

## **SNF-RAPPORT NR. 01/2003**

### **Valg av diskonteringsrente ved nettinvesteringer**

**av**

**Christian Andersen  
Frode Skjeret**

SNF- prosjekt nr.: 3650 "Valg av diskonteringsrente ved nettinvesteringer"  
Prosjektet er finansiert av Statnett SF

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING  
BERGEN, JUNI 2003**

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

ISBN 82-491-0256-8  
ISSN 0803-4036

## **FORORD**

Denne rapporten utgjør dokumentasjonen av SNF prosjekt 3650 ”Valg av diskonteringsrente ved nettinvesteringer”. Prosjektet er finansiert av Statnett SF.

Under arbeidet med prosjektet har vi mottatt innspill fra Statnett SF. Professor Kåre P. Hagen, NHH og professor Thore Johnsen, NHH har gitt nyttige kommentarer til deler av rapporten. Eventuelle feil og mangler er forfatterens ansvar.

1/08 - 2003

Christian Andersen

Frode Skjeret



# INNHold

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Teoretisk grunnlag for risikojustering av diskonteringsrenter</b> .....	<b>3</b>
2.1	<i>Risiko</i> .....	3
2.2	<i>Komponenter i risikojustert diskonteringsrente</i> .....	4
2.2.1	Risikofri rente .....	5
2.2.2	Markedspremie .....	6
2.2.3	Systematisk risiko .....	7
2.3	<i>Markedsavledede krav ved samfunnsøkonomisk vurdering</i> .....	8
2.4	<i>Samfunnsøkonomisk vs. bedriftsøkonomisk vurdering</i> .....	12
2.4.1	Relevante aktører .....	12
2.4.2	Nasjonalformuen og samfunnsøkonomiske risikodimensjoner .....	13
2.5	<i>Nærmere om metodikk for risikojustering</i> .....	15
<b>3</b>	<b>Om transmisjonsinvesteringer og risiko</b> .....	<b>19</b>
3.1	<i>Generelt om nettinvesteringer</i> .....	19
3.2	<i>Diskusjon av enkelte elementer</i> .....	22
3.2.1	Teknologisk usikkerhet og investeringer knyttet til enkelte teknologier.....	23
3.2.2	Energipolitiske beslutninger .....	24
3.2.3	Investeringer begrunnet med almen tilgang til infrastruktur .....	25
3.2.4	Nettintegrasjon.....	26
3.3	<i>Oppsummering</i> .....	28
<b>4</b>	<b>Aktivabeta og vektet avkastningskrav</b> .....	<b>29</b>
4.1	<i>Introduksjon</i> .....	29
4.2	<i>Sammenlignbare selskaper</i> .....	32
4.3	<i>Anslag på aktivabeta for transmisjon</i> .....	35
4.4	<i>Vektet avkastningskrav</i> .....	39
<b>5</b>	<b>Spesielt om NSI</b> .....	<b>42</b>
5.1	<i>Introduksjon</i> .....	42
5.2	<i>Samfunnsøkonomiske effekter</i> .....	42
5.2.1	Samfunnsøkonomisk gevinst/tap .....	42
5.2.2	Diskusjon av følsomhet for konjunkturer og energipriser .....	49
5.2.3	Faste kostnader og systematisk risiko.....	54
5.3	<i>Referansebanen</i> .....	60
5.4	<i>Anslag på aktivabeta for NSI</i> .....	61
<b>6</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>63</b>

## 1 INNLEDNING

Denne rapporten diskuterer risikojustering av diskonteringsrenter for investeringer i transmisjonsnett og for investering i en undersjøisk kabel mellom Norge og England, det såkalte North Sea Interconnector (NSI) prosjektet. Utgangspunktet for prosjektet er bl.a. økt fokusering på differensiering av diskonteringsrenter for investeringer i offentlig sektor basert på risikostrukturen i det enkelte prosjektet.

Kapittel 2 legger grunnlaget for den videre analysen ved å presisere det teoretiske grunnlaget for risikojustering av diskonteringsrenter med utgangspunkt i kapitalverdimodellen. Første del av kapitlet diskuterer forholdet mellom systematisk og usystematisk risiko. Heretter diskuteres de enkelte komponentene i en risikojustert diskonteringsrente. Det legges vekt på forholdet mellom størrelser som kan observeres i eksisterende kapitalmarkeder og samfunnsøkonomisk analyse.

Kapittel 3 diskuterer generelt om forskjellige nyttekomponenter ved investeringer i transmisjonsnett. Formålet er dels å fastslå generelle karakteristika ved transmisjonsinvesteringer, dels å vurdere grunnlaget for å differensiere mellom risikokarakteristika ved forskjellige investeringsprosjekter. Det tas utgangspunkt i en analyse av utfordringer for utviklingen av sentralnettet for de kommende år. Enkelte usikkerhetsfaktorer diskuteres for å vurdere om de gir grunnlag for en egen risikojustering. Grunnlaget for analysene er diskusjonen av systematisk usikkerhet i kapittel 2. Analysen konkluderer med at de fleste av de usikkerhetsfaktorer som trekkes frem i diskusjonen må anses for usystematisk risiko.

Kapittel 4 tar utgangspunkt i observerte anslag på systematisk risiko for forskjellige typer av infrastrukturinvesteringer. Ut fra en kritisk diskusjon av anslag fra en rekke utenlandske kilder gis en vurdering av nivået på systematisk risiko for transmisjonsinvesteringer. Ut fra de relevante verdier for risikofri rente og markedspremien observert i Norge beregnes vektet avkastningskrav for denne typen investeringer.

Kapittel 5 diskuterer risiko knyttet til NSI prosjektet. Som flere andre kabelprosjekter til utlandet er NSI begrunnet med muligheten for effektarbitrasje og betydningen av import eller eksport av energi i hhv. tørr- og våtår. Det gis en prinsipiell vurdering av risikoforholdene for

de forskjellige nyttekomponenter som knytter seg til et prosjekt av denne typen. Det gis også en vurdering av betydningen for risikodeling av organiseringen og finansieringen av prosjektet mellom de Norske og Engelske interessenter.

## **2 TEORETISK GRUNNLAG FOR RISIKOJUSTERING AV DISKONTERINGSRENTER**

I dette kapitlet diskuteres først risiko og påvirkningen dette har på avkastningskravet til investeringer. Vi følger vanlig praksis og benytter kapitalverdimodellen ved fastsettelse av risikojustert diskonteringsrente. Dernest (kap. 2.2) ser vi på hvilke parametere som må fastsettes for å finne diskonteringsrenten ved bruk av kapitalverdimodellen. Denne diskusjonen er fulgt av en drøfting omkring relevansen av markedsavledede krav i samfunnsøkonomiske analyser. I avsnitt 2.4 går vi så gjennom relevante størrelser for på samfunnsøkonomisk nivå å vurdere risiko ved investeringer. Avslutningsvis går vi inn på hvordan vi konkret går frem for å finne avkastningskravet til investeringer i transmisjonsnett.

### **2.1 Risiko**

Kapitalkostnaden til en investering tilsvarer avkastningen som investorer krever å motta fra prosjektet for å binde kapital til investeringen. Med andre ord må avkastningen til et prosjekt være tilstrekkelig til å lokke investorer til å investere i prosjektet fremfor andre investeringsalternativ. Investorer står overfor en rekke investeringsalternativ og kapitalkostnaden til et prosjekt reflekterer avkastningen til disse alternative plasseringsmulighetene. Kapitalkostnaden er således en alternativkostnad. De alternative prosjektene er priset i kapitalmarkedet, og rangeringen av prosjektene avhenger av faktorene forventet avkastning og risiko. Avkastningen er en forventningsverdi som illustrerer at lønnsomheten ved prosjektet er en usikker størrelse, og prosjektets risiko illustrerer usikkerheten knyttet til lønnsomheten.

Om investor eier *en* aksje kan en tenke seg at det er to kilder til risiko ved avkastningen til denne investeringen. For det første er bedriftsspesifikke hendelser avgjørende for utviklingen til aksjen. I tillegg er generelle makroøkonomiske forhold viktige for avkastningen til selskapet. Ved å kjøpe en portefølje med verdipapir kan investor diversifisere vekk den bedriftsunike risikoen og således sitte igjen med den makroøkonomiske (systematiske) risikoen. Vi gjør i denne rapporten et klart skille mellom systematisk og usystematisk risiko. På den ene siden har usystematisk (bedriftsunik eller prosjektspesifikk) risiko ingen innvirkning på avkastningskravet. På den andre siden er systematisk (ikke-diversifiserbar)



risiko eneste prosjektrelaterte faktor som bestemmer avkastningskravet til et prosjekt. I prosjektanalyser er det også knyttet risiko til spesifikke hendelser. For eksempel er det ofte – ved store prosjekt – knyttet risiko ved verdien til investeringen frem til tidspunktet for ferdigstillelse. En stor del av risikoen forsvinner etter at prosjektet ”er oppe og går”. Det kan også være knyttet slik ”milepælsrisiko” til politiske beslutninger. Denne typen risiko, til tross for at den kan være stor, vil oftest være prosjektspesifikk og påvirker derfor ikke avkastningskravet. Investorene i kapitalmarkedet forutsettes å være veldiversifiserte, slik at all bedriftsunik risiko er fjernet fra den totale porteføljen. I et effektivt kapitalmarked får en derfor utelukkende betalt for systematisk risiko, og bedriftsunik risiko forutsettes diversifisert vekk fra investorenes investeringsporteføljer. For å evaluere risikoen til investeringer benytter vi kapitalverdimodellen. Denne modellen ser på kapitalkostnaden til investeringer ved ligningen:

$$r_i = r_f + \beta \cdot RP$$

Her gir  $r_i$  avkastningen til investeringen, mens  $r_f$  indikerer risikofri rente og  $\beta$  representerer den systematiske risikoen til investeringen, gitt ved kovariansen mellom avkastningen til investeringen og avkastningen til det totale markedet. Parameteren  $RP$  gir markedets krav til meravkastning utover risikofri rente, eller risikopremien. I den videre fremstillingen ser vi nærmere på størrelsen til parametrene i kapitalverdimodellen.

## 2.2 Komponenter i risikojustert diskonteringsrente

Som det fremkom i det forrige avsnittet må en gjøre anslag på tre parametere for å kunne bestemme kapitalkostnaden ved bruk av kapitalverdimodellen. Risikofri rente blir i det følgende estimert i finansmarkedet, mens for anslag på risikopremien brukes anslag benyttet i Finansdepartementet (1999) og Finansdepartementet (2000). Når det gjelder anslag på systematisk risiko eller betaverdi, vil dette bli lagt frem i kapitlene 4.3 og 5.4.

### 2.2.1 Risikofri rente

Risikofri rente inngår i kapitalverdimodellen, og må fastsettes før en kan anslå kapitalkostnaden til en investering. Den *nominelle risikofrie renten* (som observert i finansmarkedene) er sammensatt av to komponenter, risikofri realrente og inflasjonsforventninger.

Som anslag på risikofri rente benyttes avkastningen på statsobligasjoner. Det eksisterer en rekke statsobligasjoner med løpetider som strekker seg fra 3 måneder<sup>1</sup> til 10 år. En rekke faktorer må tas hensyn til ved valg av løpetid på risikofri rente. Kapitalverdimodellen er i utgangspunktet enperiodisk og løpetiden til risikofri rente bør derfor reflektere løpetiden til prosjektet. Men på grunn av at lange gjeldspapir er heftet med en likviditetspremie, må en være varsom med å bruke for lang risikofri rente. En står overfor valget mellom i) å velge en kort rente for å minimere feil knyttet til likviditetspremien og ii) å velge en lang rente for å minimere feil ved at løpetiden ikke er tilpasset prosjektets varighet.

Observerte nominelle renter varierer mellom land. Finansdepartementet (1999) legger opp til at internasjonale renter skal benyttes ved samfunnsøkonomiske analyser. Videre er det de nominelle rentene som norske aktører får tilgang til i internasjonale markeder som er den relevante risikofrie renten, og denne renten er best representert ved norske statsobligasjoner. Dette følger av finansiell arbitrasje mellom nasjonale rentemarkeder, hvor forventet spotkurs avhenger av rentedifferanser. Vi velger derfor å bruke en 3 årig nominell statsrente som estimat på nominell risikofri rente. Denne ligger for øyeblikket på 6%. Vi velger samtidig å bruke sentralbankens inflasjonsmål som inflasjonsforventning (2,5%), og vi får derfor at reell risikofri rente tilsvarer 3,5%.

**Risikofri nominell rente : 6%**

**Risikofri realrente : 3,5%**

<sup>1</sup> Statlige gjeldspapir med løpetider på 3, 6, 9 og 12 måneder kalles *sertifikater*, mens statspapir med løpetid over 1 (3, 5 og 10 år) år kalles *obligasjoner*.

### 2.2.2 Markedspremie

Den andre faktoren som må fastslås er markedets meravkastning i forhold til risikofri avkastning. Markedspremien beskriver forventet avkastning over risikofri avkastning for å kompensere investor for den økte risikoen ved å investere i aksjer (i stedet for risikofritt). Markedspremien er felles for hele markedet og påvirkes ikke av bedriftsunike faktorer. Det eksisterer en rekke metoder for å fastslå markedspremien, men vi legger her til grunn tidligere arbeider som omtaler markedspremien i det norske aksjemarkedet.

Markedspremien varierer av en rekke årsaker, og størrelsen på denne er underlagt en stor del forskning. Kortsiktige variasjoner i markedspremien vil ikke være relevant for investeringsprosjekter med denne løpetiden, og vi søker derfor å bruke et estimat på markedspremien som reflekterer den risikoen en forventer å finne i de norske finansmarkedene i fremtiden. NOU (1997) bygger på Johnsen (1996) og legger til grunn en observert historisk markedspremie på om lag 6%. På grunn av utviklingen (moderniseringen) av det norske finansmiljøet de senere år har markedspremien sannsynligvis falt, og den forventes å være lavere enn det historiske gjennomsnittet også i fremtiden. For fastsettelse av kapitalkostnaden legger vi til grunn en markedspremie på 5% (som Johnsen (1996)). Se Gjesdal and Johnsen (1999) kapittel I.4.2 for en begrunnelse av reduksjonen i markedspremien. Til tross for at vi i den videre analysen bruker både før og etter skatt størrelser, er vi i hovedsak ute etter et avkastningskrav på etter skatt basis. Markedspremien består av differansen mellom markedets avkastning, som er en etter skatt størrelse og avkastningen på risikofritt aktiva, som er en før skatt størrelse. Direkte bruk av den observerte markedspremien medfører at vi sammenligner to begrep med forskjellige benevnelser, og vi må derfor justere den observerte markedspremien til enten en før skatt størrelse eller en etter skatt størrelse. For en begrunnelse av dette, samt en utledning av markedspremien før og etter skatt se kapittel 4.4.

<b>Markedspremie (observert) 5%</b>
-------------------------------------

### **2.2.3 Systematisk risiko**

Markedspremien er i finansielle markeder gitt ved differansen i avkastning mellom risikofri rente og markedsporteføljen. Den systematiske risikoen til et prosjekt (representert ved betafaktoren) plukker opp prosjektets unike risikokarakteristika, og kan tolkes som en skaleringsfaktor for markedets risikopremie. Investorer (og bedrifter) kan velge mellom en rekke ulike investeringer med ulik grad av systematisk risiko. Når en evaluerer en investering skal kapitalkostnaden reflektere prosjektets unike risiko. Kapitalkostnaden skal således avhenge av hvor (hvilket prosjekt) kapitalen blir satt i arbeid. Med andre ord er det prosjektets marginale risiko som er relevant ved fastsettelse av kapitalkostnaden. I tilfeller hvor investeringen verken er mer eller mindre risikabel enn andre av selskapets prosjekt, kan en tolke selskapets gjennomsnittlige risiko som relevant risiko.

Den systematiske risikoen til investeringen er i kapitalverdimodellen gitt ved betafaktoren. Den systematiske risikoen (representert ved betaverdien) bestemmer hvordan avkastningskravet skal differensieres i forhold til normal forretningsrisiko. Systematisk risiko måles i bedriftsøkonomiske analyser i forhold til en bred aksjeindeks, men denne risikoen måles i forhold til nasjonalformuen i samfunnsøkonomiske analyser. Børsindeksen er i bedriftsøkonomiske analyser en proxy på verdien av alle andre investeringer som investor står overfor.

### 2.3 Markedsavlede krav ved samfunnsøkonomisk vurdering

I valg av diskonteringsrente vil vi – i samsvar med NOU (1997) – bruke markedsavlede avkastningskrav. Vi bruker markedsavlede estimat på både prisen på risiko (risikopremien i kapitalverdimodellen) og systematisk risiko (betaverdien i kapitalverdimodellen) i analysen. For å begrunne dette må vi godtgjøre at markedets pris på risiko er sammenfallende med befolkningens pris på risiko. Vi ser kort på tre spørsmål vedrørende bruken av markedsavlede krav (Se Halleraker (1995) for en grundigere diskusjon av disse temaene):

- i. Er børsporteføljen representativ for nasjonalformuen?
- ii. Er markedsaktørene representative for befolkningen?
- iii. Tar markedsaktørene hensyn til samfunnsøkonomisk relevant risiko?

For å besvare det første spørsmålet må vi se på om børsens sammensetning er lik nasjonalformuens sammensetning<sup>2</sup>. For eksempel om nasjonalformuen er mer utsatt for endringer i oljeprisen enn børsindeksen, finner en utifra kapitalverdimodellen at risikopremien på oljeaktiva er for lav i forhold til det samfunnsøkonomisk korrekte. Også en del typer aktiva er utelatt fra børsporteføljen, men det viser seg i praksis at ikke-omsatte aktiva i liten grad endrer børsporteføljes risikoprofil. Og om det er slik at risikopremien til en aksje prises i forhold til investorenes totale formue, trenger en ikke justere markedsavlede krav (Halleraker (1995)). *Vi legger derfor til grunn at risikopremien til børsformuen er representativ for risikopremien til markedsporteføljen.*

Når det gjelder i hvilken grad markedsaktørene er representative for befolkningen må vi evaluere i hvilken grad markedsaktørenes oppfatning av risiko er sammenfallende med de som bærer risikoen (befolkningens) sin risikooppfatning. Dette fordi det offentlige skal gjenspeile befolkningens preferanser og da er det nødvendig at markedsaktørenes vurdering av risiko er sammenfallende med befolkningens. Dette for at markedsprisen på risiko skal kunne benyttes i samfunnsøkonomiske analyser. Ikke alle i Norge deltar i handelen på børsen, men samtidig deltar en del indirekte gjennom aksjefond og forsikringsordninger. Det er spesielt unge mennesker som har størst vansker med å delta i finansmarkedene som følge av at formuen er knyttet til fremtidig inntekt (humankapital). Om utestengte grupper har preferanser ulik markedsdeltakerne, vil heller ikke prisen på risiko tilsvare den samfunnskorrekte prisen. Men det er ingen grunn til å tro at utestengte grupper (unge

---

<sup>2</sup> Børsformuen utgjør en liten del av nasjonalformuen, men størrelsen er ikke viktig for å evaluere gyldigheten til markedet. Sammensetningen av markedsporteføljen er i større grad bestemmende for gyldigheten.

mennesker) har preferanser som ikke er sammenfallende med markedsaktørene. *Vi legger til grunn at markedsaktørene er representative for befolkningen.*

Det siste spørsmålet drøfter i hvilken grad en kan regne med at aktørene som deltar i markedet tar hensyn til relevant risiko. De to første spørsmålene gir svar på i hvilken grad en kan bruke markedets pris på risiko som anslag på samfunnets pris på risiko. Dette spørsmålet undersøker i hvilken grad markedsavlede anslag på bedriftsøkonomisk risiko (betaverdien) kan anvendes som anslag på samfunnets anslag på risiko. I NOU (1997) er det ikke klart lagt frem hvordan en skal gå frem for å justere observerte bedriftsøkonomiske størrelser for å komme frem til et relevant samfunnsøkonomisk krav. For transmisjonsprosjekter kan en likevel si at en observerer markedets krav på sammenlignbare prosjekt. En kan også forutsette at slike prosjekter kan gjennomføres av private aktører, og dette gir at markedsbaserte krav skal ligge til grunn for investeringsprosjekter i transmisjon. Dette sikrer symmetrisk behandling av potensielle investorer, eller symmetrisk behandling mellom private og offentlige investorer. Lønnsomheten til disse prosjektene avhenger av konjunktuelle faktorer, og utgangspunktet for valg av samfunnsøkonomisk risikovurdering kan ta utgangspunkt i risikostrukturen til generelle energiprojekter, gitt at det ikke eksisterer kiler mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske vurderinger av risikoen til prosjekter. Flere faktorer kan imidlertid tenkes å skape en kile mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomiske risikovurderinger, men det er spesielt to årsaker som kan gi avvik mellom markedets vurdering av risiko og den samfunnsøkonomisk relevante risiko for vårt formål. Den første effekten knytter seg til effekter av virksomheten som er eksterne i forhold til de private aktører, men som er samfunnsøkonomisk relevante. Dette kan f.eks. være effekter knyttet til økt sikring mot avbrudd for konsumenter og produsenter. Hvis denne typen nyttevirkninger ikke avspeiles i inntekten for de private aktører, vil de ikke bli tatt hensyn til ved vurderingen av risikoen ved prosjektet. Dette vil være en kilde til avvik mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk risikovurdering hvis disse nytteeffektene faktisk er relevante for vurderingen av systematisk risiko ved prosjektet. Den andre årsaken er regulering av inntekten for det private selskapet. Hvis et regulert selskap er notert på børsen vil vurderingen av selskapets aksjeverdi avhenge av den inntektsstrøm som reguleringsmekanismen tillater. På samme måten vil den systematiske risikoen knyttet til selskapets aksjeverdi avhenge av reguleringen. Dette betyr at man ved bruk av aksjeverdier må vurdere om alle relevante faktorer er trukket inn i risikovurderingen, både med hensyn til virkninger som er eksterne i forhold til markedsaktørene og med hensyn til regulering.

Vi har i dette avsnittet forsøkt å koble sammen teorien fra bedriftsøkonomisk ståsted til de relevante samfunnsøkonomiske analysene som Statnett bruker ved investeringsprosjekter. Spørsmålene over kan illustreres med følgende tabell:

**Tabell 2.1 Sammenheng mellom bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi**

	Bedriftsøkonomi		Samfunnsøkonomi
1. spørsmål	Børspportefølje	↔	Nasjonalformue
2. spørsmål	Investorer	↔	Samfunnet
3. spørsmål	Bedriftsøkonomisk relevant risiko	↔	Samfunnsøkonomisk relevant risiko

I det første spørsmålet forsøkte vi å begrunne at børspporteføljen var en tilstrekkelig proxy for nasjonalformuen ved fastsettelsen av kapitalkostnaden ved samfunnsøkonomiske analyser. Videre hevdet vi – med bakgrunn i – tidligere teoretiske arbeider at private investorer i stor grad tok hensyn til samfunnsøkonomisk viktige risikodimensjoner ved investeringer i omsatte verdipapir. Til tross for at det kan være skjevheter i både børspporteføljen og investorenes risikovurderinger, har vi ingen grunn til å anta at bedriftsøkonomiske størrelser avviker systematisk fra de samfunnsøkonomiske på dette området. Med bakgrunn i de to spørsmålene fastslår vi derfor at prisen på risiko som observert i markedene er et tilstrekkelig anslag på samfunnets pris på risiko. Det siste spørsmålet tar for seg i hvilken grad vi kan bruke de bedriftsøkonomiske anslagene på prosjektspesifikk risiko som anslag på samfunnets risikoholdning overfor prosjekter. Ved vurdering av det siste spørsmålet la vi til grunn at en kan bruke bedriftsøkonomiske anslag på risiko for samfunnsøkonomiske analyser når det kunne godtgjøres at disse i stor grad er sammenfallende. Vi pekte på at det kan være to årsaker til en differanse mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomiske risikovurderinger ved investeringer i transmisjonsinvesteringer. Først pekte vi på eksterne virkninger, og deretter pekte vi på at regulering av private selskaper påvirker den observerte systematiske risikoen, noe som kan skape en kile mellom bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske risikovurderinger.

Vi legger til grunn at markedsavledede krav med bakgrunn i bedriftsøkonomiske risikoprofiler er tilstrekkelig til å danne utgangspunkt for fastsettelsen av samfunnsøkonomiske diskonteringsrenter. Men i tillegg legger vi til grunn at en må ta omsyn

til spesifikke elementer ved samfunnsøkonomiske nytte-kostnads analyser som skiller seg fra rent bedriftsøkonomiske. Vi vil også i de påfølgende kapitler vurdere hvordan risikoen på samfunnsøkonomisk nivå er for transmisjonsinvesteringer. For å konkludere vil vi imidlertid legge markedsavlede størrelser til grunn for deretter å eventuelt justere disse for samfunnsøkonomiske effekter.



## **2.4 Samfunnsøkonomisk vs. bedriftsøkonomisk vurdering**

I dette avsnittet ser vi først kort på hvem som bærer risikoen ved investeringer i sentralnettet, samt hvordan de ulike aktørene bærer risikoen. Dernest ser vi på den relevante referanseporteføljen som er nasjonalformuen, samt relevante risikodimensjoner ved nasjonalformuen som må vurderes ved analyser av risiko ved investeringer.

### **2.4.1 Relevante aktører**

Det er i første rekke fire grupper av aktører som påvirkes av investeringer i nettkapasitet i sentralnettet eller ved overføringskabler til utlandet. Det er for det første Statnett som eier av store deler av sentralnettet og eventuelt som medeier i kabelprosjekter. Det er for det annet andre nettselskaper, enten de eier deler av sentralnettet eller bare lavere nettnivåer. Det er for det tredje produsenter av kraft og endelig konsumenter. For Statnett vil risikoen på inntektssiden knytte seg til inntekter fra sentralnettariffen og eventuelt eierinntekter fra kabelprosjekter. På utgiftssiden vil fremtidige driftsutgifter og kapitalkostnader bidra til usikkerhet. De tre øvrige aktørene påvirkes både på grunn av endringer i tilbud og etterspørsel som slår igjennom i priser i kraftmarkedet og på grunn av muligheten for endringer i sentralnettariffen.

Effektene for disse fire grupper av aktører kan ikke ses uavhengig av hverandre. Effektene kan motvirke hverandre. For eksempel vil økte priser i et område (i gjennomsnitt) medføre redusert konsumentoverskudd, men de økte prisene gir samtidig en økning i produsentoverskuddet. Produsentoverskudd og konsumentoverskudd kan også bli påvirket av samhandel med eksterne områder (eks. andre land). Hva som er endring i samfunnsøkonomisk overskudd avhenger av summen av effektene. Dette er analogt med konkurranserisiko i finansielle markeder. En investor som eier to konkurrerende bedrifter vil stå overfor betydelig bedriftsunik risiko for hvert selskap, men totalt er den bedriftsøkonomiske risikoen diversifisert vekk. Det er de konsoliderte samfunnsøkonomiske effekter som er relevante i denne analysen. For å komme frem til den samfunnsøkonomisk relevante risikoen må vi se på hvordan gevinstene og tapene ved økt transmisjonskapasitet samvarierer med nasjonalformuen. Dette kommer vi til i det neste avsnittet.

Et annet forhold er at det offentlige er inne på eiersiden for både nett og produksjon. Staten er eier av Statnett. På produsentsiden er staten eier av Statkraft. Kommuner og fylker er inne på eiersiden spesielt for lavere nettnivåer og på produsentsiden. Dette betyr at en del av risikoen ved investeringer i sentralnettet kan bli ført videre til privat sektor via den offentlige sektors inntektsside (skatter og avgifter) eller utgiftsside (offentlige tjenester og overføringer).

#### **2.4.2 Nasjonalformuen og samfunnsøkonomiske risikodimensjoner**

Når diskonteringsrenter differensieres for å avspeile risiko ved forskjellige prosjekter er det bare prosjektets systematiske risiko som er relevant. Andre usystematiske risikokomponenter kan i prinsippet diversifiseres bort, og skal derfor ikke avspeiles i diskonteringsrenten. Den systematiske risikoen avhenger av samvariasjonen mellom inntektsstrømmene i prosjektet og den samlede formue. Intuitivt vil inntekter som kommer i perioder hvor den samlede formue er høy ha mindre verdi enn inntekter som kommer i perioder hvor den samlede formue er lav. Det omvendte vil gjelde for kostnadskomponenter. Inntektsstrømmer som er medsykliske i forhold til den samlede formuen vil derfor bli belastet med en risikopremie som gir en høyere diskonteringsrate. Motsykliske inntektsstrømmer vil få en lavere diskonteringsrate. I en samfunnsøkonomisk vurdering er det nasjonalformuen som er den relevante portefølje som inntektsstrømmene fra prosjektet skal vurderes mot. Det er derfor nødvendig å gi en oversikt over relevante risikodimensjoner for nasjonalformuen, dvs. forhold som kan føre til svingninger i denne.

Tidshorizonten for transmisjonsprosjekter som vurderes er forholdsvis lang, mellom 30 og 70 år. Dette må avspeile seg i diskusjonen av relevante risikofaktorer og dimensjoner for nasjonalformuen. De fleste analyser av risiko knyttet til nasjonalformuens størrelse i fremtiden benytter noen få dimensjoner. Halleraker (1995) gir en grundig diskusjon av nasjonalformuens sammensetning basert på Steigumutvalgets innstilling NOU (1988). De relevante tilstandsdimensjoner for usikkerheten blir her oljepris, internasjonale konjunkturer og naturmiljø og klima. NOU 1997:27 *Nytte-kostnadsanalyser* fremhever oljepris og internasjonale konjunkturer som relevante tilstandsdimensjoner.

Siden nasjonalformuen beregnes som nåverdien av fremtidig inntekt fra forskjellige kilder vil der være knyttet betydelig usikkerhet til anslag på størrelsen og sammensetningen på

enkeltkomponenter. En del av komponentene er nyttestrømmer som ikke svarer til observerte verdier i markedet. De elementene som lettest kan verdsettes er avkastningen av arbeidskraft og humankapital, avkastningen av petroleumsformuen og beholdningen av real- og finanskapital. Beregninger<sup>3</sup> viser generelt at den helt dominerende del av nasjonalformuen knytter seg til arbeidskraft og humankapital med en andel på omkring 80 %. Heretter følger summen av real- og finanskapital med omkring 14 % og til sist petroleumsformuen med en andel på 6 %.

Det er relevant å følge oppdelingen i risiko knyttet til petroleumsformuen (avhengig av olje- og gasspriser internasjonalt) og konjunkturrisiko. Det er ikke uavhengighet mellom disse to dimensjoner. En økning i oljepriser vil bidra til å øke nasjonalformuen i Norge, men har ikke sterk direkte betydning for konjunkturer i Norge fordi olje inngår som innsatsfaktor i mindre grad enn i andre land. For andre land som er mer avhengig av olje vil konjunkturer kunne bli sterkere påvirket av oljeprissvingninger. Dette vil spesielt være tilfellet ved tilbudssjokk i oljemarkedet. Et eksempel er oljekrisen forårsaket av oljeprisstigninger omkring 1973 som førte til konjunkturedgang. Under normale omstendigheter vil det imidlertid være en positiv sammenheng mellom konjunkturer og oljepris, idet en høykonjunktur fører til økt etterspørsel etter olje som innsatsfaktor. I denne situasjonen vil Norge påvirkes i samme retning både av konjunktur og oljeprisrisiko. Et fall i prisen på olje kan være resultatet av internasjonale avtaler om reduksjon i utslipp av CO<sub>2</sub>. I denne situasjonen vil konjunkturer både i Norge og andre land bli påvirket negativt.

Det vil være relevant å skjelne mellom forskjellige scenarier for nasjonalformuen, f.eks.:

- Konjunkturoppgang eller -nedgang ledet fra utlandet eller felles for Norge og utlandet
- Et sjokk i verdensmarkedsprisen for olje eller gass.
- Et scenarie med klimapolitiske tiltak som reduserer produsentprisen for olje og øker prisen for sluttbrukere.

Beslutninger om klimapolitikk kan i seg selv anses for å være usystematisk risiko. Det vil imidlertid har en systematisk virkning samfunnsøkonomisk for Norge da det påvirker nasjonalformuen samtidig som endringen i energipriser for sluttbrukere kan ha effekt på

---

<sup>3</sup> Se f.eks. Langtidsprogrammet (2002-2005) st.meld. nr. 30 (2000-2001) p. 137 for en diskusjon. St.meld. nr. 2 (2001-2002) p. 57 og St.meld. 1 (2002-2003) inneholder litt forskjellige tall, men med samme størrelsesorden.

lønnsomheten av energirelaterte prosjekter som f.eks. transmisjonsledninger og overføringskapasitet til utlandet. Hvilke scenarier som er mest relevant vil avhenge av prosjektet som analyseres. I den videre diskusjon vil oppmerksomheten bli konsentrert om konjunkturutviklingen, men også energipriser kan være relevant i vurderingene.

## **2.5 Nærmere om metodikk for risikojustering**

For å komme frem til markedsavlede krav har vi i utgangspunktet tre fremgangsmåter. Først kan en gjennomføre analyser av systematisk risiko til sammenlignbare prosjekt (eller selskaper som driver med lignende prosjekt). Dette medfører en analyse av avkastningen til relevante selskaper og dens samvariasjon med avkastningen til markedsporteføljen. Dernest kan en også forsøke å anslå systematisk risiko ved først å identifisere ulike faktorer som bestemmer den systematiske risikoen, og deretter anslå hvor sterk påvirkning disse faktorene har på den relevante risikoen. Til sist kan en bruke en såkalt "betabok". Dette innebærer at en ser på andres estimat på systematisk risiko til sammenlignbare selskaper i det relevante markedet eller i andre (utenlandske) markeder. Vi vil i de to neste avsnittene kort omtale "kartlegging av systematisk risiko" og bruken av andres betaestimat (betabok).

### *Kartlegging av systematisk risiko*

Det finnes flere analyser som gir prinsipielle anbefalinger om fremgangsmåten for å kartlegge systematisk risiko, se f.eks. Johnsen (1992), Halleraker (1995) og NOU (1997:27). Oppdelingen i underpunkter kan variere, men følgende elementer er inkludert:

1. Kartlegging av forventede nytte- og kostnadsstrømmer og total risiko.
2. Kartlegging av systematisk risiko.
3. Beregning av risikopremie for systematisk risiko.
4. Risikooppløsning og informasjonsproduksjon.
5. Tapt opsjonsverdi og venting.
6. Supplerende kvalitative analyser.
7. Beslutning.

I det følgende vil vi konsentrere oppmerksomheten om kartlegging av forventede nytte- og kostnadsstrømmer og vurderingen av systematisk risiko. Diskusjonen vil fokusere på faktorer som er viktige for fastsettelse av risikojustering.

Grunnlag for analysen: Basisscenarie:

- Ved vurdering av langsiktige prosjekter må det ligge til grunn en vurdering av den fremtidige utviklingen i en rekke relevante variable. Dette kan være i form av utviklingsbaner for sentrale størrelser eller i form av et representativt sett av variable som uttrykker en typisk situasjon i fremtiden.
- I investeringsanalyser er det relevant å se på hva som er situasjonen ved beste alternativ til den investering som analyseres. Man får da frem differanseavkastningen i forhold til beste alternativ.

Kartlegging av forventede nytte- og kostnadsstrømmer:

- Det kan være relevant å beskrive utviklingen i nytte og kostnader hver for seg.
- På kostnadssiden må det tas hensyn til både investerings- og driftskostnader. Usikkerheten over planleggingshorisonten kan variere mellom disse komponentene.
- Ved vurderingen av nyttesiden tas hensyn til både direkte inntekter og andre samfunnsøkonomiske nyttevirkinger.
- Det må legges spesielt vekt på begrunnelsen hvis spesielle nyttevirkinger som f.eks. ringvirkninger og lignende skal trekkes inn i analysen. Disse virkningene kan være avhengige av bestemte scenarier eller forutsetninger og utviklingen over tid må vurderes.
- Ved investeringer hvor nytte og kostnad deles mellom Norge og utlandet må det legges vekt på beskrivelsen av måten denne deling gjennomføres på og hvordan risikoen fordeles mellom de forskjellige parter.

Sensitivitetsanalyser :

- Kan vise avhengighet av nytte og kostnader for enkelte faktorer eller forutsetninger.

Scenarier :

- Scenarier samler sammen faktorer i logiske grupper og kan vise resultatet av flere endringer samtidig.
- Spesielt viktig er det med scenarier som bygger på tilstandsdimensjoner som er utledet fra risikoen knyttet til utviklingen i nasjonalformuen. Dette vil være relevant for analyser av samfunnsøkonomisk relevant systematisk risiko. Her er det de to sentrale begreper: i) konjunkturutviklingen og ii) usikkerhet knyttet til verdien av petroleumsformuen pga. svingninger i energipriser
- Scenarier basert på andre forutsetninger, f.eks. teknologisk utvikling eller energipolitisk usikkerhet er uansett viktig for vurderingen av lønnsomheten av prosjektet.

Diskusjonen av systematisk risiko gir to viktige resultater

- En forståelse av inntekts- og kostnadssiden for de prosjekter som diskuteres. Dette er relevant for å kunne beskrive hva som er de karakteristiske trekk ved prosjektene som vurderes
- Kvalitative konklusjoner med hensyn til graden av systematisk risiko og forholdet til pro- eller motsyklisk variasjon i forhold til nasjonalformuen.

Systematisk risiko omtales også som kovariansrisiko, og i prinsippet vil det være mulig å finne kvantitative uttrykk for den systematiske risiko ved å modellere utviklingen i nasjonalformue og de forskjellige inntektskomponenter ved ulike scenarier for de relevante risikodimensjoner. Det vil imidlertid knytte seg betydelig usikkerhet til denne typen beregninger, spesielt fordi man i prinsippet må foreta beregninger av utviklingen over en lang tidshorison. På den annen side er det klart at en rekke modelleringer og simuleringer som gjennomføres berører forhold som er relevante for diskusjonen av risiko og dermed vil kunne bidra til en bedre forståelse av risikoegenskaper for enkelte risikokomponenter.

### *Betabok*

I tilfeller hvor en ikke kan estimere risikoen til en investering, kan en bruke en såkalt betabok. Dette innebærer at en undersøker andres anslag på systematisk risiko til lignende prosjekt. Både teoretikere og praktikere er svært interessert i å gjøre anslag på risiko i finansmarkeder, og en gjennomgang av andres anslag på betarisiko vil gi et godt bilde på risikoen til en type investering. I tillegg er infrastrukturselskaper i stor grad regulerte selskaper, og det er derfor

av interesse å også undersøke regulatoriske bestemmelser vedrørende systematisk risiko i andre land. Men det er stor usikkerhet knyttet til betaestimat fra finansielle markeder (dette omtales nærmere i kapittel 4.1), og det er viktig at en tar utgangspunkt i bransjeanslag på systematisk risiko ved fastsettelse av kapitalkostnaden. Eventuelle avvik fra bransjens gjennomsnitt kan ofte forklares med støy i målingen og derfor er det viktig å analysere flere anslag.

I fortsettelsen søker vi å kartlegge systematisk risiko ved transmisjonsinvesteringer ved bruk av samfunnsøkonomiske modeller (kapittel 3). I kapittel 4 legger vi frem et anslag på markedets avkastningskrav for lignende investeringstyper, og vurderer i denne sammenheng andre investeringer og regulatoriske bestemmelser vedrørende tillatt avkastning i lignende investeringer.

## 3 OM TRANSMISJONSINVESTERINGER OG RISIKO

### 3.1 Generelt om nettinvesteringer

Ved investeringer i transmisjonsnett må investeringskostnader veies mot forventet nytte av investeringen. I transmisjonsnettet vil endringer i en del av nettet få betydning for flyt også i andre deler av nettet. Dette medfører at nyttevirksomheter og kostnader må analyseres på nettnivå, og ikke isolert i forhold til den del av nettet som det investeres i. Dette prinsippet fører også til at investeringer i forskjellige deler av nettet må ses i sammenheng. Den forventede nytten vil avhenge av den forventede bruken av nettet og innflytelsen fra andre investeringer i fremtiden. Endring i nytte eller kostnader kan knytte seg til forskjellige elementer

- Verdien av fysiske (termiske) tap.
- Drifts- og vedlikeholdskostnader.
- Kostnader ved avbrudd .
- Kostnader knyttet til kapasitetsskranke (flaskehals) enten de håndteres med prisområder eller ved bruk av spesialreguleringer.
- Høyere utnyttelsesgrad av nettet fordi investeringen reduserer risikoen for at hendelser i nettet eller ved utfall av produksjons- eller konsumenter spres seg til andre nettdeler.
- Behovet for eller utgifter til systemtjenester.

Investeringer som påvirker nettet kan være av forskjellig type. Det kan dreie seg om direkte investeringer i linjer (ledninger, master og traseer), transformatorer, utstyr til systemvern mv. Investeringer utenfor nettet, f.eks. utstyr for automatisk laststyring kan påvirke muligheten for å utnytte nettet fordi risikoen for store konsekvenser ved utfall av en linje blir redusert. Investeringer knyttet til linjer vil være irreversible. Andre investeringer som f.eks. transformatorer kan i større grad være reversible.

I utgangspunktet er alle kostnads- eller nyttekomponenter avhengig av flyten i nettet. Dette tilsier at den forventede nytten av investeringer har sammenheng med konjunktursituasjonen. Vanskeligheten med vurdering av investeringer og risikoen knyttet til disse er imidlertid større enn dette, fordi man står overfor en rekke utviklingsbaner for kraftmarkedet i Norge og



Nord-Europa som kan ha forskjellige konsekvenser for nytten knyttet til forskjellige investeringsbaner. En vesentlig del av problemet med å diskutere forholdet mellom relevant og irrelevant risiko knytter seg akkurat til det å skjelne mellom alle disse forskjellige risikokomponentene i forhold til prinsippene for justering for risiko i diskonteringsrenter.

Som eksempler på relevante problemstillinger kan man nevne:

- Kraftmarkedets geografiske utstrekning er i ferd med å endre seg. Fra å være et nasjonalt marked har kraftmarkedet blitt et nordisk integrert marked og det arbeides med planer om videre tilknytning til det kontinentale markedet.
- Nye energibærere er i ferd med å vokse frem. Gass og vannbåren fjernvarme er i ferd med å bli nære substitutter for elektrisk kraft også på det norske markedet.
- Det er også knyttet stor usikkerhet til fremtidige lover og reguleringer. Et eksempel er de fremtidige reguleringsregimene for kraftsektoren, mens andre kan være regler for nye produksjonskilder som f. eks. gasskraft, og bestemmelser angående klimautslipp som er med å bestemme kostnadene på produksjonssiden og tilpasningen for store kundegrupper.
- Nye produksjonsteknologier for kraft som for eksempel vindkraft eller småskalaproduksjon endrer det geografiske produksjonsmønsteret og gir nye utfordringer både mht. utbygging og den kortsiktige stabiliseringen av nettet.
- Lønnsomheten av å bygge nye linjer for å utvide kapasiteten, i forhold til å satse på vedlikehold og bedre utnyttelse av de eksisterende og derved utsette investeringer.
- En rekke av disse forhold, både regulatoriske og tekniske, vil være av betydning også for den kortsiktige drift av nettet – systemoperatørens ansvar.

Statnett har i *Nettutviklingsplan 2002-2010* analysert forskjellige scenarier for utviklingen av rammebetingelsene for sentralnettet i Norge. I de forskjellige analyser gjøres antakelser om utviklingen i forbruk, etablering av utenlandsforbindelser og utviklingen på produksjonssiden, spesielt mht. etablering av gasskraft og vindkraft. Andre usikkerhetsmomenter, som utviklingen av nettkapasiteten på nordisk basis og betydningen av andre energibærere, nevnes blant viktige forutsetninger og blir tatt hensyn til i senere revideringer av nettplanen. Det fremgår av analysen at en betydelig del av usikkerheten mht. utvikling på produksjons- og etterspørselssiden knytter seg til politiske beslutninger om den fremtidige energipolitikken. Spesielt på produksjonssiden vil ikke bare nivået, men også teknologien og den geografiske fordeling avhenge av usikkerhet ved politiske beslutninger. Analysen gir utbyggingsplaner for

nettet for fem regioner. Forutsetningene om utviklingen i produksjon, konsum og tilknytning til det nordiske og europeiske kraftmarked i årene fremover slår igjennom i størrelser på makro, men har også en klar regional betydning mht. utvikling av nettet i hver av de fem regionene.

Scenarieteknikken er i *Nettutviklingsplanen* anvendt for å gi grunnlag for å bygge prognoser og drøfte ønskede utviklingstrekk samt strategier for å realisere dem. Det er i fremstillingen lagt vekt på å beskrive den strukturelle usikkerheten og bruke scenarier for å vise spennvidden i mulige utviklingsbaner. Av de fire scenarier anses det s.k. *Brannslukking-scenariet* som det mest relevante. Her er utviklingen fremover preget av en relativt passiv miljø- og energipolitikk. Det satses på utbygging av gasskraft og det gjennomføres ikke spesielle tiltak i klimapolitikken. Scenarieanalysen og valg av mest troverdig scenario reiser imidlertid spørsmål om usikkerheten knyttet til endring av forutsetningene for scenariet.

Noen prosjekter er basert på en vurdering av andre aktørers handlinger. F.eks. aktivitetsnivået i enkeltbedrifter, som kan påvirke nivået på etterspørsel og flyt i et område. Da blir nytten av forsterkning av linjer knyttet direkte til usikkerheten for den aktuelle bedrift.

Et mye omtalt utviklingstrekk innen energi- og IKT bransjene er konvergens, dvs. en gradvis utvisking av grensen mellom disse bransjer. Dette kan føre for vidt å gå inn på, men i forhold til investeringer i transmisjonsnettet har det vært argumentert for at flerbruk av transmisjonsledninger påvirker avkastning og risikoprofil for denne typen investeringer. Konkret tenkes på å utnytte eksisterende transmisjonslinjer til kommunikasjonsoverføring ved å spinne nye kabler utenpå strømkablene for å utnytte den eksisterende infrastruktur. Dette vil også være aktuelt ved investering i nye linjer.

I noen situasjoner kan investeringer som gjennomføres ikke ses som strengt lønnsomme i samfunnsøkonomisk forstand bare ved henvisning til de nyttelementer som er nevnt ovenfor. Dette vil bl.a. være tilfellet ved investeringer hvor krav til geografisk dekning dominerer. Implikasjonen er at det tillegges en verdi at infrastrukturen gir grunnlag for spredt bosetting i landet. Spørsmålet er om dette har relevans for risikovurdering og fastsettelse av diskonteringsrente for denne typen prosjekter.

Kompleksiteten i risikobildet skaper flere vanskeligheter for analyse av risiko. For det første kan det være problemer mht. å identifisere hva som er relevante samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadskomponenter. For det annet er det spørsmål om karakteren av den risiko som observeres. Det grunnleggende spørsmål er om de forskjellige typer risiko kan anses som systematiske eller usystematiske når man ser i forhold til nettinvesteringer. I de følgende avsnittene vil disse temaene bli diskutert:

- Betydningen av teknologisk utvikling og energipolitiske beslutninger i forhold til systematisk eller usystematisk risiko.
- Gir tilknytning til en gitt produksjonsteknologi grunnlag for å skjelne mellom forskjellige nettinvesteringer (f.eks. produksjonsradialer i sentralnettet).
- Betydningen for risiko av utnyttelse av nettinvesteringer for både energi- og kommunikasjonsformål.
- Investeringsbeslutninger som delvis begrunnes med eksterne verdier som f.eks. almen tilgang til infrastruktur.
- Nettintegrasjon.

### **3.2 Diskusjon av enkelte elementer**

I dette avsnittet drøfter vi tre typer risiki som den bedriftsøkonomiske risikoen til prosjekter avhenger av. Først drøftes teknologisk usikkerhet ved utbygning av transmisjon, og det konkluderes med at denne type risiko er uten betydning for fastsettelsen av diskonteringsrenten. Dernest diskuterer vi hvordan energipolitisk usikkerhet påvirker investeringsbeslutningen. Effekten av at noen investeringer legger almen tilgang til infrastruktur til grunn for investeringen blir omtalt i kapittel 3.2.3. Til sist ser vi på effekter av nettintegrasjon.

### **3.2.1 Teknologisk usikkerhet og investeringer knyttet til enkelte teknologier**

Dette avsnittet inneholder en diskusjon av risikovurderingen av investeringer som er knyttet direkte til bestemte produksjonsteknologier. Dette gjelder f.eks. investering i en radial som knytter en bestemt type kraftverk til sentralnettet. Mer generelt vil denne type problemstillinger også oppstå hvor investeringer i sentralnettet er begrunnet med utnyttelsen av bestemte teknologier. Dette vil f.eks. være tilfellet ved utbygging av nettet basert på at vindkraft eller gasskraft vil bli viktig for fremtidig kraftforsyning.

Når den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av investeringen i transmisjonsledningen vurderes, må den forventede økningen i samfunnsøkonomisk overskudd beregnes og sammenliknes med investeringskostnaden. Det skal tas hensyn til teknologisk usikkerhet og konjunkturusikkerhet. Når graden av systematisk risiko vurderes skal man vurdere økningen i høykonjunktur og økningen i lavkonjunktur.

Man kan tenke seg forskjellige årsaker til skift i kostnadene for den nye teknologien. En mulighet er at skift i kostnadene er forårsaket av teknologisk utvikling eller sjokk. Denne typen sjokk vil generelt ikke ha sammenheng med konjunktursituasjonen. Usikkerheten er da usystematisk, og er ikke relevant risiko i forhold til risikojustering av diskonteringsrenten. En annen mulighet er skift i priser på innsatsfaktorer, f.eks. gass i et gasskraftverk. Hvis prisendringen er etterspørselsdrevet vil den ha sammenheng med konjunkturer, slik at en øking i prisen forekommer sammen med høykonjunkturer. I denne situasjonen vil konjunkturutviklingen være den primære effekt slik at overskuddet er størst i høykonjunktur og lavest i lavkonjunktur. Etterspørselsstyrt endring i produksjonskostnader vil derfor være en systematisk usikkerhet. Endringer i prisen på en innsatsfaktor som er styrt fra tilbudssiden må regnes som usystematisk risiko på samme måten som ren teknologisk usikkerhet. En spesiell situasjon er det når innsatsfaktorer som gass og olje også har betydning for petroleumsformuen i Norge. I denne situasjonen vil koplingen mot nasjonalformuen gi prisendringen en systematisk virkning som er motsyklisk i forhold til utviklingen i nasjonalformuen. Denne effekten vil bli modifisert hvis endringen i prisen for innsatsfaktoren får negativ betydning for konjunkturer i utlandet. Men det konjunkturrelle bidraget er positivt, verdien av transmisjonslinjen er høyest i høykonjunkturer og lavest i lavkonjunkturer, og investeringen har en positiv systematisk effekt.

### **3.2.2 Energipolitiske beslutninger**

Energipolitiske beslutninger kan påvirke produksjon og etterspørsel etter kraft og vil derfor ha konsekvenser både for nivået og den geografiske utvikling av flyten i transmisjonsnettet. Eksempler på energipolitiske beslutninger kan være støtte i form av krav om bruk eller subsidiering av forskjellige produksjonsteknologier eller energibærere. Et annet eksempel er internasjonale avtaler om begrensning av utslipp til luften som medfører tiltak som vil øke kostnadene ved bruk av teknologier basert på fossile brensel.

I noen situasjoner kan det være tale om en fastsatt dato for beslutning og hvor de mulige utfallene av denne beslutningen er kjent. I en sådan situasjon kan man bruke begrepet milepælsrisiko. Det kan knytte seg en verdi til å vente med irreversible investeringer til usikkerheten om den politiske beslutningen er kjent.

Imidlertid vil de fleste energipolitiske problemstillinger ha betydelig usikkerhet knyttet til både når og om en beslutning treffes. Det kan også være usikkerhet med hensyn til de alternative utfall. I denne situasjonen vil det ikke være mulig å beskrive den energipolitiske usikkerheten på en enkel måte. Det vil være vanskelig å beskrive alternativer klart, og det vil alltid være mulighet for at beslutninger endres eller omgjøres. Det er da ikke noe tidspunkt hvor usikkerheten kan sies å oppløses. Her er milepælsrisiko ikke et dekkende begrep. Denne typen usikkerhet må anses for å være usystematisk. Den skal derfor ikke trekkes inn i fastsettelsen av diskonteringsrenten.

Også for internasjonale avtaler vil det være betydelig usikkerhet med hensyn til tidspunktet og innholdet i de beslutningene som treffes. Omfattende internasjonale avtaler kan ha innflytelse på markedsverdier på en måte som nasjonale beslutninger ikke vil ha. Et eksempel er avtaler om utslipp av klimagasser, som kan redusere verdensmarkedsprisen for olje. Denne typen beslutninger kan derfor ha betydning både for etterspørsel etter kraft og for valg av produksjonsteknologi nasjonalt samtidig som verdien av petroleumsformuen reduseres.

Denne typen politiske beslutninger er enkeltstående hendelser med store konsekvenser. Det at nasjonalformuen blir påvirket gjør at det er en systematisk virkning i denne typen usikkerhet. Siden det er enkeltstående hendelser vil det imidlertid ikke falle inn under den typen

usikkerhet man skal korrigere for i betaverdier. Det er mer naturlig å sammenlikne med forskjellige typer "katastroferisiko". I prinsippet kan denne typen risiko korrigeres for ved justering av avkastningskrav. Men det er god grunn til å være forsiktig med denne typen korrigeringer. For det første bør det være mulig å identifisere hvilken hendelse det skal korrigeres for og hvilke konsekvenser denne hendelsen har. Sannsynligheten for at hendelsen inntreffer vil også ha betydning. Ved politiske avgjørelser eller internasjonale avtaler er alle tre elementene gjenstand for usikkerhet. Det kan være vanskelig å vurdere på forhånd hvilke investeringer som er spesielt følsomme for konsekvensene. I mange tilfeller vil det derfor være naturlig å ta med denne typen hendelser i konsekvensvurderinger og de scenarier som ligger til grunn for investeringsbeslutningen, uten å benytte seg av justering av diskonteringsrenten.

### **3.2.3 Investeringer begrunnet med almen tilgang til infrastruktur**

I nettverksindustrier forekommer ofte forpliktelser til å sikre almen tilgang til nettverket. Almen tilgang kan ha flere betydninger: For eksempel at den geografiske utstrekning er tilstrekkelig, at kvaliteten på tjenesten ikke varierer for meget, og at prisene som betales i forskjellige områder er identiske eller fastsatt på grunnlag av felles prinsipper som ikke inkluderer forskjeller i kostnader mellom geografiske områder. Hvis denne forpliktelsen er nødvendig, må den utstrekningen eller kvaliteten av nettverket eller de prisene som ellers ville forekomme, anses for uønsket. Det har generelt vært fremført to argumenter<sup>4</sup> for dette: 1) nettverkseksternaliteter 2) fordelingsvirkninger. Nettverkseksternaliteter er mer generelt en situasjon hvor betalingsviljen til brukerne av en tjeneste avhenger av utbredelsen av denne tjenesten. Dette betyr at økningen i samfunnsøkonomisk overskudd ved å slutte flere på nettet ikke fanges opp av de nye brukernes betalingsvilje. Det vil også være en effekt på de øvrige konsumentenes betalingsvilje. Det er spesielt innenfor telesektoren at denne effekten har vært diskutert. I en velutbygget og moden kraftsektor vil denne effekten ikke være relevant. Det er derfor naturlig å se denne problemstillingen som resultat av en fordelingspolitisk prioritering.

Problemet som diskuteres i dette avsnittet svarer til at den samfunnsøkonomiske nettovirkning er negativ, dvs. at økningen i summen av konsument- og produsentoverskudd er mindre enn investeringen som er nødvendig. En utbygging begrunnet med almen tilknytning kan da ses

---

<sup>4</sup> Se f.eks. diskusjonen i Panzar (2000).

som en omfordeling av samfunnsøkonomisk overskudd for å tilgodese bestemte grupper. En omfordeling har ikke i seg selv noen virkning på det samlede samfunnsøkonomiske overskuddet. Den systematiske risikoen i prosjektet må derfor vurderes på vanlig måte. Spørsmålet blir da om det (negative) samfunnsøkonomiske bidrag fra prosjektet svinger prosyklisk eller motsyklisk i forhold til konjunkturutviklingen.

### 3.2.4 Nettintegrasjon

Begrepet *nettintegrasjon* brukes om en hel rekke tendenser i utviklingen innenfor IKT og energibransjen. På det mest generelle nivå betyr dette at nettverk kan anvendes til å understøtte aktiviteter som tidligere var atskilt eller ble regnet som forskjellige bransjer. Et eksempel er overføring av telefoni, data og fjernsyn i samme kabler. Innenfor energisektoren er nett dedikerte mht. den energibærer de understøtter. Det forekommer imidlertid flere typer konvergens som er av betydning<sup>5</sup>. En mulighet som er diskutert er å utnytte eller oppgradere kraftnettselskapers eksisterende kommunikasjonsløsninger som er bygget opp parallelt med kraftnettet. En annen mulighet er å utnytte infrastrukturen i transmisjonsnettet ved å spinne telekommunikasjonsnett på kraftkabler. Her vil det i mindre grad være kraftlinjen enn den eksisterende traseen eller bærekonstruksjonene som gir grunnlag for samdrift av energi- og kommunikasjonsoverføring. Et eksempel på mer direkte konvergens er basert på å utnytte elektrisitetskabler direkte til å distribuere nye produkter og tjenester. Et eksempel som nevnes i litteraturen er kommunikasjon og sikkerhetstjenester til husholdninger. Det er de første typene konvergens som er mest relevant for transmisjonsnett og muligheten for å spinne telekommunikasjonsnett på eksisterende kabler vil derfor være utgangspunkt for diskusjonen videre i dette avsnittet.

Som utgangspunkt for diskusjonen kan man tenke seg en transmisjonslinje som bygges for å øke overføringskapasitet, redusere tap og risikoen for avbrudd. Dette vil være et tradisjonelt innenlandsk investeringsprosjekt. De forskjellige kildene til økning i samfunnsøkonomisk overskudd og forholdet til systematisk og usystematisk risiko er diskutert i tidligere avsnitt. Vi må diskutere hva som skjer hvis denne transmisjonslinjen utvides med kabler for kommunikasjon. Hvis verdien av kommunikasjonsoverføringen er tilstrekkelig til å dekke de

---

<sup>5</sup> Konvergens i tele- og kommunikasjonsteknologi er temaet for NOU (1999), men det er også en kort diskusjon av forholdet til kraftnett. Fehr *et al.* (2002) inneholder en diskusjon av konvergens fra et regulatorisk og konkurransepolitisk perspektiv.

inkrementelle kostnader ved spinningen, vil utvidelsen av nettet bidra til å dekke de betydelige faste kostnader knyttet til transmisjonsinvesteringer. Verdien av transmisjonsnettet vil derfor øke. Hvilken verdi det er mulig å realisere fra kommunikasjonsoverføringen er beheftet med en viss usikkerhet. En del av denne usikkerheten skyldes tekniske forhold knyttet til selve kommunikasjonskabelen, f.eks. risiko for brudd eller andre feil. En del av usikkerheten har sammenheng med transmisjonslinjen som utnyttes. Lønnsomheten av kommunikasjonsoverføring på linjen vil også avhenge av utviklingen i konkurrerende overføringsteknologier. Tekniske gjennombrudd som endrer kostnadene for konkurrerende overføring er en mulighet. Endringer i etterspørselen etter forskjellige typer tjenester kan være negativt for eksisterende overføringsteknologier, hvis andre overføringsteknologier er bedre egnet til å møte denne etterspørselen. Endelig vil det være konjunkturbestemte svingninger i etterspørselen etter kommunikasjonstjenester.

Sett i forhold til overføringslinjen for kommunikasjon alene, er det bare de konjunkturbestemte svingningene i etterspørselen etter overføringstjenester som bidrar til systematisk risiko. Spørsmålet er da, hvordan kombinasjonen av disse ikke-systematiske og systematiske påvirker den samlede risikoen for transmisjonslinjen. Man kan argumentere for at kombinasjonen av kommunikasjons- og kraftoverføring fører til en diversifisering i forhold til den usystematiske risiko, hvis negative og positive utfall er tilfeldige i forhold til hverandre i de to sektorene. En endring av risiko knyttet til de ikke systematiske effektene vil imidlertid ikke ha konsekvenser med hensyn til fastsettelse av diskonteringsrenten.

Med hensyn til de systematiske effekter er det argumentert for at kraftoverføring i seg selv har en systematisk risikokomponent som er positiv på grunn av at overføringsbehovet svinger i takt med konjunktursituasjonen i Norge. Det er naturlig å gå ut fra at det samme er tilfellet for overføring av kommunikasjon. En vesentlig endring i den systematiske effekten vil bare forekomme i tilfeller hvor de systematiske effektene har motsatt fortegn for kraftoverføring og kommunikasjonsoverføring. Konklusjonen blir da at diversifikasjonseffekten ikke er relevant i forhold til systematisk risiko. Muligheten for å fordele faste kostnader på et større inntektsgrunnlag vil imidlertid være en relevant effekt ved fastsettelse av diskonteringsrenten. Dette bygger på at investeringen i realkapital for telekommunikasjon utnytter allerede eksisterende realkapital for elektrisitetsoverføring. De to investeringene har lavere fast kostnad ved samdrift enn når de anvender separat infrastruktur. Som vi også omtaler i kapittel 5.2.3 gir økte faste kostnader også økt betaverdi for aktivaet.



### 3.3 Oppsummering

Dette avsnittet oppsummerer diskusjonen i kapittel 3. Oppsummeringen avsluttes med en diskusjon av om det eksisterer spesielle typer prosjekter man skal være oppmerksom på. Hovedkonklusjonen er at mange av de kjennetegn som skiller transmisjonsprosjekter fra hverandre i risikosammenheng er usystematiske, og at det derfor ikke er grunnlag for justering av diskonteringsrenter.

- Virkninger for nytte og kostnader vurderes på nettnivå, ikke isolert for den enkelte linjen
- Når nytten avhenger av utviklingen i konsum eller produksjon i spesifikke områder av nettet er det forskjellige muligheter
  - Ren teknologisk usikkerhet er ikke systematisk risiko
  - Sjokk i prisen på innsatsfaktorer som er drevet fra tilbudssiden er ikke systematisk risiko
  - Når priser på innsatsfaktorer avhenger av etterspørselssiden vil det være konjunktursituasjonen som dominerer. Da er effekten representert i avhengigheten av konjunkturer
  - Politiske beslutninger på nasjonalt nivå må anses som ikke systematiske faktorer
  - Internasjonale avtaler som påvirker f.eks. petroleumsformuen har karakter av enkeltstående hendelser med omfattende konsekvenser. Risikoen er relevant, men korrigeres ikke i diskonteringsrenten.
  - Ved investeringer som gjennomføres for å sikre nasjonal dekning o.l. vurderes risikoegenskaper ut fra usikkerheten knyttet til de tradisjonelle verdier som vurderes ved investering
  - Nettintegrasjon er relevant hvis faste kostnader fordeles på en større omsetning.

## 4 AKTIVABETA OG VEKTET AVKASTNINGSKRAV

### 4.1 Introduksjon

Gitt diskusjonen omkring de samfunnsøkonomiske gevinstene ved transmisjonsinvesteringer, samt vurderingen av risiko, ønsker vi å se hvordan lignende prosjekt i praksis blir verdsatt i markedet. Samtidig er det en rekke lignende investeringsprosjekter som er underlagt regulering. Den praktiske gjennomføringen av reguleringen innebærer mellom annet å gjøre et anslag på selskapenes (prosjektenes) systematiske risiko, og vi ønsker også å gjennomgå ulike lands myndigheters anslag på systematisk risiko ved investeringer i elektrisitetsnettet.

Det blir hevdet at kapitalverdimodellen ikke tilstrekkelig forklarer observert avkastning til risikable aktiva. Det er derfor viktig at en bruker anslag på systematisk risiko med varsomhet. Det er generelt tre problem knyttet til den empiriske anvendelsen av kapitalverdimodellen (Huang and Litzenberger (1988)). Vi tar for oss disse problemene i korte trekk, og relaterer diskusjonen til denne analysen.

Det første problemet er knyttet til at kapitalverdimodellen forutsetter bruk av forventningsverdien til markedspremien og betaverdien for selskapene, men disse størrelsene er ikke observerbare. I denne analysen har vi mellom annet benyttet et (justert) estimat på historisk risikopremie som anslag på forventet risikopremie. Samtidig er anslagene på betaverdiene historiske verdier.

For det andre bruker empiriske undersøkelser til dels lange tidsserier og forutsetter dermed at  $\beta$ -verdier og risikopremier er stasjonære over tid. En observerer derimot at systematisk risiko varierer over tid. Dette innebærer at en bør se på flere anslag på risiko som dekker lange perioder ved fastsettelsen av kapitalkostnaden for et prosjekt. For dette prosjektet er det verdt å merke seg at en ikke kan forvente at empiriske anslag på systematisk risiko for bransjer innen infrastruktur (med data fra de siste årene) er representative. Dette bygger på at tre hendelser har rystet de finansielle markedene de siste årene (Russland fikk problem med å betjene gjelden, Asia-krisen og dot.com bølgen med påfølgende fall). Selskapene som er med i dette notatet regnes som sikre selskap og har ikke blitt påvirket så mye som markedet totalt. Det viser seg også at regulerte transmisjonsselskaper i de senere årene har hatt en svært lav

korrelasjon med markedsporteføljen i forhold til tidligere (Skjeret (2001)), og dermed en for lav betaverdi.

For det tredje forutsetter kapitalverdimodellen at investorene tar hensyn til sin totale formue ved vurdering av investeringer, men en rekke formuesobjekter er ikke omsettelige. Ved økonometriske analyser anvendes gjerne en bred aksjeindeks som anslag på nasjonalformuen (konferer diskusjonen på side 8: 3. spørsmål). Samtidig tilsier teori at forklaringsgraden til kapitalverdimodellen skal være lav. Dette kommer av at betaverdien (markedets risikopremie) til en aksje bare skal forklare en liten andel av avkastningen (resten er bedriftsunik) da en stor del av risikoen kan diversifiseres bort. Bruken av empiriske data som i analysene referert til over, forutsetter at en kan bruke data for selskapet som undersøkes, men i vår gjennomgang må en bruke data fra sammenlignbare selskaper i utlandet, som sannsynligvis bare gir en indikasjon på den systematiske risikoen til investeringen (hjemme). Den systematiske risikoen til en investering er gitt ved styrken av samvariasjonen mellom avkastningen til transmisjonsinvesteringen og det totale markedet. Styrken på forholdet kan variere mellom markeder av minst tre årsaker. For det første vil ulike sektorer være vektet ulikt i forskjellige markeder. Noen markeder er mer energitunge enn andre markeder, og en forventer at styrken i samvariasjonen er større enn i markeder med liten energisektor. For det andre kan institusjonelle faktorer mellom land påvirke systematisk risiko. Makroøkonomisk og industriell politikk kan legge føringer på hvor mye avkastningen til regulerte transmisjonsselskaper varierer med det totale markedet. Til sist kan også ulik grad av gjeldsfinansiering gi systematiske skjevheter mellom land. I utgangspunktet er en interessert i å sammenligne risikopremien til investeringer. I land med relativt høy gjennomsnittlig gjeldsgrad finner en at aktivabetaen er lavere enn i land med lavere gjennomsnittlig gjeldsgrad. Dette tenderer til å presse markedspremien opp, og slik kan risikopremien mellom land i større grad være lik til tross for at systematisk risiko (aktiva) er ulik.

Til tross for alle problemene med kapitalverdimodellen er det to moment som er viktig å ta med i den videre diskusjonen. For det første er kapitalverdimodellen – tross sine mangler – den mest aksepterte modellen for estimering av kapitalkostnaden. Dette er den mest anvendte modellen i anvendte rapporter for fastsettelse av diskonteringsrenten, og NOU (1997) legger denne modellen til grunn for fastsettelse av kapitalavkastning i offentlig sektor. For det andre er resultatene fra de empiriske analysene en pekepinn på den relevante risikoen ved fastsettelse av kapitalkostnaden. Det er viktig å huske at et estimat på betaverdien utelukkende

er hva det er, *et estimat*. Vi vil derfor bruke estimatene på systematisk risiko som en komponent av informasjonen som benyttes til å fastsette den relevante systematiske risikoen til investeringer i transmisjonskapasitet. Vårt anslag på systematisk risiko bygger i tillegg til empiriske observasjoner både på teoretiske betraktninger og praksis.

## 4.2 Sammenlignbare selskaper

Ved valg av sammenlignbar virksomhet må vi først identifisere bransjer som sannsynligvis har en lignende systematisk risiko. Vi legger vekt på infrastrukturselskaper, da det kan argumenteres for at slike selskaper har en del karakteristika som gjør at de har en sammenlignbar systematisk risiko:

- *Sammenlignbar kostnadsstruktur.* Det er slik at andelen av faste irreversible kostnader kan påvirke systematisk risiko (Brealey and Myers (1996)). Selskaper med høyere andel faste kostnader har oftest høyere betarisiko. De fleste infrastrukturselskaper (gass, telecom, elektrisitet, jernbane, vann, flyplasser og kaianlegg) har en høy andel faste (og irreversible) kostnader.
- *Et lignende produkt.* Produkter hvor etterspørselen i liten grad varierer med de generelle økonomiske konjunktorene har oftest en lavere betarisiko enn produkter hvor etterspørselen varierer sterkt med konjunktorene. Etterspørselen etter transmisjonskapasitet avhenger av etterspørselen etter produktet som skal overføres (gass eller elektrisitet). Vi hevder derfor at inntektselastisiteten til transmisjon av elektrisitet er tilnærmet lik inntektselastisiteten til elektrisitet, og derfor lav. Både elektrisitet, gass og vann har trolig en lignende inntektselastisitet.
- *Lignende markedsposisjon.* Det hevdes at selskaper med monopolmakt har en lavere systematisk risiko enn selskaper i mindre konsentrerte bransjer (ACG (2002)). Dette følger av at selskaper med makt kan velte en andel av risikoen over på konsumentene. Vi fokuserer på selskaper som driver med infrastrukturvirksomhet (eng.: utility), med stor grad av monopolmakt.

Vi har her satt opp noen kriterier for å hjelpe til i utvelgelsen av sammenlignbare selskaper<sup>6</sup>. Kriteriene er utelukkende lagt frem for å sikre at estimatene på systematisk risiko er mest mulig relevant for investeringen vi undersøker. Det kan hevdes at disse faktorene likestiller systematisk risiko for tilsynelatende ulike bransjer. Vi kan derfor se på utvelgelsen av selskaper som følge av tre trinn. Først tar vi utgangspunkt i infrastrukturselskaper generelt, og deretter fokuserer vi på selskaper som opererer innen transmisjonssektoren. Til sist ser vi på sammenlignbare selskaper som driver med transmisjon / distribusjon av elektrisk kraft. Med

---

<sup>6</sup> Dette er på ingen måte en uttømmende liste, men vi har forsøkt å lage en liste som passer til vårt formål. For en vurdering av faktorer som bestemmer betarisiko, se for eksempel Foster (1986).

denne utvelgelsen inkluderer vi tilstrekkelig med sammenlignbare prosjekter, samtidig som vi trekker ut selskaper som er mest mulig sammenlignbare med investeringene som Statnett gjennomfører. Vi er i første rekke ute etter tidligere empiriske estimat på systematisk risiko, men tar også med regulatoriske anslag på systematisk risiko. Vi trekker også veksler på kvalitative studier av systematisk risiko innen transmisjonssektoren. På grunn av at de fleste selskaper bruker gjeld i finansieringen av prosjektene, er vi også primært interessert i den såkalte aktivabetaen til en investering (eller forretningsrisikoen). Denne er uavhengig av finansieringsformen og er derfor mer representativ for vårt formål. Med bakgrunn i utvelgelsen av selskaper gjennomført over, har vi valgt ut betaestimerer fra analyser som i stor grad baserer seg på selskaper fra Australia og Storbritannia. Selskapene driver med transport av gass eller elektrisitet, eller opererer innen vannverksektoren. Vi ser i første rekke på to typer observasjoner, observasjon av markedets anslag på risiko og regulatoriske anslag på risikoen til slike investeringer. Parameteren  $\beta$  gir betaverdien til totalkapitalen.

**Tabell 4.1 Andre transmisjonsinvesteringer**

Regulator	År	Sektor	Anslag / estimat <sup>a</sup>	$\beta_A$
Ofwat <sup>b</sup>	1999	vann	Regulatorisk	0,35 – 0,4
ESCOSA <sup>c</sup>	2002	jernbane	Regulatorisk	0,5 – 0,6
Ofgem <sup>d</sup>	2002	gass	Regulatorisk	0,35 – 0,5
OFGAR <sup>e</sup>	2000	gass	Regulatorisk	0,6
ACCC <sup>f</sup>	1998	gass	Regulatorisk	0,55
ORG <sup>g</sup>	1998	gass	Regulatorisk	0,55
World Bank <sup>h</sup>	1996	vann	Anslag	0,47
World Bank <sup>h</sup>	1996	telecom	Anslag	0,6
World Bank <sup>h</sup>	1996	energi	Anslag	0,45

a) Definerer anslag som regulatoriske anslag på aktivabeta, mens estimat gir betaverdi estimert i kapitalmarkedene.

b) OFWAT (1999). Regulert avkastning for britiske vannselskaper. Basert på 50% gjeldsfinansiering.

c) ESCOSA (2002) estimerer kapitalkostnaden for jernbaneinvesteringer.

d) OFGEM (2002) undersøker passende kapitalkostnad for uavhengige gasstransmisjonsselskap i Storbritannia.

e) OFGAR (2000) regulerer avkastningen til gasselskaper i Australia (vest).

f) ACCC (1998) bestemmer avkastningen til Victorian Gas Transmisjonsinvesteringer.

g) PWC (1999) estimerer kapitalkostnaden for regulerte virksomheter i South Australia.

h) Alexander *et al.* (1996b) ser på flere sektorer i flere land og anslår betarisikoen.

Som en ser av tabellen over er det i stor grad likhet mellom sektorer når det gjelder risikoen målt ved betaen til totalkapitalen. Betaverdien varierer mellom 0,35 og 0,6, men som vi senere skal se kan det være karakteristika ved de nasjonale finansmarkedene som påvirker betaverdiene i de ulike markedene.

**Tabell 4.2 Transmisjon / distribusjon av elektrisitet**

Kilde	År	Sektor	Anslag / Estimat	$\beta_A$
ACCC <sup>a</sup>	2001	Transmisjon	Regulatorisk	0,4
ACCC <sup>b</sup>	1999	Transmisjon	Regulatorisk	0,4
IPART <sup>c</sup>	2000	Transmisjon	Regulatorisk	0,3 – 0,5
Offer <sup>d</sup>	1997	Transmisjon	Regulatorisk	0,3 – 0,4
Ofgem <sup>e</sup>	2000	Transmisjon	Regulatorisk	0,3 – 0,4
Ofreg <sup>f</sup>	2001	Trans/Distr	Regulatorisk	0,3 – 0,5
Nederland <sup>g</sup>	2000	Distribusjon	Regulatorisk	0,3 – 0,5
Skjeret <sup>h</sup>	2001	Distribusjon	Anslag	0,35
World Bank <sup>i</sup>	1996	Trans/Distr	Anslag	0,42
Buckland <sup>j</sup>	2001	Distribusjon	Anslag	0,3 – 0,45
Lally <sup>k</sup>	2003	Trans/Distr	Anslag	0,3 – 0,5

a) ACCC (2001a) fastlegger kapitalkostnaden for elektrisitetsselskaper i Queensland.

b) ACCC (2001b). Fastlegger kapitalkostnaden for selskaper i Snowy Mountains Hydro-Electric Authority.

c) IPART (1999) regulerer med dette notatet kapitalkostnaden til elektrisitetsdistributørene i regionen New South Wales.

d) Se for eksempel N/E/R/A (2001). Kapitalkostnaden til National Grid Company.

e) OFGEM (2001) legger frem forslag til kapitalavkastning for NGC.

f) OFREG (2001).

g) DTe (2000) side 22-24. Elektrisitetsdistributører i Nederland. Merk at i den engelske versjonen er egenkapitalbetaen byttet om med aktivabetaen.

h) Skjeret (2001) estimerer kapitalkostnad for distribusjonsselskapene i Norge.

i) Alexander *et al.* (1996b) ser på flere sektorer i flere land.

j) Buckland and Fraser (2001) Estimerer en tidvarierende kapitalkostnad for engelske elektrisitetsselskap.

k) Lally (2003) anslår en rimelig avkastning for nettselskapene i New Zealand.

Som en ser av tabellene over, ligger aktivabetaen innen intervallet 0,3 – 0,5. Dette går igjen i de fleste rapporter og praktiske anvendelser av kapitalverdimodellen for selskaper som driver med denne type forretningsdrift. For at observerte markedsavledede krav skal gi korrekte

anslag på samfunnsøkonomiske krav må de observerte selskapene være optimalt regulert. Dette innebærer at selskapene må reguleres slik at beslutninger som gir samfunnsøkonomisk gevinst også må gi bedriftsøkonomisk gevinst. I situasjoner hvor dette ikke er tilfellet vil markedsavledede krav ikke nødvendigvis gjenspeile det samfunnsøkonomiske kravet<sup>7</sup>.

### 4.3 Anslag på aktivabeta for transmisjon

Med utgangspunkt i drøftelsen av systematisk risiko i tidligere kapitler har vi kjennskap til at den systematiske risikoen er forholdsvis lav, jfr. diskusjonen i kapittel 3. Dette bekrefter også tallmaterialet over, hvor anslagene på beta for regulert transmisjonsvirksomhet ligger mellom 0,3 og 0,6. De empiriske anslagene ligger i intervallet 0,3 – 0,5, mens reguleringsbeslutninger vedrørende betaverdien ligger i intervallet 0,35 – 0,6. Vi drøfter i fortsettelsen noen moment for fastsettelse av systematisk risiko for investeringer i norsk transmisjonsvirksomhet. I den videre diskusjonen legger vi først til grunn hvordan andre typer selskaper blir priset i det norske markedet. Dernest diskuteres kort resultatene fra de internasjonale undersøkelsene, og til sist ser vi på eksterne effekter.

Den systematiske risikoen til andre sektorer i det norske finansmarkedet (se Gjesdal *et al.* (1999)) gir en pekepinn på systematisk risiko for transmisjonsinvesteringer. En kan ta utgangspunkt i at gjennomsnittlig systematisk risiko på Oslo børs er omlag 0,45. Videre er gjennomsnittlig systematisk risiko for industrien om lag 0,55. Videre ligger Eiendom noe høyere (0,6), mens shipping har en systematisk risiko på om lag 0,45. En kan forvente at transmisjonsprosjekter har en systematisk risiko under gjennomsnittet for markedet, samt at risikoen er lavere enn shippingvirksomhet, men at det likevel er en klar positiv systematisk risiko.

Internasjonale undersøkelser viser at det er stor grad av likhet mellom den systematiske risikoen til infrastrukturselskaper. Det er likevel noen forskjeller som er verdt å merke seg. For det første er det en tendens til at (i elektrisitetssektoren) produsenter har noe høyere risiko enn transmisjons- og distribusjonsselskaper (ACG (2002)). For det andre viser det seg at det er en til dels markant forskjell i nivå på den systematiske risikoen mellom USA og Australia

---

<sup>7</sup> Reguleringsrisiko er derimot ikke viktig for denne analysen. Reguleringsrisiko flytter i utgangspunktet bare risiko mellom aktører, men i spesielle situasjoner kan reguleringsregimet også gi økt risiko.



på den ene siden og Storbritannia på den andre siden (Houston *et al.* (2001)). Anslagene på aktivabeta i Australia (og USA) ligger i stor grad over betaverdiene til selskapene i Storbritannia. Dette kan forklares med to observasjoner. For det første er det en stor forskjell på finansieringen av selskap mellom USA og resten av verden (gjeldsgrad), og en må se på produktet av beta og markedspremien (risikopremien) og ikke på enkeltfaktorene ved vurdering av risiko. Det viser seg at om betaverdien til rent egenkapitalfinansierte aktiva sammenlignes med en markedsportefølje av rent egenkapitalfinansierte aktiva er identisk mellom land, vil ulik bruk av gjeldsfinansiering (i markedet generelt) mellom landene gi en forskjellig egenkapitalbeta. Det pågår også en debatt om i hvilken grad de australske selskapene får anvende en for høy betaverdi ved fastsettelse av kapitalkostnaden (Se for eksempel Houston *et al.* (2001)).

Det er tidligere argumentert for at man ved fastsettelse av avkastningskrav må ta utgangspunkt i observerte rentesatser og den risikopremie som observeres i aksjemarkedet. Også når det gjelder risikoen knyttet til prosjekter eller aktivitet i forskjellige bransjer vil det være mulig å forholde seg til informasjon fra markedet. En viktig kilde til informasjon for børsnoterte selskaper er forholdet mellom verdien for enkeltaksjer eller bransjeindekser og den totale markedsportefølje. Dette gir grunnlag for beregning av betaverdier. Også for transmisjonsvirksomhet vil det være mulig å basere seg på observasjoner i markedet. Denne typen informasjon vil typisk være aksjeverdier fra børsnoterte selskaper som er involvert i transmisjon eller anslag på avkastningskrav fra reguleringsmyndigheter som skal fastslå hvilken avkastning regulerte selskaper må ha for å kunne trekke til seg kapital fra markedet. Et problem er at observasjoner i markedet må antas å knytte seg spesifikt til den bedriftsøkonomiske inntjening i et selskap. Dette reiser problemer knyttet til mellom annet eksternaliteter og regulering.

For det første kan eksternaliteter medføre at anslag på risiko basert på bedriftsøkonomiske størrelser ikke bør benyttes i samfunnsøkonomiske analyser. Med eksternaliteter vil vi i denne sammenhengen forstå nyttevirkninger eller kostnader som ikke viser seg i inntekts- eller utgiftssiden for selskapet som driver med transmisjon. Med utgangspunkt i oppstillingen i avsnitt 3.1 vil dette spesielt være knyttet til kostnader ved avbrudd, men for Norge vil denne effekten være redusert på grunn av KILE ordningen som gjør inntekten for nettselskaper avhengig av utviklingen i tap. Kapasitetsskranke kan være en effekt som ikke avspeiles i nettselskapenes egne kostnader eller inntekter. Forskjellige nytte- eller kostnadskomponenter

som er med i grunnlaget for investeringsanalyser kan ha stor betydning for lønnsomheten av en konkret investering. Tilsvarende kan vekten som legges på de forskjellige komponentene ha betydning for vurderingen av systematisk risiko. Hvor stort problem det siste er kan imidlertid avhenge av om de forskjellige komponentene har forskjellig grad av systematisk risiko og om det er forskjell med hensyn til prosyklisk eller motsyklisk variasjon. For alle de relevante nyttekomponenter ved transmisjon kan det legges til grunn at de har et element av konjunkturrisiko og at de er prosykliske i forhold til konjunktursituasjonen.

For det andre kan reguleringen av private selskaper gi et for lavt anslag på risikoen i bransjen. I de tilfeller hvor et regulert transmisjonsselskap er notert på børs vil verdien av aksjene avspeile overskuddet i bedriften gitt det eksisterende reguleringsregimet. Den systematiske risikoen til denne aksjen vil avhenge av hvordan dette overskuddet varierer over konjunktursyklusene. Det har generelt vært antatt at regulering demper svingningene i inntekten over konjunktursyklusene og dermed reduserer den systematiske risikoen. Denne vurdering er gjerne gjort med bakgrunn i avkastningsregulering, hvor inntektssiden i bedriften dekker observerte kostnader og en regulatorisk fastsatt avkastning på kapitalen som er bundet i selskapet. Denne reguleringsformen vil gi høy grad av sikkerhet for de eksterne eiere og lavt press på ledelsen med hensyn til kostnadseffektivitet, da kostnadsreduksjoner ikke endrer eierinntekten. Selv om utgiftssiden kan variere over konjunkturer vil overskuddet til eierne bare variere i begrenset omfang. Den systematiske risikoen vil derfor bli lav. Denne reguleringsformen er imidlertid blitt forlatt i mange land til fordel for forskjellige varianter av pristak- eller inntektsrammeregulering. Et hovedprinsipp ved disse reguleringsmekanismene er å fastsette den tillatte inntekt for en fast periode, ofte 5 år. Dette medfører at kostnadsbesparelser som kan gjennomføres vil gi mulighet for økt overskudd innenfor en reguleringsperiode. Ved revurdering av inntekten mellom hver femårs periode vil de samme prinsipper bli lagt til grunn som ved avkastningsregulering. Det er ikke gitt at nyere reguleringsmekanismer vil ha samme effekt som den tradisjonelle avkastningsregulering, selv om det i alle mekanismer vil være innslag av kostnadsbasert oppjustering av rammene. Reguleringsrisiko er en bedriftsøkonomisk risiko som fører til påslag i avkastingskravet. Det er ikke en samfunnsøkonomisk kostnad.

En del av den informasjon man kan hente fra eksterne kilder er reguleringsmyndigheters anslag på avkastningskrav som er nødvendig for at et regulert selskap skal kunne hente inn den nødvendige kapital fra markedet. Et relevant spørsmål er om denne typen vurderinger

trekker inn andre momenter enn det som er tilfelle i en rent bedriftsøkonomisk vurdering som er beskrevet ovenfor.

De fleste regulatoriske anslag baserer seg på to trinn

- Bruke tilgjengelige analyser av sammenliknbar virksomhet for å fastsette et intervall for betaverdier
- Vurdere svingninger i kontantstrøm for det regulerte selskapet for å velge en konkret verdi for betaverdien innenfor det intervall som tidligere er etablert.

Vurderingen av kontantstrøm blir ikke foretatt med detaljert vurdering av tariff- og reguleringssystem. Det er de mer generelle egenskaper mht. variasjon i forhold til aktivitetsnivået i økonomien som vurderes. Det er da konjunkturfølsomheten for aktiviteten i nettselskapet som vurderes. Selv om kontantstrømanalyse i seg selv trekker mot rene bedriftsøkonomiske kriterier trekker vektleggingen av konjunkturfølsomheten mot de samme kriterier som er lagt til grunn i de samfunnsøkonomiske vurderinger av betydningen av transmisjonsnett. Reguleringssystemets betydning trekkes som regel inn i analysen som et sekundært element. Dette tilsier at de betavurderinger som er gjort av reguleringsmyndigheter ikke kan oppfattes som meget spesifikke i forhold til et enkelt lands tariff- og reguleringsregime, men at de fanger opp mer generelle trekk ved transmisjonsvirksomhet. Diskusjonen i kapittel 3 viste også at konjunkturrisiko er den dominerende systematiske risikokomponenten for investeringer i transmisjonsnett. Det er ikke spesielle trekk som skiller transmisjon i Norge fra tilsvarende aktivitet i andre land med hensyn til den systematiske risikoen. Den informasjonen som kan hentes fra internasjonale vurderinger av systematisk risiko for transmisjon og distribusjon er derfor relevant også for norske forhold. Med bakgrunn i resultatene fra internasjonale studier legger vi til grunn en nedre grense på 0,3 for aktivabetaen. Med kjennskap til prising av andre typer selskaper i Norge, samt diskusjonen omkring avkastningskrav fra utlandet mener vi også at et betaestimat over 0,4 er for høyt. Vi mener derfor at aktivabetaen for transmisjonsprosjekter ligger mellom 0,3 og 0,4.

**Estimat på systematisk risiko (aktivabeta)**

**for transmisjonsvirksomhet : 0,35**

#### 4.4 Vektet avkastningskrav

For å bestemme kapitalkostnaden bruker vi den generelle formelen for det vektete avkastningskravet (se for eksempel Brealey *et al.* (1996)):

$$WACC = \frac{E}{E+G} \cdot k_E + \frac{G}{E+G} \cdot k_G.$$

WACC står for weighted average cost of capital eller vektet avkastningskrav. For å bestemme dette kravet trenger vi (i tillegg til informasjonen utledet over) utelukkende bestemme selskapets skattesats og gjeldskostnad samt hvordan kapitalstrukturen i investeringen vil være.

**Tabell 4.3 Parameterverdier for vektet avkastningskrav**

Parameter	
Nominell risikofri rente	6 %
Inflasjonsrate	2,5 %
Realrente	3,5 %
Observert markedspremie	5 %
Tapstillegg for gjelden	0,5 %
Skatt	0,28 %
Egenkapitalbeta	0,7
Egenkapitalandel	0,5
Forretningsbeta	0,35

Skattesystemet for norske aksjonærer er nøytralt, det vil si at kapital som er skattlagt på selskapets hånd ikke skattes en gang til på aksjonærenes hender (ved utbetaling av utbytte). Den observerte markedspremien (gitt ved differansen mellom markedets avkastning og risikofri avkastning) er således en blanding av et etter skatt ledd (markedspremien) og et før skatt ledd (risikofri rente). For å finne markedspremien før og etter skatt må en derfor gjøre følgende justeringer<sup>8</sup> (toppskrift *FS*, *ES* gir før skatt og etter skatt):

$$MP^{FS} = \frac{r_m}{(1-s)} - r_f = \frac{11}{0,72} - 6 = 9,3$$

$$MP^{ES} = r_m - r_f \cdot (1-s) = 11 - 6 \cdot 0,72 = 6,7$$

<sup>8</sup> Med observert markedspremie på 5% og risikofri rente på 6% må markedets avkastning tilsvare 11%.

Som en ser av den øverste delen må markedspremien (observeres etter skatt) økes med selskapsskatten for å komme frem til markedspremien før skatt. Ved fastsettelse av etter skatt markedspremie, må en trekke 28% skatt fra den risikofrie avkastningen. Vi vil i det følgende illustrere utregningen av det vektete avkastningskravet med tallmaterialet over. Først er kravet fra egenkapitalen og totalkapitalen gitt ved følgende formler:

$$EK - \text{krav} : k_E = r_f + \beta_E \cdot MP$$

$$TK - \text{krav} : k_T = r_f + \beta_T \cdot MP$$

Her er  $k$  kravet fra aksjonærene, mens fotskrift  $T, E$  angir henholdsvis totalkapital og egenkapital.  $r_f$  gir risikofri rente og  $MP$  angir markedets risikopremie. For investeringen i transmisjonskapasitet gir dette følgende krav til henholdsvis egenkapitalen og totalkapitalen før og etter skatt:

#### Egenkapital

$$k_E^{FS} = 6 + 0,7 \cdot 9,3 = 12,5$$

$$k_E^{ES} = 4,3 + 0,7 \cdot 6,7 = 9$$

#### Totalkapital

$$k_T^{FS} = 6 + 0,35 \cdot 9,3 = 9,3$$

$$k_T^{ES} = 4,3 + 0,35 \cdot 6,7 = 6,7$$

Gitt denne informasjonen kan en utarbeide kapitalkostnaden til investeringer i transmisjonskapasitet. Vi forutsetter i utgangspunktet en gjeldsgrad på 50%. Samtidig sier vi at gjeldskostnaden til Statnett i finansielle markeder utgjør risikofri rente pluss et påslag for risiko. Dette påslaget er i prinsippet sammensatt av tre faktorer, risikopremie, tapstillegg og administrasjonskostnader (se Gjesdal *et al.* (1999)). Den første faktoren – risikopremien – forutsettes å være minimal og settes lik null. Tapstillegget vil derimot gi et påslag utover risikofri rente. Investeringens gjeldskostnad vil også normalt tilsvare selskapets marginale gjeldsrente, og ved spesielt store investeringer er det viktig at gjeldskostnaden reflekterer kapitalkostnaden over prosjektets levetid. Et selskaps låneportefølje vil normalt ha ulike gjeldsrenter, avhengig av størrelse, bindingstid og prioritet. Vi forutsetter at påslaget for risiko tilsvare 0,5% utover risikofri rente. Dette gir en nominell gjeldskostnad på 6,5%. Siden gjeldskostnaden er oppgitt som en før skatt størrelse, blir nominell etter skatt gjeldskostnad lik

4,7%. Med informasjonen gitt over kan en estimere kapitalkostnaden (det vektete avkastningskravet) med følgende formel:

$$WACC = r = \frac{E}{E+G} \cdot k_E + \frac{G}{E+G} \cdot k_G$$

$$r^{FS} = \frac{E}{E+G} \cdot [r_f^{FS} + \beta_E \cdot MP^{FS}] + \frac{G}{E+G} \cdot (r_f^{FS} + TP)$$

$$r^{FS} = 0,5 \cdot 12,5 + 0,5 \cdot 6,5 = \underline{9,5}$$

$$r^{ES} = \frac{E}{E+G} \cdot [r_f^{ES} + \beta_E \cdot MP^{ES}] + \frac{G}{E+G} \cdot r_G^{ES}$$

$$r^{ES} = 0,5 \cdot 9 + 0,5 \cdot 4,7 = \underline{6,9}$$

Dette anslaget på kapitalkostnaden forutsetter at all kapital er sysselsatt. Forutsetter dermed at all kapital investert i prosjektet krever kompensasjon for å være bundet til prosjektet. Differansen mellom det vektete avkastningskravet og avkastningskravet til totalkapitalen tilsvarer påslaget for risiko i selskapets gjeld. Det vektete avkastningskravet før skatt tilsvarer (eksakt) 9,505, mens eksakt krav fra totalkapitalen før skatt tilsvarer 9,255. Differansen tilsvarer tapstillegget på gjelden (0,5) multiplisert med gjeldsandelen (0,5) som gir differansen på 0,25. Med en inflasjonsforventning på 2,5%, gir dette reelle krav på totalkapitalen som tilsvarer henholdsvis 7% før skatt og 4,4% etter skatt. Det er verdt å merke seg at det er før skatt kravet som er relevant i samfunnsøkonomiske analyser. I investeringsanalyser på samfunnsøkonomisk nivå inkluderes alle interessentenes (konsumenter, produsenter og myndigheter) i kontantstrømmene "over brøkstreken"<sup>9</sup>. Skatt kan en derfor tolke som en overføring mellom de ulike partene (alternativt som en disponering av overskuddet av samfunnets produksjon). Før skatt kravet på 7% påvirkes ikke av denne overføringen, og er derfor det relevante kravet i denne analysen

<sup>9</sup> Dette er analogt med inflasjonsjustering (reelle vs. nominelle krav).

## 5 SPESIELT OM NSI

### 5.1 Introduksjon

Kraftutveksling med termiske kraftsystemer i utlandet har vært diskutert i en årrekke, og det eksisterer kabler mot Danmark som åpner mot kontinentet. Vurderingen av de samfunnsøkonomiske effektene på henholdsvis vannkraft- og varmekraftsiden har lagt vekt på de samme typer effekter. På vannkraftsiden har muligheten for effektarbitrasje vært hovedargumentet. I tillegg har det vært argumentert for utjevning av nedbørsvariasjon og bedre vannutnyttelse. På varmekraftsiden har argumentene knyttet seg til bedre utnyttelse av brensel og redusert kapitalslit på grunn av redusert behov for opp- og nedregulering av produksjonen. Se f.eks. Singh *et al.* (1999) for en oppsummering av argumentasjonen.

### 5.2 Samfunnsøkonomiske effekter

#### 5.2.1 Samfunnsøkonomisk gevinst/tap

##### Utnyttelse av kortsiktige prisvariasjoner

Diskusjonen i dette avsnittet vil basere seg på en stilisert modell av effektarbitrasje mellom et termisk og et vannkraftbasert system. Modellen er utformet for å analysere effektene på priser over døgnet ved sammenkobling av de to systemene, hvor døgnvariasjonen i det termiske systemet i utgangspunktet er vesentlig større enn døgnvariasjonen i det vannkraftbaserte systemet. For å få frem en prisvariasjon i det vannkraftbaserte systemet også før åpning mot det termiske, er det forutsatt at det er en begrensning i fordeling av produksjon mellom natt og dag. Dette er gjort ved å anta at det er en begrensning i effekten som kan tas ut på dagtid.

I en situasjon med en effektbegrensning i det vannkraftbaserte marked (angitt ved maksimal dagproduksjon  $q^e$ ) vil det i utgangspunktet være en prisdifferanse mellom natt og dag. Hvis prisforholdene mellom det termiske og det vannkraftbaserte systemet er slik at det er grunnlag for samhandel, vil prisene endres ytterligere mellom dag og natt når det etableres en kabel mellom de to systemene. La kapasiteten på kabelen være  $k$ . I det vannkraftbaserte systemet vil

eksport om dagen måtte tas fra den gitte effektkapasitet, og vil derfor føre til høyere priser, angitt ved skjæringen mellom etterspørselskurven og overføringskapasiteten angitt ved  $k$  i Figur 5.1. Tilsvarende vil prisen (i det vannkraftbaserte systemet) om natten bli redusert på grunn av større tilbud. I det vannkraftbaserte systemet vil man derfor få større prisforskjeller mellom natt og dag enn det som var tilfellet før samhandel.

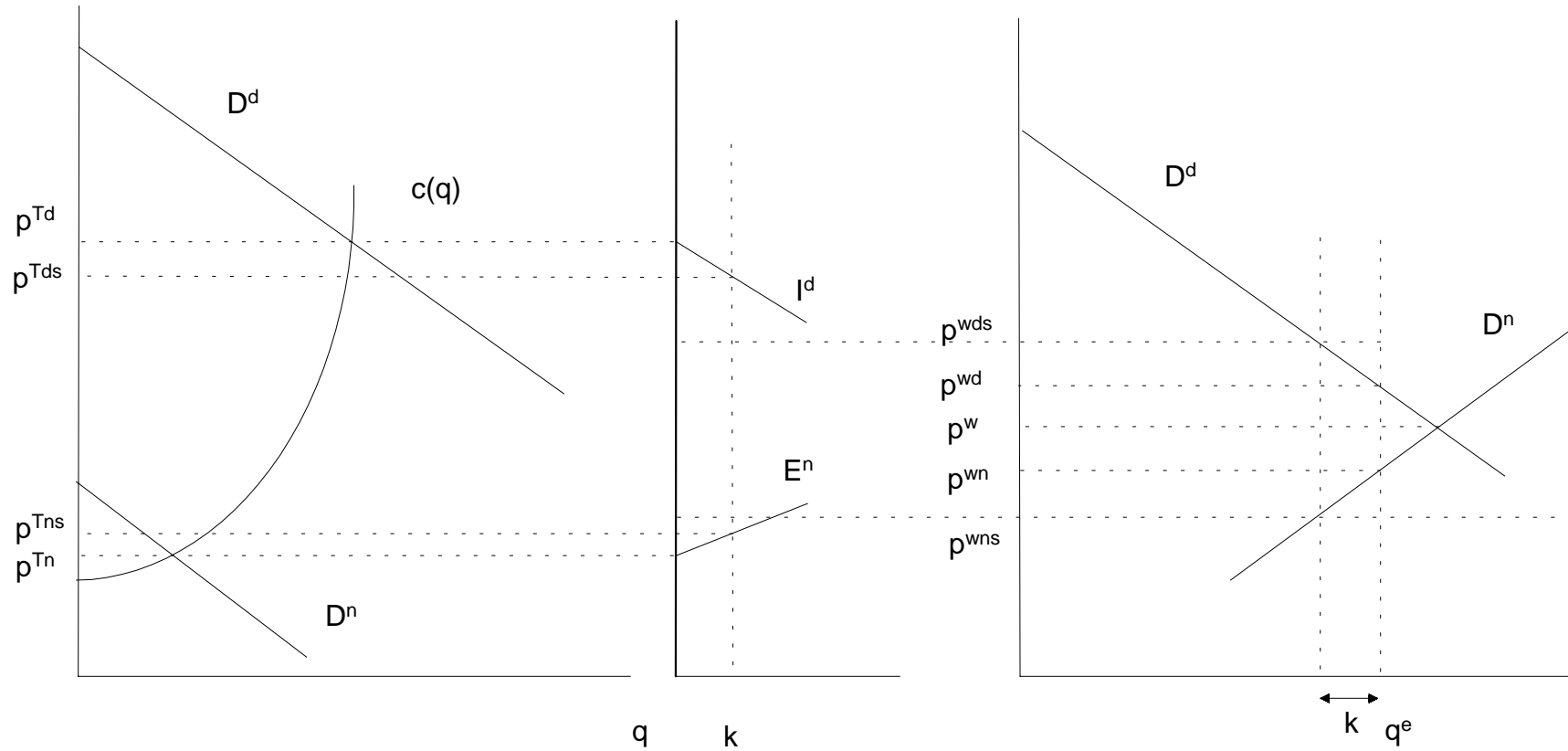
Rasjonelle vannkraftprodusenter søker å produsere inntil marginalinntekten tilsvarende marginalkostnaden. I vannkraftsystemet er marginalkostnaden en alternativverdi, og tilsvarende verdien av å vente med produksjon (marginalinntekten i periode 2). Uten restriksjoner i tilpasningen forventer en derfor at aktørene produserer slik at prisen er gitt ved skjæringspunktet mellom etterspørselskurven om natten og etterspørselskurven om dagen. I figur 5.1 under er dette gitt ved prisen  $p^w$ . Hvis effekten er beskranket på dagtid fremkommer en prisdifferanse mellom dag og natt. Dette er illustrert med prisene  $p^{wd}$  og  $p^{wn}$ , og vannet fordeles ved  $q^c$ . Vi får derfor en høy pris om dagen og en lav pris om natten. Figur 5.1 illustrerer også hva effektene blir på vannkraftsystemet med tilknytning til et termisk system. Feltet til venstre gir det termiske systemets tilbudskurve  $c(q)$ , samt etterspørselskurvene om dagen og natten, gitt ved henholdsvis  $D^d$  og  $D^n$ . Det termiske systemet har lavere pris enn vannkraftområdet om natten, men høyere pris om dagen. En forventer derfor at kabelen blir brukt til å importere kraft til vannkraftregionen om natten og til å eksportere kraft til det termiske systemet om natten. I det midtre feltet i Figur 5.1 er importfunksjonen gitt ved  $I^d$ , og eksportfunksjonen er gitt ved  $E^n$ . Kabelens kapasitet er gitt ved  $k$ . På grunn av samhandel med det termiske systemet, endres bruken av vannet. Prisforskjellene mellom periodene øker i vannsystemet og er med handel gitt ved  $p^{wds}$  og  $p^{wns}$ . En del av effektene på samfunnet er omfordelinger i en slik modell, men det er positive effekter for produsentene knyttet til at de eksporterer kraft til dyrere pris enn hjemme om dagen, og for konsumentene ved at relativt billig kraft importeres om natten. I tillegg vil kabelselskapet ha inntekter knyttet til prisdifferansen mellom de to områdene ved bruken av kabelen. Hvilken betydning dette har avhenger av eierforholdene til kabelselskapet.

Som det fremgår av figuren vil større prisvariasjon i det termiske markedet isolert sett øke nytten av effektutvekslingen. Motsatt vil større prisforskjeller i vannkraftsystemet bidra til å redusere nytten.



I analysen ovenfor er det antatt at utvekslingen natt og dag har samme omfang, slik at vannmengden i det vannkraftbaserte systemet er konstant over døgnet. Hvis nettovirkningen av utvekslingen er at det importeres kraft eller eksporteres kraft vil det få konsekvenser for nivået på prisene i det vannkraftbaserte systemet. Det er også antatt at samfunnsøkonomisk overskudd måles som summen av konsument og produsentoverskudd, og at omfordelingseffekter er uten betydning.

Figur 5.1 Effekter av samhandel mellom termisk og vannkraftbasert system



## Utveksling av energi

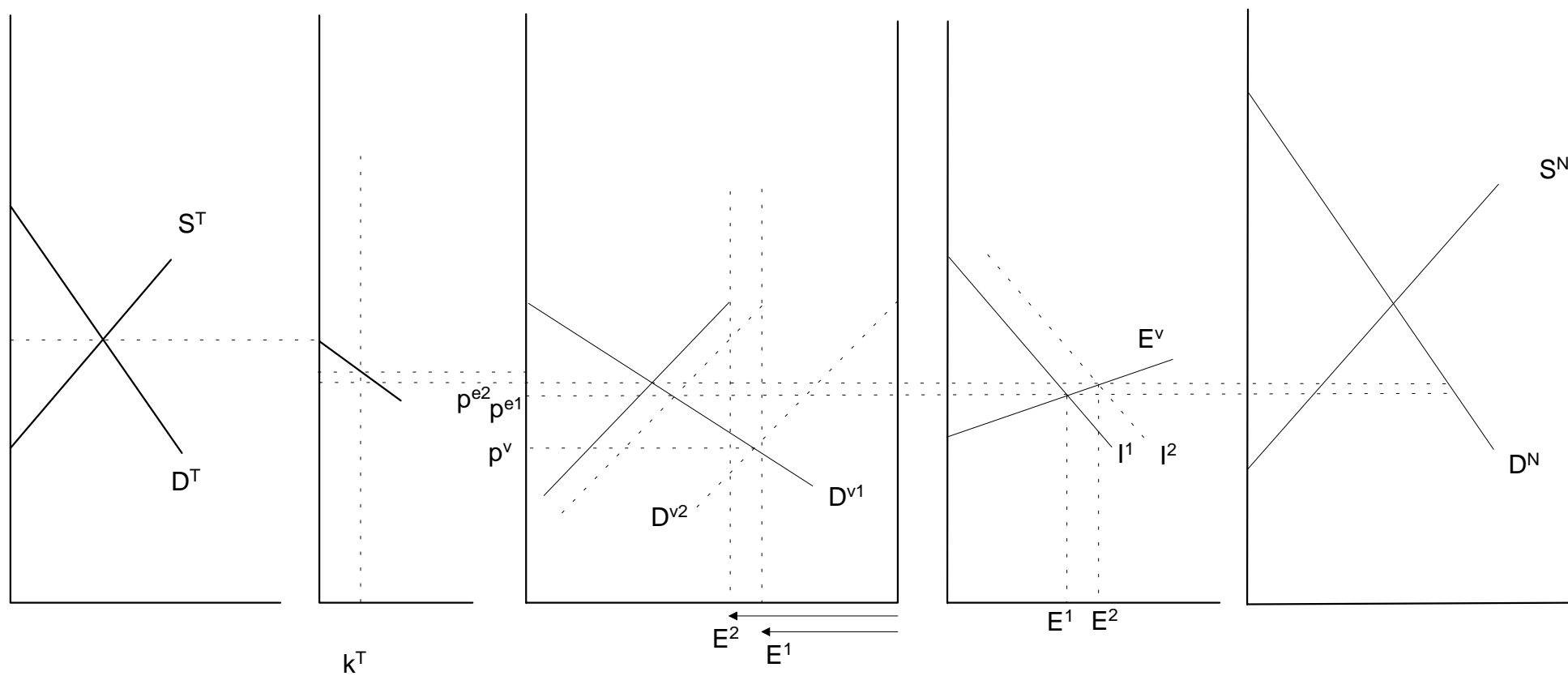
Det neste avsnittet tar for seg en situasjon hvor det i utgangspunktet er samhandel mellom et vannkraftbasert marked og et termisk marked. Samhandelen er basert på utveksling av energi. I det oppsett som benyttes vil prisene i det vannkraftbaserte systemet i autarki<sup>10</sup> være svært lave, svarende til et år med stor tilgang på vann ("våtår"). Konsekvensen er at det blir eksport til det termiske systemet. Formålet med analysen er å se hva som skjer når en ytterligere kabel fører til kobling mot et nytt termisk marked. Som det fremgår av analysen er det mulig å se direkte effekter ved eksport til det nye markedet, men også priseffekter i forhold til den opprinnelige eksport og produksjon. Dette er i en del analyser omtalt som "terms of trade" effekter. I argumentasjonen for betydningen av priser henvises ofte til tørrår og våtår, men terms of trade effekter vil imidlertid forekomme i alle år hvor det er utveksling av energi, selv om fortegnet for prisendringen i vannkraftsystemet vil avhenge av om det er nettoimport eller nettoeksport.

Første del i analysen tar utgangspunkt i en situasjon med lave priser i vannkraftsystemet og eksport til et termisk marked. Det er ingen begrensninger på eksporten til dette markedet, og det danner seg derfor en felles pris mellom det termiske og det vannkraftbaserte systemet. Situasjonen er skissert i Figur 5.2 under.

---

<sup>10</sup> Autarki brukes her som en situasjon uten handel.

Figur 5.2 Effekter av samhandel mellom termisk og vannkraftbasert system



Det midtre feltet i Figur 5.2 viser det vannkraftbaserte systemet. Det er to perioder med etterspørsel hhv.  $D^{v1}$  og  $D^{v2}$ . Det er ingen beskrankninger på overføring av vann mellom periodene, så prisen blir den samme for de to periodene. I en situasjon uten samhandel vil dette gi prisen  $p^v$ . Feltet til høyre viser det opprinnelige termiske systemet med tilbud og etterspørsel angitt ved hhv.  $S^N$  og  $D^N$ . Felt nummer to fra høyre viser eksportfunksjonen for det vannkraftbaserte systemet som  $E^v$ . Importfunksjonen for det termiske systemet til høyre er angitt med funksjonen  $I^1$ . Med samhandel mellom disse to markedene vil man få en felles pris  $p^{e1}$ . Denne pris finnes ved skjæring mellom eksport- og importfunksjonen i felt to fra høyre. Denne prisen sees også i midtfeltet som skjæring mellom etterspørselsfunksjonene, når  $D^{v2}$  er flyttet til venstre tilsvarende mengden av energi som eksporteres.

Man kan nå analysere effekten for det felles marked av å slutte seg til det termiske systemet som er skissert i feltet ytterst til venstre. Importfunksjonen for dette markedet er angitt i felt to fra venstre. Det er lagt til grunn en begrensning i import og eksport til dette markedet på  $k^T$ . En økning av eksporten fra det vannkraftbaserte systemet tilsvarende  $k^T$  er vist i felt to fra høyre ved den nye importfunksjon  $I^2$ . Skjæringen med eksportfunksjonen gir en høyere pris  $p^{e2}$ . På grunn av beskrankningen på eksportkapasiteten til det nye markedet vil det være en prisdifferanse mellom de to opprinnelige markedene og det nye termiske markedet.

For det samfunnsøkonomiske overskuddet i det vannkraftbaserte systemet vil åpningen mot det nye termiske markedet ha tre effekter. For det første vil verdien av eksporten til det nye markedet være større enn betalingsviljen for forbruk innenlands. For det andre vil det på grunn av kapasitetsskranken genereres en inntekt i den ny kabelen på grunn av prisdifferansen mellom det nye termiske markedet og prisen i det opprinnelige markedet. Denne inntekten fordeles mellom eierne av den nye kabelen. Denne inntekten vil tilsvare  $k^T$  multiplisert med differansen mellom  $p^{e2}$  og prisen i det nye termiske markedet. Åpningen mot det nye markedet vil for det tredje ha en indirekte inntektseffekt fra den opprinnelige eksport. Prisen i markedet vil øke. Samtidig vil eksporten til det opprinnelige termiske markedet reduseres noe. Den samlede effekt av dette kan kalles "terms of trade" effekten. Økt etterspørsel i det vannkraftbaserte markedet vil alt annet like redusere alle de tre effektene som er diskutert ovenfor. Økt etterspørsel i de termiske markedene vil alt annet like øke de tre effektene. Blir prisdifferansen mellom de opprinnelige markedene og det nye termiske markedet for lav, vil kapasiteten i den nye kabelen ikke mer være bindende, og kabelinntekten faller bort. Effektene på priser og samhandel av økt etterspørsel påvirkes også

av produksjonssiden. Når det dreier seg om variasjoner over året kan man legge til grunn større fleksibilitet på produksjonssiden i termiske markeder enn det som er tilfellet i rene vannkraftbaserte.

### **5.2.2 Diskusjon av følsomhet for konjunkturer og energipriser**

I det følgende vil det bli gitt en kort diskusjon av inntekts- og nyttekomponenter knyttet til omsetning av effekt og energi og betydningen av effekttilgang i tørrår. Formålet er å gi et grunnlag for å forstå hva som ligger bak de enkelte elementene for å kunne vurdere hvordan de blir påvirket av forskjellige økonomiske sjokk eller endringer. Det er altså muligheten for svingninger i forhold til de samfunnsøkonomisk relevante risikodimensjoner som vektlegges.

#### **Handel med effekt**

Kortsiktige prisdifferanser knytter seg spesielt til de mer variable priser man forventer å finne i et termisk system, hvor det er vanskelig eller kostbart å variere produksjonen på kort sikt. I et rent vannkraftsystem vil man i utgangspunktet ha samme pris natt og dag (hvis det er lagringskapasitet over døgnet). En kobling mellom et vannkraftbasert og et termisk produksjonsområde vil i utgangspunktet øke prissvingningene i det vannkraftbaserte og redusere dem i det termiske. Samhandelen øker det samfunnsøkonomiske overskudd i begge landene. Internt vil det skje omfordelinger avhengig av prisnivået i utgangspunktet. Hvis det vannbaserte systemet i utgangspunktet har lavest pris, vil det bli en omfordeling fra konsument- til produsentoverskudd. Det omvendte vil være tilfellet i det termiske systemet.

Endringer i prisnivået kan være avhengig av konjunktursituasjonen som påvirker både etterspørselssiden og prisen på innsatsfaktorer i produksjonen av kraft (her: gass vurderes som den marginale produksjonskapasitet i årene fremover). Endringer i nivået på kortsiktige svingninger i prisen avhenger av fleksibiliteten i produksjonen og av prislefølsomheten i etterspørselen. I det termiske systemet vil det i lavkonjunktur bli redusert prisleforskjell mellom dag og natt hvis etterspørselen om dagen er mer konjunkturfølsom enn etterspørselen om natten. Det motsatte gjelder for høykonjunktur. Redusert prisleforskjell i lavkonjunktur vil også forekomme i det termiske systemet hvis nivået på etterspørselen bringer likevekten ned mot mindre bratte områder av tilbudskurven. De samme effektene mht. etterspørselen vil

gjelde for vannkraft, men her er prisforskjellene i utgangspunktet mindre. For Norges vedkommende vil kontrakter med kraftkrevende industri gi mulighet for kortsiktig fleksibilitet også fra forbrukssiden. Dette kan bidra til reduserte kortsiktige prisvariasjoner. Effektene som er diskutert i dette avsnittet vil være systematiske og prosykliske.

Kortsiktige endringer i gassprisen får betydning for kabelinntekten hvis prissvingningene mellom høy- og lavlast endrer seg. Svingningene og transmisjonsinntekten øker hvis høylastprisen øker mer enn lavlastprisen ved oppgang i gassprisen. Hvis prisen i høy- og lavlast endres like mye vil det ikke være effekter for svingningen. Hvis lavlastprisen er bestemt av gassprisen og høylastprisen endrer seg mindre vil et positivt sjokk i gassprisen redusere prisforskjellen over døgnet. Da reduseres også transmisjonsinntekten. I denne situasjonen vil effekten av endringer i gassprisen være motsykliske. Denne situasjonen svarer delvis til situasjonen i Figur 5.1 hvor den bratte del av tilbudskurven gir lavere priseffekt i høylast enn i lavlast ved økning i gassprisen.

På lengre sikt vil det være nødvendig å ta hensyn til endringer i mer langsiktige faktorer som har betydning for produksjon og etterspørsel. Diskusjonen blir konsentrert om det termiske systemet. I utgangspunktet forekommer de store prissvingningene i det termiske systemet på grunn av manglende fleksibilitet på produksjonssiden og i konsum. Alle faktorer som trekker i retning av større fleksibilitet vil derfor redusere gevinsten ved utveksling mellom det termiske og det vannkraftbaserte systemet. Teknologiske gjennombrudd kan føre til større fleksibilitet, men må anses for å være usystematiske effekter. Det er mer relevant å vurdere innfasing av teknologier som er kjent, men bare brukt i mindre grad. På produksjonssiden kan brenselceller og forskjellige kombinasjoner av fjernvarme og gassteknologi gi større fleksibilitet. På konsumsiden vil bedre effektstyring i husholdninger og bedrifter kunne bidra til å redusere etterspørselstopper. Implikasjonen av dette er at det vil være grenser for utviklingen i prisvariasjon ved en langvarig høykonjunktur eller langsiktige økninger i gasspriser. Bildet kompliseres av at også mindre fleksible teknologier kan få større betydning på produksjonssiden. Dette vil f.eks. være økt bruk av kjernekraft drevet frem av ønsket om å redusere klimautslipp. Fornybare energikilder vil også tendere til å være mindre fleksible. Avgifter på bruk av fossile energikilder som olje og gass vil redusere verdien av petroleumsformuen. For kraftprodusenter vil prisen for bruk av gass øke. På kort sikt vil effekten være som ved en økning av gassprisen, men effekten er i denne situasjonen prosyklisk, da petroleumsformuen er redusert. Den langsiktige effekten blir redusert

kabelinntekt av samme grunn som ved økning i gassprisen diskutert ovenfor. Den prosykliske effekten vil være den samme.

Som det fremgår av diskusjonen i dette avsnittet kan vurderingen av risikoegenskapen for kabelinntekten avhenge både av tidsperspektivet, og kilden til endring i tilbud eller etterspørsel.

Handel med regulerkraft dreier seg i hovedsak om tjenester knyttet til den kortsiktige balansering av tilbud og etterspørsel. I termiske systemer er variasjonsmulighetene i utgangspunktet mer kostbare, og disse systemtjenestene vil derfor være dyrere sammenliknet med det vannbaserte systemet. I prinsippet kan nødvendig balansering i et marked være et resultat av både økt produksjon og redusert etterspørsel. Tradisjonelt har produksjonsstyringen vært mest effektiv. I vannkraft er de tekniske mulighetene for opp- og nedregulering store. I termiske systemer må kortsiktige endringer være basert på at kraftverkene er klare til å starte produksjonen. Samhandel med regulerkraft vil derfor ha stor sammenheng med den generelle kortsiktige samhandel mellom det termiske og det vannbaserte systemet. De samme forhold gjør seg da gjeldende mht. konjunkturfølsomhet og følsomhet for olje- og gasspris.

I vurderingen av effekten av konjunkturutviklingen på inntekten fra handel med effekt vil det bli lagt vekt på en situasjon med samme konjunkturutvikling i det termiske og det vannkraftbaserte systemet. Det legges til grunn at prisvariasjonen over døgnet avhenger positivt av konjunktorene men at disse svingningene er større i UK enn i Norge. Da vil effekten fra effekthandel være prosyklisk.

### **Handel med energi i våt- og tørrår. Effekter på "terms of trade"**

Spesielle situasjoner med tørrår og våtår påvirker energikapasiteten i det vannkraftbaserte systemet. Importkapasitet bidrar til å redusere prisen i tørrår og øker verdien av vannkraften i våtår. Med hensyn til denne effekten er spørsmålet om dette kan regnes som en systematisk eller tilfeldig komponent i forhold til svingninger i verdien av nasjonalformuen. Det er ingen grunn til å tro at forekomsten av våt- eller tørrår har sammenheng med utenlandske konjunkturer eller oljepriser. Det vil heller ikke ha egen betydning for anslag på



nasjonalformuen. Selv om forekomsten av hydrologiske ekstremår er tilfeldig kan *effekten* av disse imidlertid ha sammenheng med konjunktursituasjonen.

Spørsmålet er da om det er faktorer som fører til at muligheten for utveksling av energi i våt- eller tørrår har forskjellig verdi i hhv. lav- eller høykonjunkturer. Det fremgikk av analysen i avsnitt 5.2.1 at verdien av den nye kabelen hadde sammenheng med prisdifferansen mellom det etablerte markedet og det nye termiske markedet. Man kan oppfatte en høykonjunktur som en økning av etterspørselen. Omvendt vil en lavkonjunktur føre til en reduksjon i etterspørselen. Hvis en høykonjunktur bare påvirker det vannkraftbaserte markedet vil verdien av den nye kabelen reduseres. Dette kommer av at etterspørselen i det vannkraftbaserte markedet øker prisnivået i dette markedet. Det motsatte vil være tilfellet med en lavkonjunktur som bare påvirker det vannkraftbaserte markedet. Ut fra dette kan man si at hvis hvis konjunktursvingningene bare (eller i høyest grad) påvirker det vannkraftbaserte systemet vil verdien av kabelen utvikle seg motsyklisk i forhold til konjunkturerne. Hvis enhøykonjunktur eller en lavkonjunktur påvirker etterspørselen i alle markeder (se **Feil! Fant ikke referanse-kilden.**) forholdsmessig like mye vil verdien av kabelen også utvikle seg motsyklisk. Dette har sammenheng med at det i mindre grad er mulighet for tilpasning fra produksjonssiden i det vannkraftbaserte systemet sammenliknet med det termiske systemet. Prisnivået i det vannkraftbaserte markedet (sett isolert) svinger derfor forholdsvis mer enn i de termiske markedene. Også i denne situasjonen vil verdien av kabelen utvikle seg motsyklisk i forhold til konjunkturerne. Hvis en etterspørselsøkning er størst i de termiske markedene vil verdien av kabelen øke. I denne situasjonen vil verdien av kabelen utvikle seg prosyklisk.

Sammenfattende kan man si at i de tilfellene hvor konjunktursituasjonen påvirker etterspørselen sterkest i det vannkraftbaserte markedet, vil verdien av kabelen være motsyklisk. I de tilfelle hvor effekten er sterkest for de termiske markedene vil verdien av kabelen være prosyklisk. Som tidligere nevnt vil det bli lagt størst vekt på et scenarie med samme konjunkturutvikling i det termiske og det vannkraftbaserte systemet. Mindre fleksibilitet på produksjonssiden på vannkraftsiden vil, som nevnt ovenfor, trekke i retning av at verdien av kabelen for utveksling av energi i våt- eller tørrår utvikler seg motsyklisk i forhold til konjunktursituasjonen i denne situasjonen.

## **Sikring mot rasjonering i tørrår**

Sannsynligheten for tørrår er anslått til et tilfelle hvert 15. år. Selve forekomsten av tørrår må som tidligere nevnt anses for tilfeldig i forhold til konjunkturer og oljepriser. I seg selv er tørrår derfor en usystematisk kilde til risiko. Effektene av tørrår og dermed verdien av tiltak for å sikre seg kan imidlertid ha sammenheng med konjunkturutviklingen. Det er dette siste aspektet som ligger til grunn for diskusjonen i dette avsnittet. Ekstreme tørrår vil føre til meget høye priser i det norske marked og import fra utlandet. Denne situasjonen er langt på vei det motsatte av det som ble analysert ovenfor under handel med energi, hvor et år med lave norske kraftpriser lå til grunn for diskusjonen. Effektene som diskuteres i det som følger må anses for å være mulige ekstra effekter utenom de direkte effekter som er diskutert tidligere.

Det kan argumenteres for at de sterke prisøkninger som følger av ekstreme tørrår kan føre til politiske beslutninger som reduserer effektiviteten i kraftmarkedet eller bidrar til å skape usikkerhet om de politiske rammevilkår for bransjen. Ekstra importkapasitet vil redusere ekstreme priseffekter og det kan da argumenteres for at NSI reduserer risikoen for beslutninger som endrer rammevilkårene for kraftmarkedet på en negativ måte. Verdien som skal tillegges denne typen effekter vil naturligvis være beheftet med stor usikkerhet.

Scenariet er ikke i seg selv utenkelig, men denne typen effekter skiller seg allikevel ut ved å kombinere rene økonomiske argumenter (høyere priser i markedet) med antakelser om politiske reaksjoner. Denne effekten er derfor ikke tillagt noen vekt i vurderingen av typen av risiko knyttet til NSI investeringen.

En annen effekt er knyttet til muligheten for temporære stopp i produksjonen i kraftintensiv industri. Effekten av høye priser i kraftmarkedet vil være redusert etterspørsel både til konsum og produksjon. I et velfungerende marked vil reduksjonen være effektiv, forstått på den måten at konsum og produksjon som bidrar minst til samfunnsøkonomisk overskudd (har minst samfunnsøkonomisk verdi) blir redusert først. Et samfunnsøkonomisk tap kan oppstå hvis ineffektivitet i markedet fører til at virksomhet blir lukket ned, som bidrar til samfunnsøkonomisk overskudd eller omvendt. Hvis det er tilfellet vil rasjoneringen som følge av prisøkningen bli ineffektiv.

Det er vanskelig å vurdere om slike effekter er relevante for kraftintensiv industri. Tapet som følger av temporær lukking vil være den samfunnsøkonomiske verdi av produksjonen minus verdien av innsatsfaktorer målt til samfunnsøkonomisk alternativkostnad. Hvis denne typen effekter skal knyttes direkte til kraftintensiv industri må dette være vurdert i forhold til planleggingshorisonten for NSI kabelen.

Det er imidlertid rimelig å anta at tapet som følge av redusert produksjon i tørrår er større i høykonjunktur enn i lavkonjunktur. Dette vil være tilfellet uansett bransje. Dette betyr at den ekstra sikring som utgjøres av en ekstra kabel til utlandet har større verdi i høykonjunktur enn i lavkonjunktur.

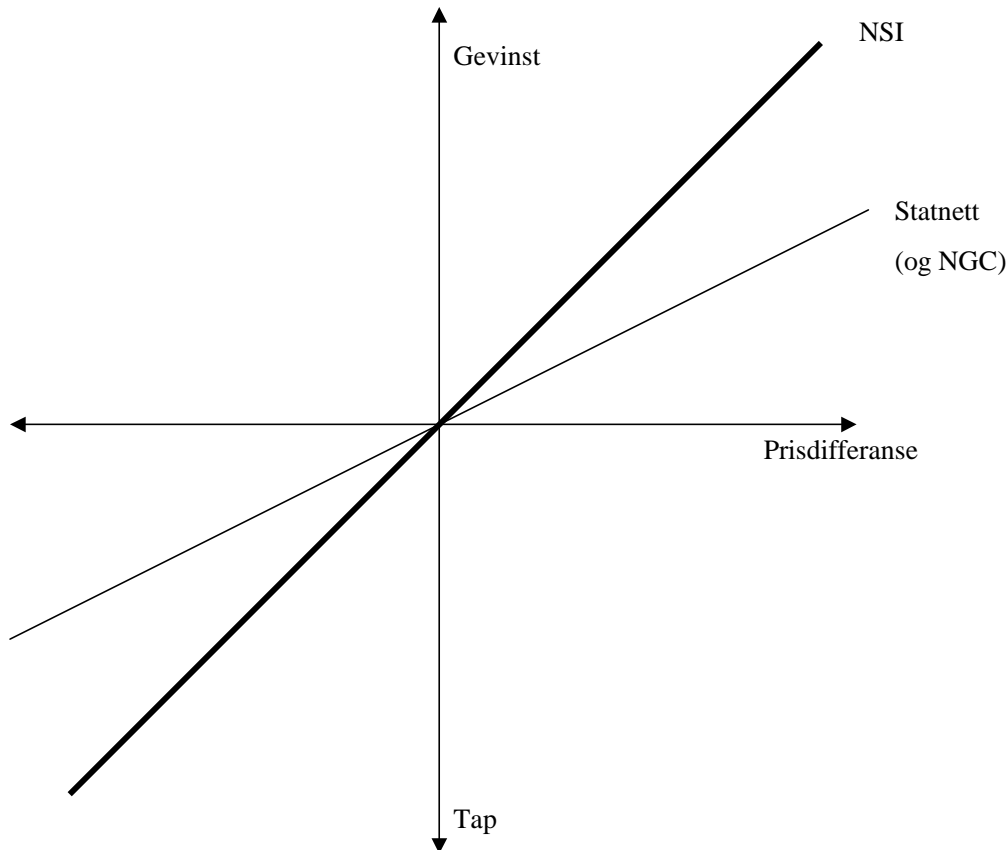
### 5.2.3 Faste kostnader og systematisk risiko

Ved investeringen i NSI planlegger Statnett å kjøpe 50 % av kabelkapasiteten i 25 år. Dette innebærer at den samfunnsøkonomisk relevante risikoen for Norge øker. Forenklet kan vi si at kabelinntekter deles likt mellom Statnett og NGC. Kjøpet av kapasitet kan Statnett selge i markedet når prisdifferansen tilsier det, men i tilfeller hvor prisdifferanse mellom Norge og England er for lav øker tapet for Statnett i forhold til for NGC. Vi ser på en situasjon uten kvantumsrisiko, men med prisrisiko. Med dette mener vi at det *ikke* er risiko for at kabelen ikke skal brukes, men at risikoen utelukkende bygger på for liten prisdifferanse. I utgangspunktet er inntektene til NSI gitt ved<sup>11</sup> :  $p \cdot q - F_C$ , og siden selskapene eier 50% hver, er inntektene til de to eierne derfor gitt ved :  $\frac{1}{2}[p \cdot q - F_C]$ .

---

<sup>11</sup> Her indikerer  $p$  pris,  $q$  kvantum,  $V_C$  gir variable kostnader, mens faste kostnader er representert med  $F_C$ .

Figur 5.3 Gevinstrealisasjoner for Statnett og NSI



I Figur 5.3 beskriver den vannrette aksene den fremtidige prisdifferansen på kraft mellom Norge og England, og gevinsten ved investeringen er gitt ved den loddrette aksene. Origo defineres ved prisdifferansen som gir null gevinst. Den tykke heltrukne linjen beskriver gevinsten for selskapet NSI ved ulike prisdifferanser. Den tynne heltrukne linjen illustrerer Statnett's gevinst fra investeringen i prosjektet uten kjøp av 50% av kapasiteten (også NGC sin gevinst). Gevinsten deles likt mellom selskapene og denne linjen har en helningskoeffisient som er halvparten av den til gevinststrukturen for det totale selskapet (NSI). Vi ser nå på tilfellet hvor Statnett kjøper 50% av kapasiteten. Forutsetter for enkelthets skyld at Statnett betaler break-even prisen, altså prisen som er gitt ved :  $\bar{p} = F_C$ . Siden vi ikke ser på kvantumsrisiko i analysen, normaliserer vi  $q$  til 1, og bruker ikke notasjon for kvantum i fortsettelsen. Inntektene til NSI er dermed gitt ved:  $NSI^* = \frac{1}{2}p + \frac{1}{2}\bar{p} - F_C$ .

Dette innebærer at Statnett eier 50% av investeringen i tillegg til 50% av kapasiteten av kableen. Som følge av dette kan vi skrive:

$$\begin{aligned} \text{Inntekt}_{\text{STATNETT}} &= \overbrace{\frac{1}{2}[\frac{1}{2}p + \frac{1}{2}\bar{p} - F_C]}^{\text{Eierinntekter}} + \overbrace{\frac{1}{2}p - \frac{1}{2}\bar{p}}^{\text{Inntekt fra kapasitet}} \\ &= \frac{3}{4}p + \frac{1}{4}\bar{p} - \frac{1}{2}F_C - \frac{1}{2}\bar{p} \\ \text{Inntekt}_{\text{STATNETT}} &= \frac{3}{4}p - \frac{1}{2}F_C - \frac{1}{4}\bar{p} \end{aligned}$$

Denne kan sammenlignes med inntekten til Statnett før kjøpet av kapasitet, som er gitt ved ligningen:  $\frac{1}{2}[p - F_C]$ . De ulike utfallene for de tre aktørene (Statnett, NGC og NSI) kan illustreres i følgende tabell.

**Tabell 5.1 Faste kostnader, inntekter og verdi før og etter kjøp av kapasitet**

<b>Aktør</b>	<b>Inntekt</b>	<b>Fast kostnad</b>	<b>Verdi</b>
<b><u>Før Statnett's kjøp av kapasitet</u></b>			
NSI	$p$	$F_C$	$p - F_C$
Statnett	$\frac{1}{2}p$	$\frac{1}{2}F_C$	$\frac{1}{2}[p - F_C]$
NGC	$\frac{1}{2}p$	$\frac{1}{2}F_C$	$\frac{1}{2}[p - F_C]$
<b><u>Etter kjøp av Statnett's kapasitet</u></b>			
NSI	$\frac{1}{2}p + \frac{1}{2}\bar{p}$	$F_C$	$\frac{1}{2}p + \frac{1}{2}\bar{p} - F_C$
Statnett	$\frac{3}{4}p + \frac{1}{4}\bar{p}$	$\frac{1}{2}F_C + \frac{1}{2}\bar{p}$	$\frac{3}{4}p - \frac{1}{4}\bar{p} - \frac{1}{2}F_C$
NGC	$\frac{1}{4}p + \frac{1}{4}\bar{p}$	$\frac{1}{2}F_C$	$\frac{1}{4}p + \frac{1}{4}\bar{p} - \frac{1}{2}F_C$

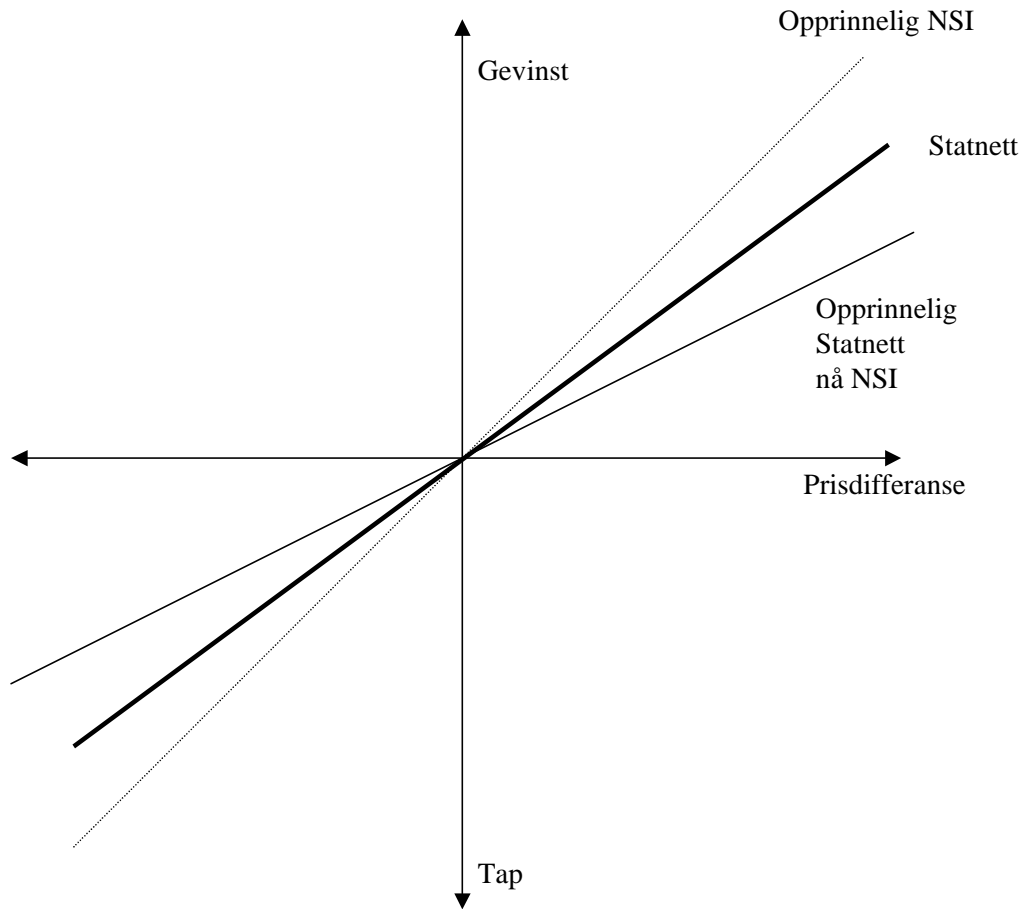
Om en forenkler og sier at investeringen har en varighet på 1 periode, får en at verdien av investeringen er gitt ved differansen mellom inntekter og kostnader (gitt ved den siste kolonnen i Tabell 5.1). Før Statnett's kjøp av kapasitet vil eierne dele verdien av selskapet mellom seg, og verdien av investeringen er gitt ved  $\frac{1}{2}[p - F_C]$ . Etersom Statnett kjøper halve kapasiteten i NSI til pris  $\bar{p}$ , endres inntekten til NSI, og dermed også inntektsprofilen til alle aktørene. NGC som gjennom sitt eierskap har krav på 50% av inntektene tilordnes dermed  $\frac{1}{2}$  inntekten fra spotsalget og  $\frac{1}{2}$  inntekten fra salget av kapasitet til Statnett. Statnett

har – gjennom sitt eierskap i NSI – krav på den samme eierinntekten som NGC, men i tillegg har Statnett inntekter fra salg av kapasitet til spotpris  $p$ , som ble kjøpt til kontraktsprisen  $\bar{p}$ . De faste kostnadene i prosjektet NSI forandres naturlig nok ikke som følge av at Statnett kjøper kapasitet. Gjennom sitt eierskap i kabelprosjektet sitter NGC og Statnett med halvdelene av de faste kostnadene hver. I tillegg har Statnett lagt ut  $\bar{p}$  for halvparten av kapasiteten, noe som også vil regnes som en fast kostnad. Dette medfører at Statnett har økt sin andel faste kostnader i investeringen gjennom kjøpet av kapasitet. Effektene av kjøp av kapasitet kan enkelt beskrives med et talleksempel. Vi forutsetter at de faste kostnadene er gitt ved 1, og prisen på kapasiteten er 2. Dette gir at verdien av kabelprosjektet tilsvarer  $2 - 1 = 1$ , og begge eierne deler verdien mellom seg. I dette eksempelet tar vi med at eierselskapene deler både inntektene (1 hver) og de faste kostnadene ( $\frac{1}{2}$  hver) likt mellom seg. Forutsetter så at Statnett forventer at den realiserte spotprisen i markedet vil være 2, og vil derfor betale 2 for kapasiteten. Dette kan vi skrive som  $\bar{p} = E[p] = 2$ . Ved kjøp av kapasitet har nå Statnett lagt ut 1 i fast kostnad (utover fast kostnad gjennom eierskap), men har samtidig økt sin inntekt med 1, og har total inntekt på 2 og fast kostnad på  $1\frac{1}{2}$ . Andelen faste kostnader for Statnett kan illustreres i tabell Tabell 5.2 under.

**Tabell 5.2 Andel faste kostnader**

	<b>Faste kostnader</b>	<b>Verdi</b>	<b>Andel</b>
<b>Før kjøp av kapasitet</b>			
Statnett	$\frac{1}{2}F_C = \frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}[p - F_C] = \frac{1}{2}$	$\frac{NV(f.k)}{NV(verdi)} = 1$
NGC	$\frac{1}{2}F_C = \frac{1}{2}$	$\frac{1}{2}[p - F_C] = \frac{1}{2}$	$\frac{NV(f.k)}{NV(verdi)} = 1$
<b>Etter kjøp av kapasitet</b>			
Statnett	$\frac{1}{2}F_C + \frac{1}{2}\bar{p} = 1$	$\frac{3}{4}p - \frac{1}{4}\bar{p} - \frac{1}{2}F_C = \frac{1}{2}$	$\frac{NV(f.k)}{NV(verdi)} = 2$
NGC	$\frac{1}{2}F_C = \frac{1}{2}$	$\frac{1}{4}p + \frac{1}{4}\bar{p} - \frac{1}{2}F_C = \frac{1}{2}$	$\frac{NV(f.k)}{NV(verdi)} = 1$

Effektene illustreres i Figur 5.4 på neste side.

**Figur 5.4** *Gevinstrealisasjoner med kjøp av kapasitet*

Som en ser har nå Statnett påtatt seg en større del av de faste kostnadene og dermed vil Statnett's verdigevinst ved prosjektet i større grad enn tidligere variere med realisert prisdifferanse. På grunn av at Statnett kjøper en del av kapasiteten, faller risikoen til det totale prosjektet (NSI), og i dette eksempelet finner en at NSI overtar den opprinnelige gevinstprofilen til Statnett. Statnett derimot får økt eksponering overfor endringer i realisert prisdifferanse. NGC får – i motsetning til Statnett – en reduksjon i risikoen overfor prisvariasjoner.

Risikoen som fremkommer som følge av økningen i faste kostnader slår ut i systematisk risiko, og dette kan illustreres med en enkel modell hvor kontantstrømmen fra investeringen kan deles inn i inntekt og faste kostnader, og nåverdien til investeringen kan skrives som :

$$NV(\text{aktiva}) = NV(\text{inntekt}) - NV(\text{f.kostnad})$$

$NV$  står her for nåverdi. Disse størrelsene varierer med konjunktorene og en kan skrive at betaverdien til aktivaet er gitt som summen av betaverdien til inntekten og kostnadskomponentene justert for vekten til de ulike faktorene<sup>12</sup>:

$$\beta_A = \beta_I \frac{NV(\text{inntekt})}{NV(\text{aktiva})} - \beta_{FK} \frac{NV(\text{f.kostnad})}{NV(\text{aktiva})}$$

Forutsetter at betaverdien til faste kostnader er null, og vi kan derfor skrive at betaverdien til aktivaene er gitt ved :

$$\beta_A = \beta_I \frac{NV(\text{inntekt})}{NV(\text{aktiva})}$$

Om vi forutsetter at selskapet ikke tjener renprofitt i likevekt ( $PV(\text{inntekt}) = PV(\text{aktiva}) + PV(\text{f.kostn.})$ ) kan vi skrive at betaverdien til aktivaet avhenger positivt av andelen faste kostnader i prosjektet:

$$\beta_A = \beta_I \left[ 1 + \frac{NV(\text{f.kostn.})}{NV(\text{aktiva})} \right]$$

Vi ser derfor at betaverdien til aktivaene avhenger positivt av andelen faste kostnader. Investeringer med høy andel faste kostnader tenderer også til å ha en høyere betaverdi. For dette eksempelet har vi i utgangspunktet en investering med relativt høy andel faste kostnader, trolig mellom 75% og 85%. Økningen i faste kostnader som oppstår som følge av kjøpet av kapasitet vil derfor gi en moderat, men positiv effekt på aktivabetaen for Statnett.

---

<sup>12</sup> Dette følger av den kjente egenskapen at betaverdien til en portefølje kan skrives som det vektete gjennomsnittet til de enkelte betaverdiene i porteføljen. Se for eksempel Brealey *et al.* (1996).



### 5.3 Referansebanen

Ved evaluering av et investeringsprosjekt er det også viktig å ha en formening om hva som er det relevante alternativet (referansebanen). Hva er alternativet til å bygge Englandskabelen? Transmisjonskapasiteten med kontinentet gjennom Sverige og Danmark vil trolig ikke være som i dag, verken med eller uten kabel til Storbritannia. For å gjøre anslag på verdien av en investering, må en vurdere de relevante alternativene. En grundig gjennomgang av alternativene til investering vil gi et mer presist anslag på forventede kontantstrømmer ved prosjektet. Dette er nødvendig for å estimere totale gevinster ved investeringen, og det kan også være nødvendig for å treffe korrekte konklusjoner angående risikoen i prosjektet.

I tillegg kan det være knyttet en ikke ubetydelig (samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk) verdi ved å vente med å gjennomføre investeringen. To momenter ved NSI aktualiserer dette. For det første er investeringen irreversibel, og kan derfor ikke reverseres om den skulle vise seg å bli ulønnsom. I tillegg er det stor usikkerhet knyttet til gevinstene ved investeringen. Lønnsomheten ved Englandskabelen avhenger av hvordan det resterende nettverket utvikles. Utviklingen i transmisjonskapasitet mellom Norge og kontinentet samt mellom England og kontinentet vil påvirke prisene i begge markedene, og styrer derfor inntekspotensialet ved prosjektet. Verdien av å vente kalles ofte opsjonsverdi (se Brealey *et al.* (1996)). Differansen i risikoen mellom et prosjekt som *må* iverksettes i dag og et identisk prosjekt som kan *utsettes* kan være stor. Opsjonsverdien ved å vente vil derfor også kritisk avhenge av referansebanen til prosjektet. Verdien av å vente øker med usikkerheten til lønnsomheten ved prosjektet. Om usikkerheten til forventet etterspørsel etter kabelkapasitet er stor øker opsjonsverdien, og det kan være lønnsomt å vente med å bygge transmisjonskabelen. For investeringer i transmisjonskapasitet er det vanskelig å identifisere hendelser som fører til økt informasjon om lønnsomheten ved prosjektet. En kan derfor si at informasjonsoppløsningen (*ex ante*) ved dette prosjektet er diffus eller vanskelig å anslå. Dette vanskeliggjør bruken av denne teoritypen, men i tilfeller hvor politiske beslutninger om utbygging av for eksempel produksjonsanlegg ligger fast, kan dette være et nyttig bidrag ved vurderingen av prosjektet.

## 5.4 Anslag på aktivbeta for NSI

For å si noe om den systematiske risikoen til investeringen NSI, legger vi til grunn diskusjonen i kapittel 4 og 5.2. Både analyse av nytte- og kostnadskomponenter, empiriske undersøkelser og regulatorisk praksis illustrerer at systematisk risiko til transmisjonsinvesteringer er lav. Vi vurderer først prosjektets risiko, og dernest vurderes spesifikke faktorer som kan påvirke anslaget på denne investeringen.

Når det dreier seg om investeringer av typen NSI er det stor usikkerhet knyttet til de prinsipielle vurderinger det er mulig å gjøre. Det kan argumenteres for at denne typen utenlandskabler skiller seg fra tradisjonelle transmisjonsinvesteringer ved at de i større grad er basert på å utnytte forskjeller i produksjonsteknologi mellom forskjellige land eller geografiske områder. Dette gjelder både kortsiktige muligheter for effektarbitrasje og langsiktige effekter fra energiutveksling i tørr- eller våtår. Om forskjellige nyttekomponenter er utsatt for systematisk risiko, og om de er med- eller motsykliske i forhold til nasjonalformuen vil imidlertid avhenge av detaljerte forutsetninger om både tilbuds- og etterspørselsforhold. Med utgangspunkt i den usikkerhet som knytter seg til vurderingen har vi ikke grunnlag for å si at den systematiske risikoen i vesentlig grad skiller seg fra risikoen til ordinære investeringer i sentralnettet. Ved vurderingen av aktivbeta for NSI vil vi derfor ta utgangspunkt i anslaget på aktivbeta for alminnelige transmisjonsinvesteringer, som tilsvarer en verdi på 0,35.

**Estimat på systematisk risiko for kabelprosjektet**

**North Sea Interconnector eksklusiv kapasitetskjøp : 0,35**

På bedriftsøkonomisk nivå kan en påstå at systematisk risiko skiller seg fra det samfunnsøkonomisk relevante av to årsaker. For det første er NSI ikke regulert som det resterende transmisjonsnettet som Statnett driver, og for det andre har Statnett i tillegg til eierskapet kjøpt en stor del av kapasiteten for en periode. Det viser seg at reguleringsregimer kan påvirke graden av systematisk risiko ved prosjekter Alexander *et al.* (1996a). Ved samfunnsøkonomiske analyser skal en ikke ta hensyn til regulering på grunn av at

reguleringen utelukkende flytter risiko mellom ulike aktører, uten å endre den totale risikoen ved investeringen. Risikoen på samfunnsøkonomisk nivå vil derfor ikke endres. For et gitt prosjekt kan regulering derimot påvirke utformingen av investeringen og således risikoen, men vi tar ikke hensyn til slike effekter her. Kjøpet av kapasitet på kabelen vil derimot endre den samfunnsøkonomiske relevante risikoen ved investeringen. Som illustrert tidligere finner vi derfor at den systematiske risikoen for Norge øker som følge av at Statnett kjøper transmisjonskapasitet. Det er ikke lett å fastslå størrelsen på økningen. Prosjektet er i utgangspunktet preget av en høy andel faste kostnader, og en ytterligere økning gir sannsynligvis et positivt, men lite bidrag til systematisk risiko. Vi legger til 0,05 på betarisikoen til ordinære transmisjonsinvesteringer og ender opp med en betaverdi på 0,4. Vi har gitt aktivbetaen et lite tillegg<sup>13</sup> som følge av økningen i de faste kostnadene som kjøp av kapasitet gir. Dette anslaget er skjønsmessig fastsatt og følger av den empiriske observasjonen at økning av faste kostnader gir økning i betaverdien.

**Estimat på systematisk risiko for kabelprosjektet**

**North Sea Interconnector med kapasitetskjøp : 0,4**

For kabelprosjektet NSI legger vi til grunn at totalkapitalkravet før skatt, gitt ved:  $r^{FS} = 0,5 \cdot 13,4 + 0,5 \cdot 6,5 = 10$  er 10%, og justert for inflasjon gir dette et reelt før skatt krav på 7,5%.

<sup>13</sup> En økning på 0,05 kan virke som en stor økning, men vi er av den oppfatning at en må være forsiktig med å dele inn størrelser med så stor usikkerhet i enda mindre enheter.

## 6 REFERANSER

- ACCC. 1998. "Final Decision on Victorian Gas Transmission Business." Australian Competition and Consumer Commission, Decision no.
- ACCC. 2001a. "Queensland Transmission Network Revenue Cap." Australian Competition and Consumer Commission, Decision no.
- ACCC. 2001b. "Snowy Mountains Hydro-Electric Authority Transmission Network Revenue Cap 1990/00 - 2003/04." Australian Competition and Consumer Commission, Decision Report no.
- ACG. 2002. "Empirical Evidence on Proxy Beta Values for Regulated Gas Transmission Activities." The Allen Consulting Group, Report no. Sydney.
- Alexander, Ian, Colin Mayer, and Helen Weed. 1996a. "Regulatory Risk and Structure and Infrastructure Firms: An International Comparison." World Bank, Working Paper no. no. 1698
- Alexander, Ian, Colin Mayer, and Helen Weeds. 1996b. "Regulatory Structure and Risk: an International Comparison." World Bank, Report no.
- Brealey, Richard A. and Stewart C. Myers. 1996. *Principles of Corporate Finance*. New York: McGraw-Hill.
- Buckland, Roger and Patricia Fraser. 2001. "Political and Regulatory Risk in Water Utilities: Beta Sensitivity in the United Kingdom." *Journal of Business Finance and Accounting* 7/8:877 - 904.
- DTe, Netherlands Electricity Regulatory Service. 2000. "Guidelines for price cap regulation of the Dutch electricity sector in the period from 2000 to 2003." DTe, Report no.
- ESCOSA. 2002. "Tarcoola-Darwin Railway: Regulated Rates of Return." The Essential Service Commission of South Australia, Draft Determination no. Adelaide.
- Fehr, Nils-Henrik von der, Kåre P. Hagen, and Einar Hope. 2002. "Nettregulering." Samfunns- og næringslivsforskning, Rapport no. 01/02 Bergen.
- Finansdepartementet. 1999. "Behandling av diskonteringsrente, risiko, kalkulasjonspriser og skattekostnad i samfunnsøkonomiske analyser." Finansdepartementet, Rundskriv no. 14/99 Oslo.
- Finansdepartementet. 2000. "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser." Finansdepartementet, Veiledning no. Oslo.
- Foster, George. 1986. *Financial Statement Analysis, 2/E*: Prentice Hall.

- Gjesdal, Frøystein and Thore Johnsen. 1999. *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*. Oslo: Cappelen akademisk forlag.
- Halleraker, Morten. 1995. "Behandling av risiko i nytte-kostnadsanalyser - en prinsipputredning." Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, SNF-rapport no. 41/95 Bergen.
- Houston, Greg, Tom Hird, and Nicola Tully. 2001. "International Compariosn of Utilities`Regulated Post Tax Rates of Return in: North America, the UK, and Australia." N/E/R/A, Report no. Sydney.
- Huang, Chi-fu and Robert H. Litzenger. 1988. *Foundations for Financial Economics*. New York: North-Holland.
- IPART. 1999. "Regulation of NSW Electricity Distribution Networks, Final Determination." Independent Pricing and Regulatory Tribunal, Report no. Sydney.
- Johnsen, Thore. 1996. "Avkastningskrav ved vurdering av lønnsomheten i statlig eiet forretningsvirksomhet." Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, SNF-rapport no. nr. 90 Bergen.
- Lally, Martin. 2003. "The Weighted Average Cost of Capital for Electricity Lines Businesses." Victoria University, School of Economics and Finance, Report no. Weelington.
- N/E/R/A. 2001. "International Comparison of Utilities` Regulated Post Tax Rates of Return in: North America, the UK and Australia." National Economic Research Associates, Report no. Sydney.
- NOU. 1988. "Norsk økonomi i forandring." Finans og tolldepartementet, NOU no. 1998/21 Oslo.
- NOU. 1999. "Konvergens." Samferdselsdepartementet og Kulturdepartementet, NOU no. 1999/26 Oslo.
- NOU, Norges offentlige utredninger. 1997. "Nytte- kostnadsanalyser." Finans- og tolldepartemntet, NOU no. 1997/27 Oslo.
- OFGAR. 2000. "Draft Decision in the Tubridgi Pipeline System Access Arrangement." Office of Gas and Access Regulator, Draft Decision no.
- OFGEM. 2001. "The transmission price control review of the National Grid Company from 2001." Office of Gas and Electricity Markets, Draft Proposal no.
- OFGEM. 2002. "Independent Gas Transporter Charges and Cost of Capital." Office of Gas and Electricity Markets, Concultation no.

- OFREG. 2001. "Transmission and Distribution Price Control Review for Northern Ireland Electricity." The Director General of Electricity Supply for Northern Ireland, Consultation Paper no.
- OFWAT. 1999. "Final Determinations : Future Water and Sewerage charges : 2000 - 05." Office of Water Services, Final Determination no. Birmingham.
- Panzar, John C. 2000. "A methodology for measuring the costs of universal service obligations." *Information Economics and Policy* 12:211 - 220.
- PWC. 1999. "Envestra Limited Report on the Estimated Rate of Return in South Australia for Regulatory Purposes." PriceWaterhouseCoopers, Report no.
- Singh, Balbir, Tom Eldegard, and Jostein Skaar. 1999. "Storskala kraftutveksling - hovedrapport." Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning, SNF-rapport no. 66/99 Bergen.
- Skjeret, Frode. 2001. "Normalavkastning og effektiv drift for nettmonopolene." Samfunns- og næringslivsforskning, SNF-rapport no. nr. 26 Bergen.