samfunnets beste. *Nasjonen* er derfor den legitime interessegruppen, som bør sikres grunnrenten (avkastning utover normal risikokompensasjon). De to viktigste virkemidlene er spesiell skattlegging av private utvinnere og direkte deltakelse gjennom enten statsselskapet Statoil eller egne statsandeler.

I et slikt perspektiv er *høyeste* analysenivå (internasjonalt diversifisert samfunnsporteføljе) mest korrekt fra en fagøkonomisk synsvinkel. Både på politisk hold og i opinionen synes det imidlertid å være liten forståelse for de fordeler bruk av internasjonale kapitalmarkeder kan gi m.h.t. risikoredusjon (jfr. Tempoutvalgets innstilling og diskusjonen om bruk av valutareservene). I så fall kan det være rimelig å gå ned til den *nasjonale* samfunnsporteføljen på nivå 5.

På begge disse nivåene er prosjektspesifikk usikkerhet irrelevant, med mindre det dreier seg om spesielt store prosjekter. For reservoar-, utbyggings- og produksjonsrisiko kan derfor bruk av en simuleringsmodell i hovedsak begrenses til beregning av punktestimater. Derimot må oljepris og valutakurs modelleres stokastisk. Det er da svært viktig å trekke inn hvordan disse samvarierer med Norges nasjonalprodukt eller nasjonalinntekt, ettersom dette avgjør det relevante risikobidraget.

Straks en beveger seg til lavere analysenivåer, tas det hensyn til *særinteresser* på bekostning av fellesskapet. Dette er ikke nødvendigvis illegitimt – – praktisk politikk består ofte i å bestemme hvem som skal få særbehandling – –, men det bør i tilfelle skje etter et bevisst valg. F.eks. kan det av sysselsettingsmessige årsaker være politisk aksept for særbehandling på *oljebransjenivå*. Den risikomessige effekten av dette er imidlertid temmelig sammenfallende med det en får dersom Statoil betrakter seg som løsrevet fra alle omliggende interessegrupper, inklusive eierne, og analysere på *selskapsnivå*.

Praktiske problemer med operasjonalisering av beregningene kan også lede til skifte av analysenivå. Risikohensyn basert på alle norske *børsnoterte* selskaper (nivå 4) kan svare nokså bra til hva en ville få ved å trekke inn *all* innenlandsk verdiskaping (nivå 5). Dette indikerer at en CAPM/TSP tankegang overfor det norske verdipapirmarkedet kan være et fornuftig kompromiss mellom ønsket om korrekte risikohensyn og muligheten for å gjennomføre risikojusteringer i praktiske prosjektanalyser. Et slikt opplegg inkluderer riktignok ikke internasjonal diversifisering av oljepris- og valutarisiko. Det er vanskelig å si hvor alvorlig dette er før problemet er undersøkt empirisk.

LITTERATURREFERANSER

Bøhren, Ø., Ekern, S. 1985: *Usikkerhet i oljeprosjekter. Relevante og irrelevante risikohensyn.* Senter for anvendt forskning, Norges Handelshøyskole, rapport nr. 1–1985.

Ekern, S., Bøhren, Ø. 1986: «Usikkerhet i oljeprosjekter». *Sosialøkonomen 8* (september), 31–33.

FOTNOTER

[1]) Denne artikkelen bygger i det alt vesentlige på en langt grundigere behandling i en separat arbeidsrapport (Bøhren og Ekern, 1985). Lesere som ønsker utdyping utover det denne artikkelen tar opp, henvises til arbeidsrapporten. Enkelte hovedresultater derfra finnes dessuten i et tidligere publisert sammendrag av flere andre arbeider om usikkerhet i oljeprosjekter (Ekern og Bøhren, 1986).

Arbeidsrapporten ble utarbeidet med støtte fra bl.a. Statoil og NAVF/Rådet for samfunnsplanlegging. Vi er imidlertid selv eneansvarlige for de synspunkter som legges fram.

[2]) Rammen for denne artikkelen tillater ikke at vi tar opp de risikomessige aspekter ved skatt og finansieringsform. Skattesystem og finansieringsform vil nemlig bidra til å fordele risiko mellom interessentene (eierne, kreditorene og staten). En del av disse problemstillingene er grovt skissert i arbeidsrapportens kapittel 4 (Bøhren og Ekern, 1985).