

Rapport 2007-097

**Vilkår for ny  
kraftproduksjon**



## **Vilkår for ny kraftproduksjon**

Utarbeidet for  
Olje- og  
energidepartementet

## **Innhold:**

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....	1
1 INNLEDNING .....	7
1.1 Bakgrunn og problemstilling .....	7
1.2 Om utredningen og evalueringen av energiloven .....	7
1.3 Om rapporten .....	8
2 TEORETISK TILNÆRMING: SAMFUNNSMESSIG RASJONALITET OG INVESTERINGER I KRAFTSEKTOREN .....	9
2.1 Samfunnsmessig rasjonelle investeringer .....	9
2.1.1 Begrepet samfunnsmessig rasjonalitet .....	9
2.1.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet og eksterne virkninger .....	10
2.1.3 Endringer i politiske prioriteringer .....	11
2.2 Beslutninger om investeringer i ny kraftproduksjon .....	12
2.2.1 Den bedriftsøkonomiske kalkylen .....	14
2.2.2 Rammebetingelser for alternativer .....	17
2.2.3 Usikkerhet .....	18
3 MARKEDSUTVIKLING: KAPASITETSENDRINGER OG UTSIKTER .....	21
3.1 Tilbakeblikk på investeringer i Norge og Norden .....	21
3.1.1 Produksjonskapasitet .....	21
3.1.2 Investeringer i overføringskapasitet .....	25
3.1.3 Utviklingen i kraftbalansen .....	25
3.1.4 Effektbalanse .....	26
3.1.5 Regionale kraftbalanser i Norge .....	28
3.1.6 Prisutvikling .....	28
3.1.7 Flaskehalser og prisområder .....	30
3.1.8 Prisforventninger og kostnader .....	31
3.1.9 Erfaringer fra case-studiene .....	33
3.2 Utsiktene framover .....	34
4 DET EKSISTERENDE REGELVERKET OG INVESTERINGER I NY PRODUKSJON .....	39
4.1 Organiseringen av kraftmarkedet og prisdannelsen .....	39
4.1.1 Markedsplassene .....	39
4.1.2 Prisdannelsen .....	41
4.1.3 Investeringer i reservekapasitet og forsyningssikkerhet .....	43
4.2 Støtteordninger og skattesystem .....	48
4.2.1 Støtteordninger .....	48
4.2.2 Kraftskattesystemet .....	55
4.2.3 CO <sub>2</sub> -avgifter og kvotesystemets egenskaper .....	60
4.3 Samspill nett/produksjon .....	61
4.3.1 Nettrelaterte prissignaler i teori og praksis .....	63
4.3.2 Sprangvise investeringer gjør det umulig å realisere riktige løsninger selv med riktig markedsdesign .....	66
4.3.3 Koordineringsbehovet mellom nett, produksjon og forbruk .....	69
4.3.4 Koordineringsproblemet mellom nett og produksjon som alternativer .....	71

4.3.5	Koordineringsproblemet mellom nett og produksjon som komplementære investeringer .....	77
4.3.6	Konklusjoner om samspill nett/produksjon .....	84
4.4	Plan- og konsesjonssystemet .....	85
4.4.1	Plan- og konsesjonssystemet gjør det i prinsippet mulig å ta hensyn til alle relevante miljøvirkninger .....	87
4.4.2	Kommunene gis mulighet til å ivareta lokale interesser.....	91
4.4.3	Prosessene kan være lange, uforutsigbare og dyre .....	91
4.4.4	Hjemfallsreglene stenger aktører ute og svekker incentivene til vedlikehold og investeringer i private verk.....	92
4.4.5	Planprosessene utvikles over tid.....	93
4.4.6	Det er vanskelig å effektivisere prosessene vesentlig uten at det går på bekostning av miljøhensyn og viktige lokale hensyn.....	94
4.4.7	Oppsummering.....	94
4.5	Betydningen av politikk og samfunnsinteresser .....	95
4.5.1	Overordnede politiske hensyn i energipolitikken .....	95
4.5.2	Tilbakeblikk på utviklingen i energi- og miljøpolitikken.....	97
4.5.3	Betydningen av andre samfunnsinteresser.....	102
4.5.4	Forventningen om rammebetingelser/støtteordninger framover .	103
5	TRE UTFORDRINGER TIL ENERGILOVEN .....	107
5.1	Koordineringen mellom nett, produksjon og forbruk må styrkes....	107
5.1.1	Koordinering av (småskala-)investeringer i et område.....	107
5.1.2	Vertikal integrasjon og strategisk atferd.....	108
5.2	Plan- og konsesjonssystemet må tilpasses endringer innen teknologi og politikk.....	109
5.2.1	Klimaendringene og EUs 2020-mål stimulerer til omstilling av energisystemet .....	109
5.2.2	Endringer i energibruk understreker betydningen av lokalisering av ny kraftproduksjon .....	110
5.3	Politikk og rammebetingelser bør utformes med utgangspunkt i markedsdynamikken.....	111
6	FORSLAG TIL ENDRINGER I REGELVERKET FOR INVESTERINGER I KRAFTPRODUKSJON .....	115
6.1	Forslag til endringer – regulatoriske forhold i nettet .....	116
6.1.1	Begrenset rom for å styrke de økonomiske virkemidlene .....	116
6.1.2	Betydningen av vertikal integrasjon må følges nøye.....	116
6.2	Forslag til endringer – plan og konsesjonssystemet .....	117
6.2.1	Utredningsarbeidet bør styrkes .....	117
6.2.2	Koordinert behandling av konsesjonssaker er ønskelig.....	117
6.2.3	NVEs rolle som konsesjonsmyndighet og andre ansvarsforhold bør klargjøres.....	119
6.2.4	Behov for mer systematisk behandling av forbruksetableringer og lengre varslings tid .....	121
6.3	Økonomiske og administrative konsekvenser av endringsforslagene	122
	REFERANSER.....	125
	VEDLEGG: SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER AV CASE-STUDIER	131
	Valg av caser .....	131
	Oppsummering .....	132
	Konklusjon .....	134
	Vilkår for ny vannkraftproduksjon.....	134

Vilkår for ny vindkraftproduksjon .....	135
Vurdering av ulike forhold knyttet realisering av ny vann- og vindkraftproduksjon .....	136
Påstander/hypoteser om vilkår for ny kraftproduksjon .....	139

## Sammendrag og konklusjoner

### Resymé

*Energiloven har siden den trådte i kraft i 1991 bidratt til at vi har fått et markedsbasert system for produksjon og omsetning av kraft. At investeringene har vært relativt lave i perioden, skyldes i stor grad at det var mye kapasitet bygd ut ved inngangen til 1990-tallet. De siste årene har vist et oppsving både i investeringene og omfanget av planlagte prosjekter innen kraftproduksjon. Energiloven utgjør et fleksibelt rammeverk som gjør det mulig å nå mål knyttet til utslipp av klimagasser og fornybar energi ved hjelp av supplerende virkemidler, fortrinnsvis markedsbaserte. Det er likevel flere tiltak som kan gjennomføres innenfor rammeverket av energiloven som vil gjøre at systemet fungerer enda bedre. Det er spesielt behov for å styrke koordineringen mellom kraftproduksjon og nett, både i de tilfeller hvor utbygging av nett og produksjon er alternativer, og i de tilfeller hvor det er nødvendig å bygge ut nettet for å legge til rette for ny produksjon. Det er dessuten grunn til å vurdere nye virkemidler for å håndtere store forbruksøkninger.*

### Bakgrunn

Energiloven trådte i kraft 1. januar 1991 og la til rette for markedsbasert omsetning av elektrisk kraft. I de snart 17 årene energiloven har fungert, har det skjedd store endringer både i markedsbetingelsene og i det politiske rammeverket. Blant annet har de andre nordiske landene suksessivt gjennomført lignende markedsreformer, og Norden framstår i dag i stor grad som ett integrert marked. Det nordiske markedet blir i stigende grad integrert med kraftmarkedene på Kontinentet, både gjennom utbygging av overføringskapasitet og markedsreformer. Samtidig har nye politiske spørsmål som berører kraftsektoren kommet høyt på dagsorden, noe som gir nye utfordringer i forhold til markedet og markedsreguleringen.

I årenes løp har markedet og prisdannelsen blitt gjenstand for kritikk fra ulike hold, særlig i perioder med høye priser. I forbindelse med den rødgrønne regjeringens tiltredelseserklæring, Soria Moria-erklæringen, ble det slått fast at energiloven skulle gjennomgå i lys av målene for energipolitikken og formålet med loven. Som en del av denne evalueringen har Olje- og energidepartementet bedt Econ Pöyry gjennomføre en utredning om vilkårene for investeringer i ny kraftproduksjon.

### Problemstilling

Hovedmålet og det gjennomgående temaet for utredningen er *om det foreligger forhold som hindrer at energilovens formål om samfunnsmessig rasjonelle investeringer i ny kraftproduksjon oppnås.*<sup>1</sup>

Vi vil besvare hovedspørsmålet gjennom følgende tre delproblemstillinger:

- Hvordan påvirker gjeldende lovverk, reguleringer og andre forhold samlet sett investeringene i ny kraftproduksjon?

---

<sup>1</sup> I lovens formålsparagraf heter det at "Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt."

- Er erfaringene og resultatene i samsvar med målsettingene for energipolitikken? Har vi etter innføringen av energiloven fått samfunnsmessig rasjonelle investeringer, og hvordan vil det gjeldende rammeverket påvirke de framtidige investeringene?
- Er det behov for endringer i lovverk, reguleringer eller andre forhold? Forslag til endringer skal konkretiseres og konsekvensvurderes.

## Noen presiseringer

### *Målsettingene i energipolitikken*

Prioriteringene og målsettingene for energipolitikken har endret og utviklet seg i den perioden energiloven har vært i funksjon, men dagens overordnede målsettinger i energipolitikken, slik de framkommer i Soria Moria-erklæringen og i muntlige og skriftlige presiseringer senere, kan sammenfattes i følgende punkter:

- Forsyningsikkerhet: Vi skal ha tilstrekkelig tilgang på energi for folk flest og for næringslivet, og sørge for et effektivt og sikkert overføringssystem for strøm.
- Miljø: Norge skal være en miljøvennlig energinasjon og verdensledende innen utviklingen av miljøvennlig energi.
- Energieffektivisering: Det skal føres en aktiv politikk for å begrense veksten i energibruken.

### *Formålet med energiloven: Samfunnsmessig rasjonalitet<sup>2</sup>*

I energilovens formålsparagraf heter det: *Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.*

Når det gjelder samfunnsmessig rasjonelle investeringer, har vi i tatt utgangspunkt i en samfunnsøkonomisk definisjon av begrepet: *Kraften bør produseres (og transporteres) til lavest mulige kostnader, noe som igjen gir lavest mulige priser til sluttbrukerne og riktige avveininger mellom atferd og investeringer i produksjon, nett og forbruk.*

Vi vil imidlertid presisere at også andre samfunnsverdier og –interesser enn de rent pengemessige utgjør sentrale elementer i samfunnsøkonomiske vurderinger, og at lavest mulig priser i denne sammenheng skal tolkes som samfunnsøkonomisk *riktige* priser, inklusive miljøkostnader ved kraftproduksjon.

## Sammendrag

Samfunnsmessig rasjonelle investeringer fordrer at man gjør de riktige avveiningene mellom investeringer i produksjon, nett og forbruk. Når vi skal vurdere hvorvidt energiloven og rammeverket gir grunnlag for å gjennomføre samfunnsmessig rasjonelle investeringer, kan vi derfor ikke se snevert på investeringer i *kraftproduksjon*. Det er for eksempel ikke rasjonelt å ha som et mål i seg selv at vi skal være selvforsynt med strøm: dersom import er tilgjengelig til lavere kostnad enn ny innenlands produksjonskapasitet, og det ikke går på bekostning av forsyningsikkerheten, er det samfunnsøkonomisk rasjonelt å importere.

---

<sup>2</sup> LOV 1990-06-29 nr 50: Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

Vår gjennomgang viser for det første at det har vært gjennomført investeringer i ny kraftproduksjon i Norge siden innføringen av energiloven. Investeringene har ikke holdt tritt med forbruksutviklingen, men prisutviklingen gjennom 1990-tallet viser også at det var overkapasitet i markedet da energiloven ble innført. Etter årtusenskiftet har prisene økt og markedsbalansen strammet seg til. Samtidig har også kostnadene i kraftproduksjon økt som følge av økte brenselpriser, økte miljøkostnader og økte investeringskostnader. Usikkerheten om framtidige rammevilkår har også vært fram-tredende, noe som øker verdien av å vente med investeringer.

Konkurransen i markedet ser ut til å fungere godt, noe som er avgjørende for at vi skal ha riktige priser i markedet. Det er mange aktører i markedet, og det nordiske markedet, sett under ett, er også preget av lav markedskonsentrasjon. Prisutviklingen følger i stor grad de underliggende, fundamentale markedsførholdene, som magasinifylling/tilsig, utvikling i brenselpriser og forbruksmønstre. Ser vi på hvem som har investert i ny kapasitet de siste årene, er det også et stort mangfold. Det tyder på at det ikke er vesentlige etableringshindringer i markedet, i hvert fall ikke når vi ser alle produksjonsteknologier under ett.

Når man skal vurdere utviklingen i forsyningssikkerheten, kan det knyttes til tre forskjellige nivå: Det nordiske, det nasjonale og det regionale/lokale. I dag har vi et felles nordisk kraftmarked med god overføringskapasitet, felles prisdannelse og sjeldne flaskehals. Samlet sett er markedet preget av god balanse, både mht. energi og effekt. Ser vi på den norske kraftbalansen, er den "svekket" siden energiloven ble innført, men til gjengjeld er det bygd ut mye ny overføringskapasitet, noe som gjør det lettere å håndtere både våte og tørre år. I noen regioner har det vært og er det fortsatt utfordringer. Dette gjelder først og fremst Midt-Norge og det såkalte BKK-området i Hordaland. Problemstillingene i disse områdene er knyttet til noen genuint vanskelige koordineringsutfordringer som markedet ikke fullt ut løser på egenhånd.

Det er lagt ned et stort arbeid i å utvikle reguleringer for nettvirksomheten som skal sikre at nettet drives og utvikles på en effektiv måte, og uten at kostnadene blir for høye. Samtidig legges det vekt på at tariffene skal gi riktige signaler i forhold til forbruk og lokalisering. Dette er et komplisert område som er under kontinuerlig utvikling. Noen særlige utfordringer er knyttet til fordelingen av kostnadene når nyinvesteringer utløser behov for kapasitetsutvidelser i nettet.

Plan- og konsesjonsregelverket ivaretar miljøhensyn og andre samfunnsinteresser. Regelverket gir rom for og krever til en viss grad at alle forhold som berøres ved en utbygging skal vurderes og veies mot hverandre. Det er ikke alle virkninger av en utbygging, om det er kraftproduksjon eller nettanlegg, som lar seg tallfeste. I så måte må disse avveiningene til en viss grad baseres på skjønn og mange ganger på basis av en relativt omfattende høringsprosess. Denne typen utfordringer er ikke knyttet til energiloven som sådan, så i denne sammenheng er spørsmålet om energiloven gir et godt grunnlag for å gjøre disse avveiningene på en rasjonell måte.

Utgangspunktet for utviklingen av kraftsektoren er altså uansett at det er relativt komplekse avveininger som skal gjøres: mellom nett, produksjon og forbruk, og mellom hensynene til miljø, forsyningssikkerhet og kostnadseffektivitet. I tillegg hører det med i bildet at prioriteringene og vektleggingene av ulike hensyn og de underliggende markedsførholdene forandrer seg over tid.



## Konklusjoner og tilrådinger

Vår hovedkonklusjon er at energiloven antagelig gir et bedre rammeverk for samfunnsmessig rasjonelle investeringer i ny kraftproduksjonskapasitet enn andre realistiske alternativer. Erfaringene fra de vel 15 årene energiloven har vært i funksjon viser at:

- Vi har fått markedsbasert prissetting i kraftmarkedet, noe som gir et godt grunnlag for å vurdere lønnsomheten i investeringsprosjekter og gjøre de rette avveiningene mellom ulike prosjekter, og mellom produksjon, nett og forbruk.
- Fleksibiliteten i markedet har økt, både med hensyn til fleksibilitet på forbrukssiden, og med hensyn til fleksibilitet i handelen med andre land. Dette gir samfunnsøkonomisk bedre ressursutnyttelse og øker verdien av de norske kraftressursene.
- Det har vært gjennomført ikke ubetydelige investeringer i ny kraftproduksjon i perioden, og flere større prosjekter er under gjennomføring. Investeringene har riktignok ikke holdt tritt med forbruksutviklingen, men det må betraktes som samfunnsøkonomisk rasjonelt med bakgrunn i utviklingen i kraftbalansen gjennom 1990-tallet.
- Ser man på utviklingen i investeringsplaner de siste årene, er det ingenting som tyder på at markedsforholdene demper innsatsen når det gjelder å planlegge utbyggingsprosjekter. En kartlegging av investeringsplanene hos norske kraftprodusenter har identifisert planer for opp mot 100 TWh ny produksjonskapasitet. Selv om bare en liten andel av disse prosjektene blir realisert de nærmeste årene, viser omfanget av planene at energiloven gir et godt grunnlag for videreutviklingen av det norske kraftsystemet på produksjonssiden.
- Energiloven gir et godt grunnlag for å fange opp eksterne virkninger i form av miljøkostnader. På den ene siden gir energiloven grunnlag for utvikling av markedsbaserte virkemidler som grønne sertifikater og kvotemarked for CO<sub>2</sub>. Uten fungerende konkurranse i et liberalisert marked, får man for eksempel ikke full nytte av et system med omsettelige kvoter for CO<sub>2</sub>-utslipp.

### *Utfordringer og forslag til endringer*

Energiloven har gitt et grunnlag for å utvikle et godt rammeverk for implementering av politikk og reguleringsregimer for kraftmarkedet. I løpet av de siste 15 årene har markedet vist seg å være svært robust i forhold til endringer i markedsbetingelser (tørrår, økt handel, nye politiske utfordringer, etc.). Gitt de ulike avveiningene som må gjøres, og de politiske utfordringene, kan ikke energiloven alene sikre samfunnsmessig rasjonelle investeringer. Vi ser følgende behov for justeringer eller endringer i rammeverket:

- Avveiningen mellom investeringer i nett og produksjonskapasitet – både når alternativene er komplementære og når de er substitutter – representerer fremdeles en utfordring. Det bør imidlertid være fullt mulig å løse denne utfordringen uten å forkaste energiloven. Ingen modeller vil evne å fange disse avveiningene perfekt.
- Mye har endret seg i kraftmarkedet siden energiloven ble introdusert. Blant annet har det politiske fokuset på miljø og klima økt. Også av andre årsaker er de aktuelle teknologiene for ny kraftproduksjon i dag annerledes enn de tradisjonelle (småskala vannkraft, vindkraft, gasskraft med rensing). Dette medfører behov for justeringer i deler av rammeverket, men ikke behov for endringer i energiloven.

- I den grad samfunnsmessig rasjonelle investeringer ikke realiseres, må det tilskrives usikkerhet i rammebetingelser på lang sikt, eller at eksterne virkninger ikke er fullt ut representert gjennom støtte- og avgiftspolitikken. For eksempel er det mye som tyder på at støttesatsene for fornybar energi er for lave i forhold til dagens kostnads- og prisnivå i markedene ellers. I et markedsbasert system er det en fordel om støttesystemer utformes slik at de spiller sammen med markedet. I motsetning til ordningen med faste feed in-tariffer, som er det systemet som etter planen skal innføres fra 2008, vil støttenivået i et sertifikatmarked justeres i forhold til de underliggende markedsforholdene og aktørenes forventninger om framtiden.
- Det er ønskelig å forbedre beslutningsprosessene med hensyn til etablering av forbruk i større skala. Én mulighet er å innføre en konsesjonsordning også for etablering av stort forbruk. Andre muligheter er å gi ulike myndighetsorganer og nettselskaper en mer eksplisitt rolle, for eksempel gjennom krav om utredning av konsekvenser for kraftmarkedet i forbindelse med myndighetenes behandling av Plan om utbygging og drift i petroleumssektoren (Pudder) eller meldeplikt ved større forbruksetableringer eller –økninger i eksisterende anlegg. Her må det også påpekes at EUs direktiv om tredjepartsadgang gir mulighet for å nekte tilknytning av både produksjon og forbruk dersom det ikke er tilstrekkelig kapasitet i nettet. Etablering av nytt forbruk kan ha store negative eksterne virkninger ved at forsyningssikkerheten, som i stor grad er et kollektivt gode, svekkes. Energilovens prinsipp om selvbetjening må på denne måten ses i forhold til kundenes forpliktelser til å dekke en forholdsmessig del av kostnadene de påfører systemet. Samtidig er det viktig å unngå at samfunnsøkonomisk lønnsomme forbruks-etableringer ikke stenges ute. Dette understreker igjen behovet for å få til den rette koordineringen mellom investeringer i produksjon, nett og forbruk.
- Koordinerte plan- og konsesjonsprosesser er en god idé. Det gjelder både med hensyn til koordineringen på tvers av lover og myndighetsorganer og med hensyn til vurderingen av prosjekter innen produksjon (og nett) innen samme geografiske område. På dette feltet er det blitt tatt flere skritt i riktig retning de siste årene. NVEs samlede vurdering av vindkraftprosjekter i Midt-Norge og Rogaland er et godt eksempel på hvordan virkemiddelbruken kan utvikles for å forbedre beslutningsprosessene.
- Markedsbaserte investeringer er avhengige av at det er mulig å gjøre kvalifiserte analyser av framtidig markedsutvikling og risikobildet. Det er derfor viktig at de politiske signalene som påvirker markedsutsiktene i størst mulig grad legges fast for en lengre periode, og at virkemidler utformes slik at de utnytter markedsdynamikken.
- Det er for tidlig å konkludere når det gjelder forsyningssikkerheten. Vi har imidlertid sett at markedet har håndtert to situasjoner med omfattende tilsigssvikt i 1996 og vinteren 2002/2003. Selv om prisene tidvis ble svært høye sammenlignet med nivåene under mindre ekstreme tilsigssituasjoner, oppstod det ikke behov for rasjonering. I alle ledd av markedet (produksjon, industriforbruk, alminnelig forsyning) ble det respondert på prissignalene på en måte som gjorde at de anstrengte kraftsituasjonene ble håndtert. Det er også fortsatt slik at det norske kraftsystemet har relativt rikelig med effektkapasitet for å dekke den momentane maksimale etterspørselen, i tillegg til at Statnett som systemansvarlig besitter en rekke virkemidler som kan avhjelpe knapphet på effekt.



# 1 Innledning

## 1.1 Bakgrunn og problemstilling

Energiloven trådte i kraft 1. januar 1991 og la til rette for markedsbasert omsetning av elektrisk kraft. Nettet, som er et naturlig monopol, ble skilt fra produksjon og underlagt monopolregulering. Energiloven la det rettslige grunnlaget for samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse og utbygging av produksjonskapasiteten. I henhold til Soria Moria-erklæringen skal energiloven evalueres. Som en del av en slik evaluering har Olje- og energidepartementet bedt Econ Pöyry (tidligere ECON) gjennomføre en utredning om vilkårene for investeringer i ny kraftproduksjon.

Hovedmålet og det gjennomgående temaet for utredningen er *om det foreligger forhold som hindrer at energilovens formål om samfunnsmessig rasjonelle investeringer i ny kraftproduksjon oppnås.*

Vi vil besvare hovedspørsmålet gjennom følgende tre delproblemstillinger:

- Hvordan påvirker gjeldende lovverk, reguleringer og andre forhold samlet sett investeringene i ny kraftproduksjon?
- Er erfaringene og resultatene i samsvar med målsettingene for energipolitikken? Har vi etter innføringen av energiloven fått samfunnsmessig rasjonelle investeringer, og hvordan vil det gjeldende rammeverket påvirke de framtidige investeringene?
- Er det behov for endringer i lovverk, reguleringer eller andre forhold? Forslag til endringer skal konkretiseres og konsekvensvurderes.

## 1.2 Om utredningen og evalueringen av energiloven

Olje- og energidepartementets evaluering og utredningsprosess har fire overordnede temaer:<sup>3</sup>

- Vilråene for ny kraftproduksjon
- Disponering av vannmagasinene
- Vilråene for utvikling av varmesektoren
- Energieffektivisering på forbrukssiden

I forbindelse med vilråene for ny kraftproduksjon er det utarbeidet flere rapporter i tillegg til den foreliggende utredningen (se også referanselista):

- *Investeringer i kraftproduksjon – Kapasitetsutvikling 1975-2006.* Av ECgroup.
- *Investeringer i kraftproduksjon og nett. En rettslig studie.* Av professor dr. juris Ulf Hammer, Nordisk institutt for sjørett, avdeling for petroleums- og energirett, Universitetet i Oslo.

---

<sup>3</sup> Econ Pöyry har også levert en rapport om energieffektivisering i forbindelse med evalueringen.

- *Energiltak og plan- og bygningsloven.* Av professor Daniel Rogstad, Institutt for landskapsplanlegging, Universitetet for miljø- og biovitenskap.
- *EØS-rettslige rammer for revisjon av energiloven.* Av Henrik Bjørnebye, Finn Arnesen, Ivar Alvik og Ola Mestad, Senter for europarett, Universitetet i Oslo.<sup>4</sup>
- *CASE-studie vedrørende utredning om vilkår for ny kraftproduksjon i Norge.* Av SWECO Grøner.

Den siste rapporten er utarbeidet i nært samarbeid mellom SWECO Grøner og Econ Pöyry. SWECO Grøner har bistått med gjennomføring av et utvalg case-studier av aktuelle kraftutbyggingsprosjekter. Case-studiene er oppsummert i et eget vedlegg utarbeidet av SWECO Grøner. Case-studiene er anonymisert ettersom det i arbeidet er samlet inn bedriftsinterne data knyttet til lønnsomhetsvurderinger og andre forhold. Den komplette caserapporten er derfor også unntatt offentlighet i henhold til avtale med de aktuelle kraftutbyggerne.

### 1.3 Om rapporten

Rapporten er delt inn på følgende måte:

- I kapittel 2 diskuterer vi energilovens begrep om samfunnsmessig rasjonelle investeringer og beskriver hvordan beslutninger om investeringer foregår innenfor energilovens markedsbaserte rammeverk for omsetning av kraft.
- I kapittel 3 ser vi nærmere på den historiske utviklingen av investeringene i den norske kraftsektoren, og beskriver status for kjente investeringsplaner pr. 2007.
- I kapittel 4 drøfter vi hvordan ulike deler av energiloven og enkelte andre viktige rammevilkår påvirker beslutningene om investeringer i ny kraftproduksjon, sett i lys av de overordnede vurderingskriteriene forsyningssikkerhet, miljø og kostnadseffektivitet som ble drøftet i kapittel 2. Både styrker og svakheter blir påpekt. Vi diskuterer også hvordan regelverket kan tenkes endret for å bedre virkemåten til sentrale rammevilkår i den grad det er behov.
- I kapittel 5 beskriver vi kort noen viktige utfordringer for energiloven med hensyn til investeringene i de kommende årene.
- I kapittel 6 presenterer vi noen konkrete forslag til endringer i energiloven og andre rammevilkår i lys av den teoretiske og empiriske evalueringen i kapittel 4 samt beskrivelsen av viktige framtidige utfordringer i kapittel 5.
- I et eget vedlegg presenteres konklusjonene fra case-studiene gjennomført av SWECO Grøner.

---

<sup>4</sup> Denne rapporten omhandler også de andre temaene i evalueringen, ikke bare vilkårene for investeringer i ny kraftproduksjon.

## 2 Teoretisk tilnærming: Samfunnsmessig rasjonalitet og investeringer i kraftsektoren

I dette kapitlet drøfter vi innholdet i begrepet ”samfunnsmessig rasjonalitet”, som er sentralt i energilovens formålsparagraf, og hvordan dette begrepet kan tolkes i en samfunnsøkonomisk kontekst. Deretter gir vi en oversikt over hvilke elementer som inngår i den samfunnsøkonomiske vurderingen av en investering i kraftproduksjon. Vi ser dernest på beslutningsprosessen omkring investeringer i kraftproduksjon og forholdet mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske investeringskalkyler.

### 2.1 Samfunnsmessig rasjonelle investeringer

#### 2.1.1 Begrepet samfunnsmessig rasjonalitet

En sentral del av analysen av kraftmarkedets funksjonsmåte etter innføringen av energiloven er om markedet gir *samfunnsmessig rasjonelle investeringer*. Det heter i energilovens §1-2 at

”Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.”

I Hammer (2007) omtales samfunnsmessig rasjonalitet eller rasjonell utnyttelse i denne sammenhengen som ”et overordnet begrep i lovens forstand”. Kjernen i begrepet er samfunnsøkonomisk effektivitet, men det er også presisert at allmenne og private interesser som blir berørt av energivirksomhet, skal ivaretas. Om slike interesser kan verdsettes økonomisk, for eksempel gjennom anslag på miljøkostnader målt i kroneverdi, vil de etter Hammers syn komme inn under begrepet samfunnsøkonomisk effektivitet, men allmenne interesser favner bredere enn de rene økonomiske interessene. Hammers konklusjon er derfor at ”lovens overordnede begrep rasjonell utnyttelse [blir] et videre begrep enn samfunnsøkonomisk effektivitet” ettersom ”ikke-økonomiske interesser og fordelingspolitiske hensyn knyttet til berørte kommuner og lokalsamfunn hører under rasjonell utnyttelse”. Som eksempler på slike allmenne interesser nevnes ”vitenskap, kultur, naturvern og friluftsliv, landskap, fugletrekk, fisk, næringsliv samt det berørte lokalsamfunn og de berørte kommuner”.

I den videre framstillingen vil vi konsentrere oss om *samfunnsøkonomisk effektivitet*. Med samfunnsøkonomisk effektivitet forstår vi i utgangspunktet alle relevante nytte- og kostnadsvirkninger av investeringer i kraftproduksjon, herunder miljøvirkninger. I den grad det finnes hensyn eller interesser som ikke kan tallfestes i en samfunnsøkonomisk analyse i snever forstand, vil disse likevel være relevante ved at de legger restriksjoner på hva slags investeringer det er mulig å gjøre i kraftsystemet og energisektoren generelt. Vi vil derfor analysere hva som kjennetegner samfunnsøkonomisk effektive investeringer i kraftproduksjon, gitt at allmenne og private interesser er tatt hensyn til.

Det er selvsagt ikke opplagt hvordan avveiningene mellom virkninger som kan tallfestes og andre virkninger skal gjøres. Tallfestingen av målbare virkninger kan også være utfordrende nok i seg selv. Myndighetene kommer imidlertid ikke utenom å gjøre vurderinger av allmenne og private interesser i vid forstand, verken i behandlingen av enkeltsaker eller i utformingen av det generelle virkemiddelapparatet.

Vår innfallsvinkel til analysen følger på denne måten i hovedsak den samme definisjonen på samfunnsmessig rasjonalitet som Hammer (2007) legger til grunn, men vi drøfter i liten grad rene fordelingsmessige virkninger av investeringer i kraftproduksjon.

### 2.1.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet og eksterne virkninger

I lærebokssammenheng har vi samfunnsøkonomisk effektive investeringer hvis det blir investert i ny kapasitet når markedsprisen dekker alle kostnader ved investeringen (inklusive miljøkostnader). Dette beskriver den effektive løsningen:

*Gjennomfør de investeringer som maksimerer nåverdien av den samlede betalingsviljen for energi fratrukket nåverdien av kostnader til drift og investeringer ved ulike tiltak, gitt at fysiske og andre relevante restriksjoner overholdes.*

Denne betingelsen innebærer at kraften bør produseres (og transporteres) til lavest mulige kostnader, noe som igjen gir lavest mulige priser til sluttbrukerne og riktige avveininger mellom atferd og investeringer i produksjon, nett og forbruk. Kostnadsminimering er en nødvendig betingelse for at investeringene i kraftproduksjon skal være samfunnsøkonomisk optimale.

Samfunnsøkonomisk effektive investeringer innebærer altså at man bygger ut kraftproduksjonskapasiteten slik at man realiserer de rimeligste prosjektene først, at man tar hensyn til transportkostnadene knyttet til produksjonsverket, og at prisene som forbrukerne stilles overfor reflekterer disse kostnadene.

Det er mange grunner til at dette ikke nødvendigvis er tilfelle, og at de ideelle løsningen ikke uten videre lar seg realisere. Noen er knyttet til egenskaper ved kraft som vare, noen er knyttet til eksterne virkninger (markedssvikt), noen er knyttet til rammebetingelser for alternativene og noen til markedsusikkerhet. Vi skal i det følgende gi en oversikt over de enkelte elementene.

- Kraftverk produserer et sammensatt produkt. I tillegg til å levere energi, leverer kraftverkene effektkapasitet og systemtjenester.<sup>5</sup> Når summen av inntekter fra disse leveransene dekker fulle kostnader, skal markedet ideelt sett utløse investeringer. Det finnes ulike kraftproduksjonsteknologier og brensler som har ulike egenskaper i forhold til de ulike leveransene. Optimale investeringer tilsier da at den samlede kraftproduksjonskapasiteten utvikler seg på en måte som er rasjonell i forhold til sammensetningen av etterspørsel etter de ulike leveransene, noe som kan innebære en variert sammensetning av produksjonskapasiteten.
- Rasjonelle investeringer må ses i sammenheng med alternativene. Alternativer til kraftproduksjon kan være investeringer i nett (se avsnitt 4.3), investeringer i energieffektivisering og investeringer i andre energikilder, for eksempel fjernvarme eller gass.<sup>6</sup> Dersom rammebetingelsene er forskjellige for de ulike alternativene, kan det hende vi ikke får samfunnsøkonomisk rasjonelle investeringer.

---

<sup>5</sup> Systemtjenester omfatter primær- og sekundærreguleringer, se avsnitt 4.1.

<sup>6</sup> Som del av energiloven er det igangsatt andre utredninger som bl.a. ser på varmemarkedet og energieffektivisering, jf. kapittel 1. Disse forholdene er derfor ikke viet videre oppmerksomhet i denne rapporten.

- Investeringer i kraftproduksjon er sprangvise. Det medfører også at de er relativt kapitalintensive. Investeringer i kapitalintensive bransjer viser ofte såkalte ”svinesyklar”, der bransjen svinger mellom overkapasitet og underkapasitet. Med dagens teknologi, og i dagens norske og nordiske kraftmarked, er denne problemstillingen antagelig ikke så framtreddende som før. De mest aktuelle investeringsalternativene – utvidelser i eksisterende verk, småskala vannkraft, vindkraftverk og gasskraftverk – er ikke så store i forhold til markedets størrelse som de store vannkraftutbyggingene på 60-, 70- og 80-tallet var. Problemstillingen er antagelig mer aktuell i forhold til kjernekraftinvesteringer i relativt små markeder, i forhold til prisområder med svak kraftbalanse (se avsnitt 4.3) og i forhold til investeringer i (høyspent) overføringskapasitet.
- De eksterne virkningene ved kraftproduksjon er først og fremst knyttet til miljøvirkninger (negative) og forsynings- eller leveringssikkerhet (positive):
  - *Forsyningssikkerhet*: Forsyningssikkerhet er sannsynlighet for rasjonering eller bortfall av strømleveranser som følge av knapphet på energi og/eller effekt. Forsyningssikkerheten ivaretas gjennom tilgang på tilstrekkelig produksjons- og overføringskapasitet (se avsnitt 4.1). Manglende forsyningssikkerhet har en samfunnsøkonomisk kostnad som er knyttet til bortfall av leveranser (eller kostnader ved tiltak knyttet til økt risiko for bortfall).
  - *Miljø*: Produksjon, overføring og forbruk av energi gir opphav til miljøkostnader. Miljøkostnadene kan bestå i utslipp av klimagasser, partikler, naturinngrep i form av arealbruk, estetiske forhold, osv. (se avsnitt 4.4).

### 2.1.3 Endringer i politiske prioriteringer

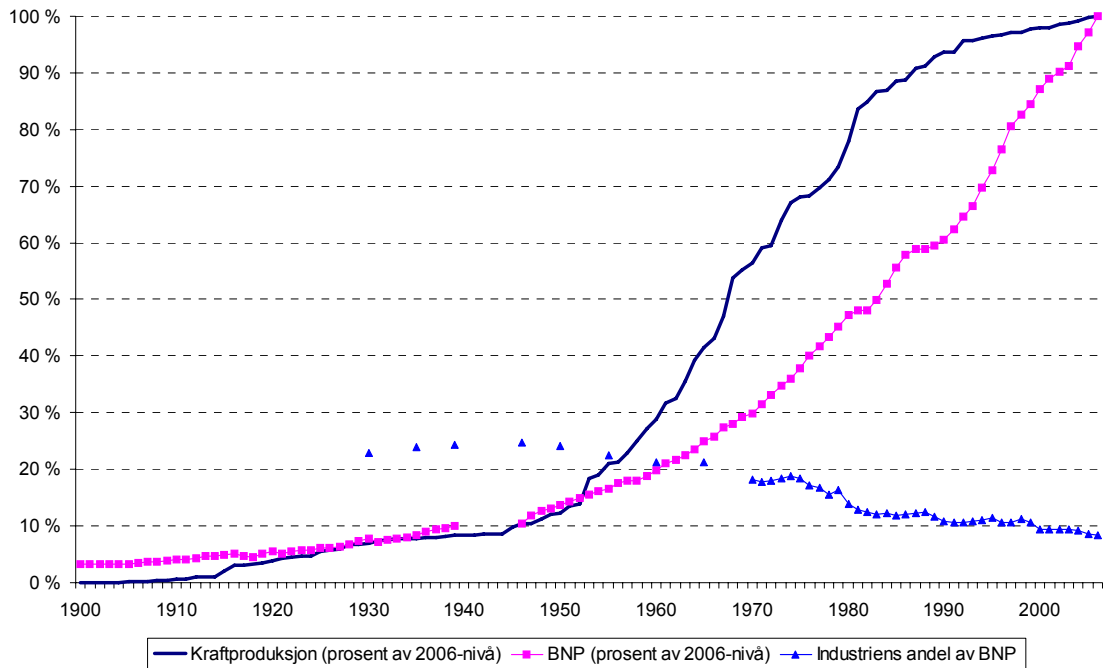
Det er ofte vanskelig å anslå verdien av de eksterne virkningene, dels fordi verdiene er avhengig av tid, lokalisering og spesifikk situasjon, og dels fordi verdiene påvirkes av politiske hensyn og prioriteringer. Hensynene kan være motstridende, og prioriteringene endres over tid.

Historisk var elektrifisering av landet og lave priser til industrien viktige motiver for utbyggingen av det norske vannkraftsystemet, og kraftutbyggingen var i mange henseende en forutsetning for økonomisk vekst. På 1990-tallet har det vært mindre fokus på forsyningssikkerhet og kraftutbygging, noe som var naturlig siden man ved innføringen hadde relativt mye produksjonskapasitet i forhold til forbruket i et normalår. Endringene i strukturen i økonomien har også ført til at utbyggingen av kraftsystemet spiller en mindre rolle som virkemiddel for næringsutvikling og velstandsøkning. Samtidig har samfunnsøkonomiske kostnader knyttet til miljø (i form av utslipp av klimagasser og andre forurensninger, estetiske effekter, redusert biologisk mangfold osv.) fått økt fokus siden 1970-tallet. Særlig er det grunn til å vente at klimagassutslipp vil bli vektlagt enda mer i årene som kommer. Disse endringene i prioriteringene har funnet sted både før og etter at energiloven trådte i kraft.

Vurderingen av i hvilken grad markedet er i stand til å generere samfunnsmessig rasjonelle investeringer, kan dermed ikke ses uavhengig av prioriteringene i energipolitikken. Markedets suksess må vurderes i forhold til hvordan eksterne virkninger knyttet til særlig forsyningssikkerhet og miljø er representert i rammebetingelsene.



Figur 2.1 Historisk kraftproduksjon, BNP-utvikling og industriens andel av BNP 1900-2006



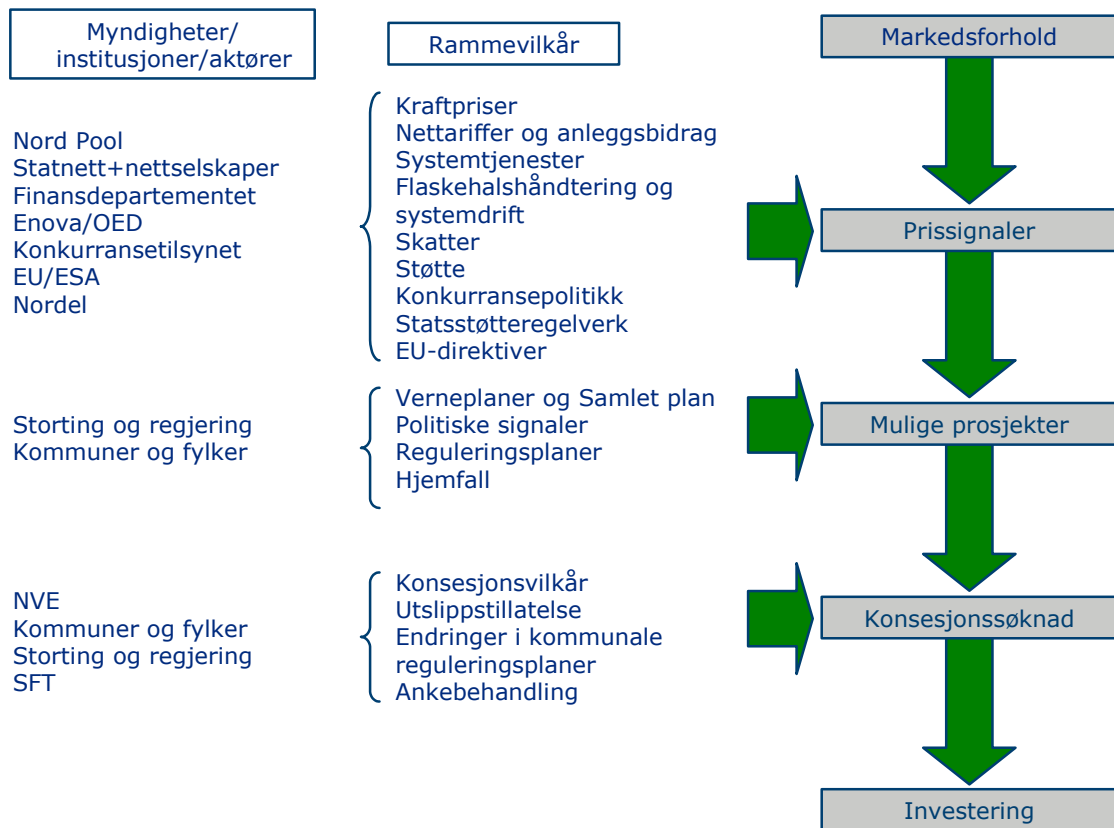
Kilde: Statistisk sentralbyrå, NVE, Econ Pöyry. BNP-nivået er målt i faste 2006-priser, industriens andel er målt i forhold til løpende priser.

## 2.2 Beslutninger om investeringer i ny kraftproduksjon

I rammeverket som energiloven utgjør, påhviler det ingen aktører noen plikt til å investere i ny kraftproduksjon. Investeringsbeslutninger fattes i stedet på kommersielt grunnlag ut fra prissignaler fra kraftmarkedet om verdien av ny produksjonskapasitet. De kommersielle beslutningene påvirkes imidlertid av en rekke faktorer av økonomisk, teknisk og juridisk karakter.

I figuren nedenfor gir vi en oversikt over beslutningsprosessen for investeringer i ny kraftproduksjon innenfor rammeverket av energiloven. Mer detaljerte beskrivelser av regelverket finnes blant annet i Olje- og energidepartementet (2006) samt Hammer (2007). I figuren tar vi utgangspunkt i at markedsforholdene – tilbud og etterspørsel av kraft – sammen med de markedsmessige (kommersielle) rammevilkårene genererer prissignaler som sier noe om lønnsomheten av å investere i kraftproduksjon. Investorene identifiserer deretter mulige prosjekter, som gjennom et sett av silingsmekanismer reduseres til et begrenset antall prosjekter som det søkes konsesjon for. Hvis det gis konsesjon og prosjektet er kommersielt lønnsomt, resulterer prosessen i en investering.

Figur 2.2      Rammevilkår for beslutninger om investeringer i kraftproduksjon etter energiloven

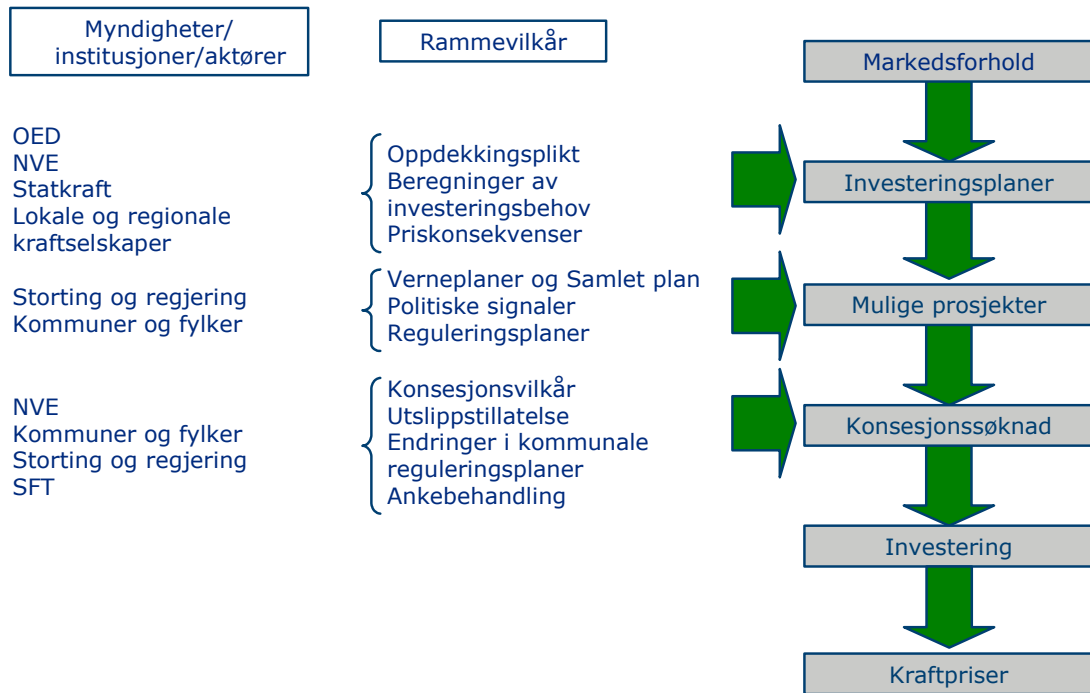


Systemet som gjaldt før energiloven, inneholdt mange av de samme elementene, men én viktig forskjell er at investeringene som hovedregel genererte prissignaler til kundene, ikke omvendt. I stedet ble investeringsplaner initiert gjennom analyser av etterspørselen etter kraft og eksisterende produksjonskapasitet som ledd i en planprosess. Fundamentet var oppdeckingsplikten som ble forvaltet av lokale monopoler som stod for distribusjon av kraft til sluttbrukere.<sup>7</sup>

Det gamle systemet kan i noen ledd virke enklere enn dagens modell, men det er sannsynlig at et lignende pre-energilovsystem i dag ville ha sett annerledes ut enn det opprinnelige systemet. Blant annet ville en ventelig ha innført nye rammevilkår for investeringer i fornybar energi, og EUs regelverk på energiområdet ville ha fått økende betydning, både gjennom eldirektiv I og II og utviklingen av virkemidler for fornybar energi, kvotehandel og andre forhold. De to systemene er derfor ikke direkte sammenlignbare med hensyn til kompleksitet.

<sup>7</sup> En vanlig modell var den gangen at kommunene eide egne distribusjonsverk som stod for de fysiske leveransene til sluttbrukerne på lavere spenningsnivåer, mens kommuner i fellesskap (eller fylker) eide kraftproduksjon og nett på høyere spenningsnivåer. Langsiktige avtaler regulerte forholdene mellom produsenter og distributører. Det var på denne måten ingen formell vertikal integrasjon med hensyn til selskapsstruktur, men de facto var det en høy grad av integrasjon på eiernivå og gjennom avtaler. Mange av strukturendringene i kjølvannet av energiloven har bestått i at produksjon og distribusjon er slått sammen i vertikalt integrerte selskaper, som oftest med utgangspunkt i de samme kommunale og/eller fylkeskommunale eierne (selskaper som BKK, Skagerak Energi, Lyse Energi og flere andre er eksempler på slike strukturendringer).

Figur 2.3      *Rammevilkår for beslutninger om investeringer i kraftproduksjon før energiloven*



### 2.2.1 Den bedriftsøkonomiske kalkylen

I og med innføringen av energiloven fattes investeringsbeslutninger i ny kraftverkskapasitet fortrinnsvis av kommersielle aktører og på kommersielt grunnlag. Intensjonen er at investorene skal gjennomføre investeringer som de vurderer som kommersielt lønnsomme i henhold til en bedriftsøkonomisk kalkyle. Det er mange elementer som inngår i en slik kalkyle, og avhengig av rammebetingelsene kan samfunnsøkonomiske elementer inkluderes på forskjellige måter.

Ideelt sett skal markedspriser på inntekts- og kostnadselementene reflektere de relevante samfunnsøkonomiske verdiene. Det er imidlertid ikke nødvendigvis sammenfall mellom den samfunnsøkonomiske og den bedriftsøkonomiske lønnsomhetskalkylen. For eksempel kan det være tilfelle dersom relevante støtteordninger eller skatter ikke reflekterer den samfunnsøkonomiske verdien av den eksterne virkningen de er ment å fange opp.

De ulike elementene som avgjør om et investeringsprosjekt i sum er kommersielt interessant er oppsummert i tabell 2.1. I tabellen har vi gruppert de ulike elementene i den bedriftsøkonomiske kalkylen i kostnads- og inntektselementer, og for øvrig forsøkt å gruppere dem i henhold til ulike typer for å gjøre det tydeligere hvilke elementer som påvirkes av energiloven, og hvilke som avhenger av politikk og rammebetingelser for øvrig. I denne rapporten er vi først og fremst opptatt av hvilke konsekvenser de elementene som påvirkes av energiloven, har for investeringsbeslutningene. Vi kommer imidlertid ikke utenom å drøfte andre rammevilkår som samspiller med energiloven og som i noen grad utgjør forutsetninger for at energiloven skal fungere i henhold til intensjonene. Det gjelder blant annet plan- og bygningsloven, skattesystemet og støtteordninger for fornybar energi.

Tabell 2.1 *Kostnader og inntekter som inngår i den bedriftsøkonomiske investeringskalkylen*

<b>Kostnader</b>	<b>Inntekter</b>
<i>Planlegging og utredning</i>	
<i>Kostnader knyttet til konsesjonssystemet</i>	
<i>Investeringskostnader, herunder</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Bygge- og anleggskostnader</li> <li>- Kraftverkskomponenter</li> <li>- Infrastrukturkostnader og anleggsbidrag</li> <li>- Renseanlegg etc.</li> </ul>	<i>Investeringsstøtte, herunder</i> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tilskudd til renseanlegg etc.</li> </ul>
<i>Markedsbaserte driftskostnader:</i> Faste driftsavhengige kostnader Variable driftskostnader, herunder <ul style="list-style-type: none"> <li>- brenselkostnader</li> </ul>	<i>Markedsbaserte inntekter:</i> Salg av kraft (kWh) Salg av effekt (kW) Salg av systemtjenester, herunder <ul style="list-style-type: none"> <li>- regulerkraft</li> <li>- reaktiv effekt m.m.</li> </ul>
<i>Politisk bestemte kostnader:</i> Skatter og avgifter, herunder <ul style="list-style-type: none"> <li>- konsesjonskraft</li> <li>- produksjonsavgifter</li> <li>- kjøp av utslippsretter</li> </ul>	<i>Politisk bestemte inntekter:</i> Produksjonssubsidier, herunder <ul style="list-style-type: none"> <li>- salg av sertifikater</li> <li>- salg av utslippsretter</li> </ul>
<i>Regulerte kostnader: Nettariffer</i>	

### **Planleggings- og konsesjonskostnader**

Første fase av et investeringsprosjekt er planleggingsfasen. Her kan vi skille mellom kostnadene knyttet til den planleggingen en investor uansett på gjennomføre, for eksempel utredning av tekniske løsninger, kostnader, markedsutsikter, m.m., og kostnader knyttet til konsesjonssøknaden. Når det gjelder den første typen kostnader, er det grunn til å tro at det er sammenfall mellom de bedriftsøkonomiske og de samfunnsøkonomiske kostnadene. Når det gjelder kostnadene knyttet til plan- og konsesjonsregelverket, er dette kostnader som pålegges investor ut fra samfunnsmessige hensyn. I avsnitt 4.4 drøfter vi nærmere om disse kostnadene har et hensiktsmessig omfang.

### **Investeringskostnader**

Kostnader i bygge- og anleggsfasen, samt innkjøp av kapitalvarer som generatorer og turbiner, er knyttet til markedspriser på disse innsatsfaktorene. Her antar vi at de bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske kostnadene er sammenfallende.

Når det gjelder infrastrukturkostnader, kan verkene pålegges anleggsbidrag knyttet til kostnadene ved å knytte produksjonsanlegget til nettet. Produsenter kan også pålegges å dekke kostnadene ved såkalte produksjonsrelaterte nettanlegg i sin helhet. Nettet er en del av infrastrukturen som er en felleskostnad i kraftmarkedet, men nye anlegg påvirker disse kostnadene. Reguleringsregimet avgjør derfor i hvilken grad og hvordan de

prosjektspesifikke kostnadene reflekteres i investorenes kalkyle. Vi drøfter anleggsbidrag og nettrelaterte kostnader nærmere i avsnitt 4.3.

Endelig kan prosjektet pålegges kostnader i form av for eksempel rensing av CO<sub>2</sub> (gasskraftverk) eller fordyrende tekniske løsninger forbundet med naturinngrep. Miljøkostnader drøftes nærmere i avsnitt 4.1 og 4.3.

### **Investeringsstøtte**

Myndighetene kan velge å gi investeringsstøtte for å fremme investeringer i for eksempel fornybar kraft, som ikke er lønnsom på rent markedsmessige vilkår, eller for å fremme mer miljøvennlige løsninger som for eksempel rensing av CO<sub>2</sub>. Ulike støtteordninger presenteres nærmere i avsnitt 4.2.

### **Driftskostnader**

Vi har delt driftskostnadene inn i markedsbaserte driftskostnader og politisk bestemte driftskostnader. De markedsbaserte driftskostnadene omfatter drifts- og vedlikeholdskostnader, samt eventuelle brenselkostnader. Disse er markedsbestemte, og vi antar at det er sammenfall mellom samfunnsøkonomiske og bedriftsøkonomiske kostnader. Produksjonsavgifter, miljøavgifter osv. er politisk bestemte og pålagt av myndighetene, fortrinnsvis for å fange opp eksterne kostnader. Vi drøfter effektene av ulike avgifter nærmere i avsnitt 4.1 og 4.2. Noen eksterne virkninger fanges opp i konsesjonsregelverket, og ikke gjennom eksplisitte avgifter (se avsnitt 4.4).

Nettariffene er i og for seg også driftskostnader for kraftverket, selv om også de kan være negative og på den måten utgjøre (dette vil for eksempel ofte gjelde innmating i områder med underskudd på kraft). Vi har satt nettariffene i en egen celle i tabellen fordi de er bestemt av monopolreguleringen. Både de samlede inntektene til nettselskapene og grunnleggende prinsipper for tariffing (fordelingen av kostnadene på nettkundene, herunder produsentene) er gjenstand for regulering av NVE. Nettreguleringsregimet og tariffprinsippene, er en viktig del av energiloven med tilhørende forskrifter. Vi drøfter konsekvensene av nettariffene nærmere i avsnitt 4.3.

### **Produksjonsinntekter**

At det dannes riktige markedspriser for relevante produkter som kraftverket produserer (energi, effekt, systemtjenester) er en viktig intensjon ved energiloven. Skal markedet gi grunnlag for rasjonelle investeringer, må konkurransen i markedet fungere, og det må finnes markeder for de ulike produktene som det er betalingsvilje for, herunder systemtjenester og reservekraft. Vi drøfter markedsorganiseringen og prisdannelsen for de ulike elementene nærmere i avsnitt 4.1.

I stedet for eller i tillegg til investeringsstøtte, kan verk få støtte i form av et beløp pr. kWh eller en fast betaling pr. kWh (feed in-tariff). Dette er som regel knyttet til positive eksterne virkninger ved produksjonen. Se avsnitt 4.2.

I tillegg kan en produsent ha inntekter fra politisk institusjonaliserte markeder som sertifikatmarked for grønn energi og kvotemarkedet for CO<sub>2</sub>-utslipp. En eventuell inntekt fra kvotemarkedet er knyttet til tildeling av gratiskvoter.

### **Skatter**

Endelig er norske kraftprodusenter gjenstand for skatt på alminnelig inntekt på samme måte som annen næringsvirksomhet. Vannkraftprodusenter er i tillegg gjenstand for

særbeskatning gjennom grunnrenteskatt, naturressursskatt, eiendomsskatt og konsesjonskraftavståelse. Skattesystemet kan påvirke beslutningene om investeringer i ny kraftproduksjon både positivt og negativt, og gi incentiver til så vel over- som underinvesteringer. Skattesystemet kan også brukes til å korrigere for eksterne virkninger. Disse spørsmålene drøftes nærmere i avsnitt 4.2.

### **Andre forhold**

Vi har ovenfor presentert noen viktige faktorer som påvirker marginale beslutninger om å investere i kraftproduksjon, det vil si hvorvidt enkeltinvesteringer er lønnsomme eller ikke. Et annet spørsmål er om investorer i norsk kraftproduksjon vil ha tilgjengelig kapital. Den generelle tilgangen på både egenkapital og gjeld i den norske kraftsektoren må kunne karakteriseres som god, og vi vil ikke drøfte dette spørsmålet nærmere (selv om egenkapitalen i stor grad kommer fra tilbakeholdte midler historisk og ikke nytilførsler de siste årene).<sup>8</sup> Det betyr ikke at enkeltaktører ikke kan stå overfor begrenset kapitaltilgang i praksis, men vi legger til grunn at det sentrale spørsmålet i evalueringen er om enkeltprosjekter er lønnsomme, ikke om det er spesielle aktører som gjennomfører prosjektene eller er utelukket fra å gjennomføre dem.

Et annet spørsmål er om det er trekk ved rammevilkårene som innebærer at aktørene står overfor inngangsbarrierer som medfører at det i praksis blir en så begrenset konkurranse om investeringene at det står i direkte strid til målet om samfunnsøkonomisk effektive investeringer. Det spørsmålet kommer vi tilbake til.

## **2.2.2 Rammebetingelser for alternativer**

Oppstillingen i tabellen viser hvordan kostnader og inntekter for et kraftverksprosjekt inngår i lønnsomhetskalkylen. Rasjonelle investeringer krever at markedet frambringer de *totalt sett* beste investeringsløsningene. Det betyr at kraftprisen ideelt sett skal reflektere kostnaden ved den beste *alternative* utbyggingen eller investeringen. Alternativet til investeringer i et kraftverk behøver ikke å være investeringer i et annet kraftverk, men kan være nettinvesteringer, investeringer i energieffektiviserende tiltak (i produksjon, nett eller forbruk) eller investeringer i alternative energikilder, for eksempel fjernvarme. I dag foreligger det ikke ett helhetlig rammeverk for investeringer i kraft, gass og fjernvarme. Det innebærer at eksterne virkninger og markedsforhold ikke nødvendigvis gir de rette avveiningene i for eksempel valget mellom ulike oppvarmingsløsninger. Som nevnt i kapittel 1 er dette forhold som behandles i andre utredninger i forbindelse med evalueringen av energiloven.

I resten av rapporten konsentrerer vi oss om å drøfte hvordan energiloven påvirker investeringer i kraftsektoren. Her er også avveiningen mellom investeringer i nett, produksjon og forbruk – samt alternativer til elektrisitet som direkte bruk av naturgass og fjernvarme og energisparing – relevant. Dette drøfter vi nærmere flere steder, men særlig i avsnitt 4.3 og 4.4.

---

<sup>8</sup> ECON (2002c) inneholder en analyse av kapital situasjonen i kommunalt eide kraftselskaper. Situasjonen er i store trekk den samme i dag. ECON (2005b) inneholder en oversikt over norske kraftselskapers lånevilkår og viser at markedspremien for obligasjonslån utstedt av norske kraftselskaper har vært og er relativt lave. Se også Lehman Brothers (2006) for en vurdering av Statkrafts verdi og kapitalstruktur. Se også Energi (2007), som viser at bokført egenkapital i et utvalg av de største norske kraftselskapene ligger nær 40 prosent. Den verdjusterte egenkapitalen er vesentlig høyere.

### 2.2.3 Usikkerhet

I tillegg til eksterne virkninger og de faktorene vi har listet opp i tabell 2.1, kan det være avvik mellom samfunnets og private aktørers holdning til usikkerhet og risiko, noe som igjen kan medføre at investeringer ikke realiseres i henhold til samfunnsmessig rasjonalitet.

Usikkerhet er et kjennetegn ved enhver investering i energisystemet. Usikkerheten kan være knyttet til framtidige markedsforhold (etterspørsels- og kostnadsforhold), politiske rammevilkår, teknologiutvikling og en rekke andre faktorer. Det finnes en omfattende samfunnsøkonomisk litteratur om beslutninger under usikkerhet. Halleraker (1995) og NOU 1997:27 oppsummerer hovedresultatene fra litteraturen, og vi nøyer oss her med å peke på noen relevante hovedkonklusjoner.

Den samfunnsøkonomiske verdien av et kraftprosjekt er gitt ved nåverdien av nytte og kostnader som prosjektet gir opphav til i løpet av levetiden. Alle relevante nytte- og kostnadselementer skal være med. De forventede nytte- og kostnadsstrømmene bør neddiskonteres med et avkastningskrav som reflekterer den *systematiske* risikoen knyttet til det aktuelle prosjektet.<sup>9</sup> Med systematisk risiko forstår vi samvariasjonen mellom avkastningen til prosjektet og en referanseportefølje, for eksempel avkastningen på nasjonalformuen (det norske samfunnsøkonomiske perspektivet) eller avkastningen til en bred børsindeks (investorperspektivet). Selv om kraftprisene er svært volatile, følger det ikke av den grunn at avkastningskravet til investeringer i kraftproduksjon skal være svært høyt. Spørsmålet er i hvilken grad kraftprisene svinger i takt med investors referanseportefølje. Denne sammenhengen trenger ikke være særlig sterk.

Den systematiske risikoen ved kraftproduksjon antas ofte å være nokså lik risikoen ved gjennomsnittlig børsnotert virksomhet.<sup>10</sup> Det tilsier avkastningskrav i størrelsesorden 6-8 prosent reelt før skatt, men det har etter hva vi kjenner til ikke vært gjort grundige vurderinger av forholdet mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk usikkerhet.<sup>11</sup> Her kan det også være betydelige forskjeller mellom produksjonsteknologier, både som følge av forskjeller i kostnadsstruktur og teknologienes modenhet. For eksempel vil en ofte kunne observere at investorer i fornybar energi, særlig umodne teknologier, opererer med vesentlig høyere avkastningskrav enn for ”etablerte” teknologier.<sup>12</sup> Vi drøfter uansett ikke dette spørsmålet nærmere i denne rapporten. Derimot er det andre aspekter ved usikkerheten som vi kommer tilbake til. Det gjelder særlig verdien av å utsette investeringer, enten det skyldes realøkonomiske forhold (for eksempel framtidig etterspørsel) eller

---

<sup>9</sup> Alternativet til denne metoden er å beregne de sikkerhetsekvivalente nyttestrømmene (det vil si risikjusterte nyttestrømmer) og neddiskontere med risikofri rente.

<sup>10</sup> Finansdepartementet (2005) anslår at avkastningskravet for en gjennomsnittlig investering i det norske aksjemarkedet er om lag 6 prosent reelt før skatt. Tidligere anslag fra Finansdepartementet og andre kilder har ligget noe høyere. Johnsen (1996) inneholder en vurdering av avkastningskravet for statlig forretningsvirksomhet, blant annet Statkraft. Se også verddivurderinger av Statkraft utført på oppdrag fra Olje- og energidepartementet og Nærings- og handelsdepartementet (Dresdner Kleinwort Benson, 2000, Ernst & Young, 2000, Lehman Brothers, 2006) samt ECON (2005b).

<sup>11</sup> ECON (2005c) inneholder imidlertid en kort diskusjon av hvordan nyere økonomisk litteratur om beslutninger under usikkerhet kan påvirke verdien av norsk vannkraft fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

<sup>12</sup> Et par eksempler på slike observasjoner finnes i EU-prosjektet OPTRES (OPTRES, 2006) og Ernst & Young (2007). Det er ikke helt klart hvor konsistente disse observasjonene er med den underliggende teorien om avkastningskrav, men det synes i hvert fall dokumentert at slike faktorer har betydning for de praktiske investeringsbeslutningene.

risikofaktorer som i større grad er påvirkbare (for eksempel usikkerhet om rammevilkår).

ECgroup (2007) trekker fram realopsjoner og konsesjonsrisiko som to viktige faktorer for investeringsbeslutninger og som kommer i tillegg til tradisjonelle lønnsomhetsanalyser. Investeringer i kraftsystemet er normalt irreversible i den forstand at kapitalutstyret har ingen eller liten økonomisk verdi når investeringen er gjennomført. Det kan derfor ligge en verdi i å utsette investeringer i påvente av mer informasjon. Rapporten hevder at "(m)ed den relativt sett høye kraftprisen vi har sett i de senere år, burde bruk av nåverdi for å beregne lønnsomheten i nye kraftutbyggingsprosjekter tilsi at flere prosjekter hadde blitt igangsatt." Det er imidlertid vanskelig å trekke konklusjoner basert på dagens prisbilde. Fra en investering planlegges og til kraftverket kan stå ferdig, kan det gå flere år. Videre har kraftverk typisk en levetid på fra 20 til 40 år, enda lenger for vannkraftverk. Det betyr at det er forventningene om priser og inntekter i framtida som er avgjørende for om aktørene anser prosjektet for tilstrekkelig lønnsomt. Høye priser i dag er ingen garanti for høye priser til neste år. Det er dessuten stor usikkerhet om prisutviklingen framover. Usikkerheten er først og fremst knyttet til usikkerhet i de globale energimarkedene, men også til utviklingen i politikk og rammebetingelser i EU og her hjemme. Mer om dette i avsnitt 4.5.

*Realopsjonsteori* kan bidra til å forklare hvorfor tilsynelatende lønnsomme prosjekter ikke er satt i gang, særlig på bakgrunn av usikkerheten om prisutviklingen framover (se Dixit og Pindyck, 1994, for en introduksjon til temaet). Realopsjonsteorien trekker inn alternativverdien av å vente med en investeringsbeslutning, og forklarer dermed hvorfor det kan være rasjonelt å utsette tilsynelatende lønnsomme investeringer (basert på forventet nåverdi) fordi det gir flere valgmuligheter i en usikker framtid. Kjærland (2007) viser for eksempel at "trigger-prisen", det vil si det forventede prisnivået som skal til for investeringer i ny kraftproduksjon i Norge, øker betydelig når man tar hensyn til volatiliteten i forwardprisene (svingningene i markedets prisforventinger). Usikkerheten representerer med andre ord en kostnad: Jo større usikkerhet, jo høyere realopsjonsverdi og desto høyere langsiktig kraftpris.

Opsjonsverdier bør også inngå i samfunnsøkonomiske kalkyler. I den grad usikkerheten er knyttet til fundamentale markedsforhold som endringer i etterspørselen etter elektrisitet eller kostnader ved produksjonsteknologier, kan det også ha en samfunnsøkonomisk verdi å vente med å foreta en investeringsbeslutning.

ECgroup nevner også *konsesjonsrisiko* som et usikkerhetsselement som kan forklare at eventuelle lønnsomme prosjekter ikke blir realisert. Konsesjonsrisikoen er knyttet til konsesjonsbehandlingsprosessen. Konsesjonsbehandling er en omfattende prosess som kan ta lang tid, og der utfallet kan være usikkert. Blant annet kan det følge mange politiske slag i kjølvannet av en konsesjonssøknad. Konsesjonsrisiko kan stå i veien for rasjonelle investeringer dersom kostnadene blir for høye, eller utfallet for usikkert. Dersom konsesjonsrisikoen var betydelig og oppfattet som et hinder for realisering av lønnsomme prosjekter, ville det ha som konsekvens at det ville bli søkt om konsesjon for få prosjekter, eller eventuelt for de gale prosjektene. Alternativt kunne man tenke seg at usikkerheten fører til at det søkes om konsesjon for et for høyt antall prosjekter: Hvis utfallet er usikkert, er mange søknader en måte å øke sjansen for "gevinst" i "lotteriet" på.

På bakgrunn av empirien eller konsesjonsregelverket er det vanskelig å trekke en slik konklusjon. Vi vurderer konsekvensene av konsesjonsregelverket nærmere i avsnitt 4.4.





### 3 Markedsutvikling: Kapasitetsendringer og utsikter

Hvordan ser så investeringsbildet ut når vi betrakter perioden siden energiloven ble innført i Norge? Det skal vi se på i dette avsnittet. Siden energiloven ble innført i Norge i 1991, har også Sverige, Finland og Danmark deregulert sine kraftmarkeder, og det nordiske markedet framstår nå som ett marked med en felles børs. Selv om det fra tid til annen er flaskehalser mellom landene, er effekten av dette at markedene er integrerte på en helt annen måte enn før. Det er derfor relevant å komplettere bildet av investeringer i Norge med investeringer som har skjedd i de andre landene, samt investeringer i overføringskapasitet. Framstillingen bygger bl.a. på ECgroup (2007).

#### 3.1 Tilbakeblikk på investeringer i Norge og Norden

Da energiloven innførte markedsbasert kraftomsetning i Norge i 1991, var markedet preget av overkapasitet. I økonomisk forstand betyr overkapasitet at den marginale produksjonskapasiteten (den som ble bygd ut sist), ikke får dekt sine kostnader gjennom markedsprisen (eller at den marginale betalingsviljen er lavere enn marginalkostnaden). Før innføring av energiloven ble investeringsbeslutninger fattet på grunnlag av prognoser for forbruksutviklingen (ECgroup, 2007). Kraftselskapene hadde da også forsyningsplikt til kunder i sine områder, og det var en uttalt målsetting at Norge skulle være selvforsynt i 27 av 30 år.<sup>13</sup> Overskuddskapasiteten medførte også tap av vann, dels pga. begrensede omsetningsmuligheter for såkalt "tilfeldig kraft".

##### 3.1.1 Produksjonskapasitet

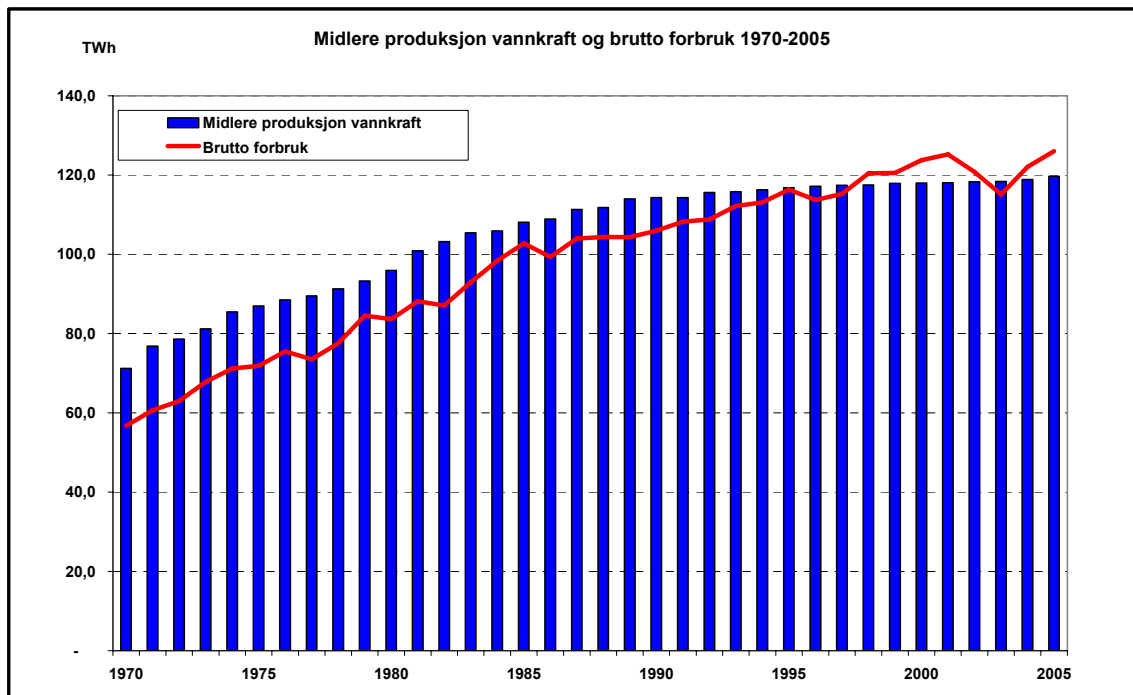
Til tross for denne overkapasiteten, har det vært investert i ny kraftproduksjon i Norge også på 90-tallet, selv om investeringene ikke har holdt tritt med forbruksutviklingen. Figur 3.1 under viser utviklingen i forbruket og utviklingen i midlere produksjon fra 1970 til 2005.<sup>14</sup> I denne forbindelse er det også verdt å merke seg at veksten i produksjonskapasiteten avtok før energiloven trådte i kraft. Figur 3.2 viser utviklingen i investeringene i den norske kraftsektoren samlet sett i perioden 1970-2006 (nasjonalregnskapstall), målt i faste priser. Produksjon er ikke skilt ut fra overføringsvirksomhet i figuren, men det er klart at investeringstoppen kom allerede tidlig på 1980-tallet. (Investeringene i kraftproduksjon følger omtrent det samme mønsteret som totalbildet, jf. også Olje- og energidepartementet, 2006).

---

<sup>13</sup> Fra ECgroups rapport: "Det skulle være tilstrekkelig produksjon til at normalforbruket ble tilfredsstillt i 27 av 30 år – en slik strategi vil nødvendigvis gi et forventet overskuddstilbud. En forutsetning for å delta i den nordiske kraftutvekslingen, var at man hadde en rimelig egendekning og ikke baserte sin kraftforsyning på import fra nabolandene. Dersom prognoser tydet på at forbruket var i ferd med å øke, var det nødvendig med tilsvarende økning i produksjonskapasiteten. Prognoser kom derfor til å stå sentralt helt fram til 1990-tallet."

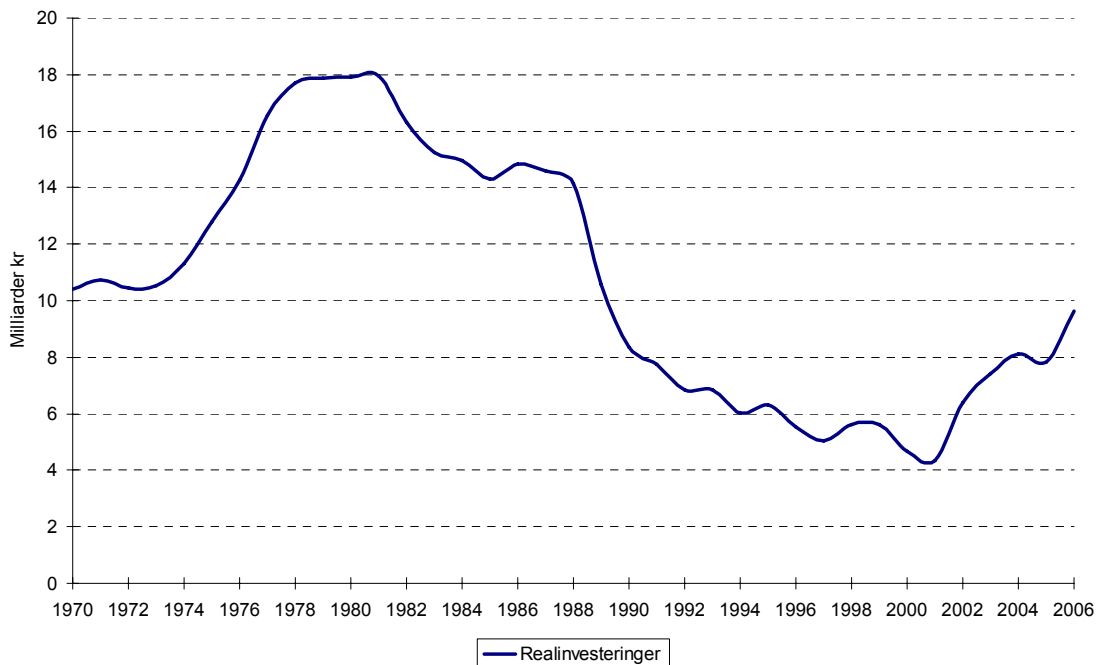
<sup>14</sup> Ved beregning av midlere produksjon er det for alle år regnet med tilsigserien 1970-99, som er den serien NVE for tiden benytter som en slags "offisiell referanse".

Figur 3.1 Midlere produksjonsevne i vannkraften og brutto forbruk 1970-2005



Kilde: ECgroup (2007)

Figur 3.2 Investeringer i den norske kraftsektoren 1970-2006. Milliarder 2006-kroner



Kilde: Statistisk sentralbyrå (nasjonalregnskapet)

For å vurdere om det burde vært investert mer i norsk kraftproduksjon, må vi også se på utviklingen i importmulighetene. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det ikke rasjonelt å investere i innenlands produksjon, dersom de samme godene kan skaffes rimeligere til veie gjennom import. (Omvendt kan det naturligvis være rasjonelt å

investere for eksport dersom betalingsviljen i eksportmarkedene overstiger investerings- og produksjonskostnaden her hjemme.)

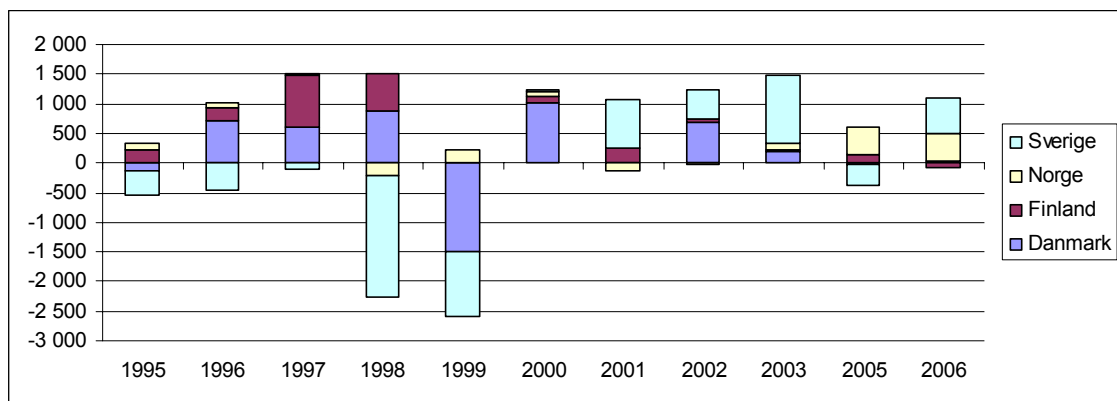
I dag utgjør Norge sammen med Sverige, Finland og Danmark, ett integrert kraftmarked der kraftutvekslingen i stor grad skjer på basis av prisforskjeller og tilgjengelig overføringskapasitet mellom landene. Sverige deregulerte sitt kraftmarked i 1996 og Norge og Sverige gikk i den forbindelse sammen om felles omsetning via Nord Pool. Finland gjennomførte også sin deregulering i 1996, men ble først med i Nord Pool i 1998. Danmark gjennomførte sine reformer i 1999 (Vest-Danmark) og 2000 (Øst-Danmark). Også i de andre nordiske landene har dereguleringen i stor grad skjedd i en situasjon med overkapasitet. Dereguleringen og integreringen av markedene har innebåret mer effektiv utnyttelse av overføringskapasiteten mellom landene. Det betyr at man i økende grad har nytt godt av hverandres overkapasitet. Også før markedsreformene var det utstrakt kraftutveksling mellom de nordiske landene, men den fysiske overføringskapasiteten mellom Norge og både Danmark og Sverige er utvidet i løpet av de siste årene (se neste avsnitt).

Til sammen har Norden også relativt stor overføringskapasitet til Tyskland, Russland, Polen og Estland, og en ny kabel er under bygging mellom Norge og Nederland. Til sammen har denne utviklingen medført at fleksibiliteten i forsyningssituasjonen, og effektiviteten i handelen har økt betydelig siden innføringen av energiloven. Det stilles derfor ikke krav til reservekraft på samme måte som tidligere.

ECgroup oppsummerer at det er to hovedtrekk som preger utviklingen i Norden; Utbyggingen av vindkraft i Danmark og nedbyggingen av kapasitet i Sverige. Figuren under viser utviklingen i kapasitet i Norden fra 1994 til 2006. Stolpene viser årlige nettoendringer i kapasiteten fordelt på land. Til sammen har effektkapasiteten i Norden økt med 5000 MW i perioden.

Figur 3.3 viser netto endringer i kapasiteten fordelt på land fra 1994 til 2006.

Figur 3.3 *Årlige netto kapasitetsendringer i de nordiske landene, 1996-2006. Endringer fra året før. Kapasitet i MW.*



Kilde: Nordel Annual Statistics, [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

Den største økningen har skjedd i Danmark og Finland, mens Sverige har fått redusert effektkapasitet. Nettoøkningen i Norge – målt i effekt – er vel 1800 MW. Den danske kapasiteten har økt med hele 23 prosent siden 1995, men her må det tas i betraktning at mer enn hele nettoøkningen skyldes utbygging av vindkraft (3135 MW installert effekt i 2006) som ikke gir like mye energi som for eksempel vann- og kullkraftverk. I Finland

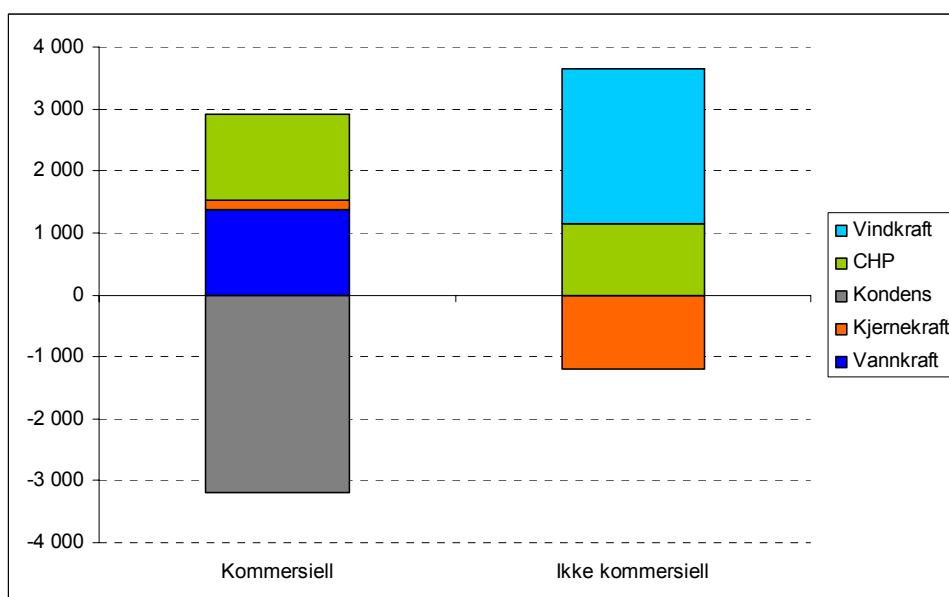
har kapasiteten økt med 14 prosent og i Norge med 7 prosent. I Danmark har man også lagt ned en del eldre kullkraftverk i perioden.

Kapasiteten i Sverige er først og fremst redusert som følge av redusert kapasitet i kjernekraften. Imidlertid har utnyttelsen av gjenværende kapasitet økt, slik at kjernekraftproduksjonen nå er høyere enn den var på midten av 90-tallet. I tillegg har Sverige faset ut en del eldre oljekondenskapasitet som stort sett har vært brukt som effektreserve. En del slik kapasitet var planlagt utfaset, men er midlertidig opprettholdt gjennom betaling for reservekapasitet fra Svenska Kraftnät (systemoperatøren i Sverige).

Mens utbyggingen av vindkraft i Danmark er basert på gunstige støtteordninger, er utbyggingen i Finland basert på investeringer i konvensjonell kapasitet uten støtte. Mesteparten av utbyggingen i Norge er vannkraft som har vært lønnsom uten støtte. I Sverige er nedleggningen av kjernekraftverket Barsebäck pålagt politisk, mens nedleggningen av oljekondensverkene og investeringene i økt kjernekraftkapasitet har skjedd uten støtte. De senere årene har det vært bygd ut en god del kraftvarmekapasitet basert på biobrensel i Sverige. Dette er blitt lønnsomt på grunn av innføringen av et marked for elsertifikater.

Figur 3.4 viser hvordan investeringene (inkludert utfasing av kapasitet) fordeler seg på ”kommersielle”, det vil si markedsbaserte, og ”ikke-kommersielle” beslutninger i perioden 1998 til 2006. Kapasitetsendringer som ikke er basert på støtte eller pålegg er her kategorisert som ”kommersielle”. Investeringer i kraftvarme i Sverige, som er basert på sertifikatmarkedet, er satt i kategorien ”ikke kommersielle”. Figuren illustrerer hvor viktig rammebetingelsene har vært for investeringer i ny kapasitet. Tolket på en positiv måte, kan vi si at figuren viser at politiske prioriteringer og virkemidler slår gjennom i markedet, men at det også foretas rent markedsbaserte investeringer. Investeringene i kraftvarme i Sverige er dessuten basert på en kombinasjon av markedsbaserte sertifikatpriser (som dannes som resultat av en politisk institusjonaliser etterspørsel) og markedsbaserte kraftpriser.

Figur 3.4 Kapasitetsutvikling i Norden 1998-2006 fordelt på teknologier og ”kommersialitet”



Kilde: Nordel, egne anslag

### 3.1.2 Investeringer i overføringskapasitet

Siden energiloven ble innført har det som nevnt vært gjennomført store investeringer i overføringskapasitet, både mellom de nordiske landene og mellom Norden og nabolandene. Tabellen under viser noen tall for kapasitetsutviklingen i overføringsforbindelsene for Norge og Norden etter 1990.

*Tabell 3.1 Utvidelser av overføringskapasitet (mellomriksforbindelser) siden 1991, Norden.*

År	Mellom	Navn	Kapasitet
1991	Norge – Danmark V	Skagerrak 2	40 MW
1993	Norge – Danmark V	Skagerrak 3	500 MW
1993	Danmark V - Tyskland		400 MW
1994	Sverige - Tyskland	Baltic Cable	600 MW
1996	Danmark Ø - Tyskland	Kontek	600 MW
2000	Sverige - Polen	SwePol	600 MW
2000	Danmark V - Tyskland		150 MW
2002	Russland – Finland*		400 MW (til Finland)
2006	Finland - Estland	Estlink	350 MW

Kilde: Nordel samt sentralnettselskapene i Norden.

\*En linje med kapasitet på 60 MW mellom Russland og Finland ble nedlagt i 2003.

Tabellen viser bare noen av de større investeringene – stort sett i nye kabler – som har vært gjennomført i perioden. I tillegg har både investeringer i nasjonale nett og markedsreformer økt tilgjengeligheten i en del av overføringskablene.

Framover er det også planlagt nye overføringsforbindelser, blant annet en Skagerrak 4-forbindelse, oppgraderinger mellom Danmark V og Tyskland og en ny Fennoskanforbindelse mellom Sverige og Finland. Storebelt-kabelen (600 MW) mellom Danmark V og Danmark Ø, en 700 MW forbindelse mellom Norge og Nederland (NorNed) og utvidet kapasitet mellom Norge og Sverige (Nea-Järpströmmen) er under bygging.

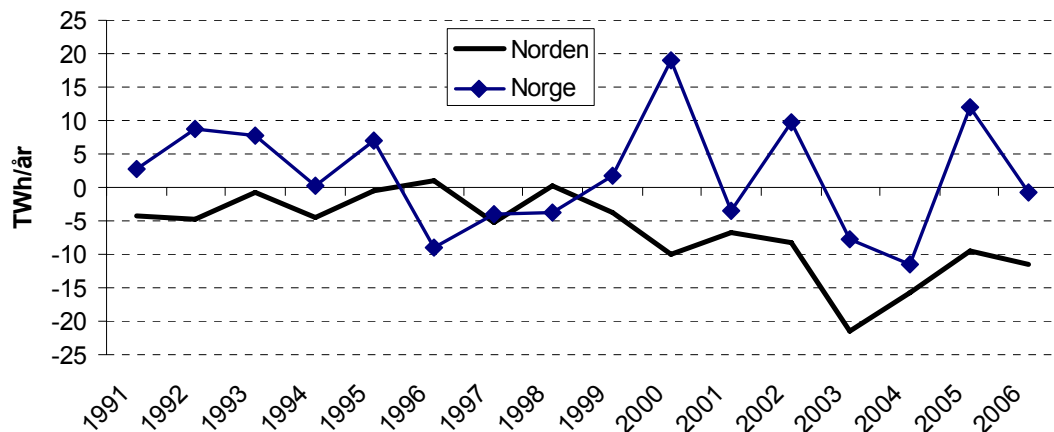
### 3.1.3 Utviklingen i kraftbalansen

I figur 3.1 viste vi utviklingen i energiproduksjon og –forbruk for Norge. I framstillingen av utviklingen i Norden har vi vist utviklingen i effektkapasitet. For å få et inntrykk av hvordan energisituasjonen i Norden har utviklet seg, ser vi på utviklingen i kraftbalansen, dvs. netto eksport år for år. Figur 3.5 viser utviklingen i den nordiske og norske kraftbalansen siden 1991. Naturlig nok svinger nettobalansen kraftig pga. det betydelige innslaget av vannkraft og de store svingningene i tilsig til vannkraftverkene mellom år. Vi ser likevel en tydelig tendens til at den nordiske kraftbalansen svekkes fra rundt årtusenskiftet. Tendensen for Norges del leses bedre ut fra de beregnede tallene for midlere produksjon (se figur 3.1). Det er fordi det er i Norge tilsigsvariasjonene er størst. Sett under ett var tilsiget i 2006 lavere enn normalt (8,5 TWh), men vannkraftproduksjonen var som i et normalår. Det kommer først og fremst av at 2005 var et uvanlig vått år, slik at magasinutfyllingen ved inngangen til året var 7 TWh høyere enn normalt.

Svingningene i årsproduksjon i Norge skyldes i stor grad svingninger i nedbør, men produksjonsmønsteret påvirkes også av temperaturer (forbruk), muligheten for å lagre vann mellom år og i noen grad eksportprisene. Figuren illustrerer også at svingningene i norsk vannkraftproduksjon til en viss grad motsvares av svingninger i kraftproduksjonen ellers i Norden. Det er først og fremst kullkraftproduksjonen i Danmark og Finland som svinger i mottakt med vannkraftproduksjonen i Norge.

Med i bildet hører også at den finske importen, og altså overføringskapasiteten, fra Russland og Estland har økt i perioden. Importen fra Russland er stort sett bundet til å gå fra Russland til Finland pga tekniske forhold i overføringskablene, og den har vist små variasjoner fra år til år.<sup>15</sup> Importen til Finland fra Russland har økt fra knapt 5 TWh i 2000 til over 11 TWh i 2006. Det er usikkert om det vil være kapasitet på russisk side til å opprettholde denne eksporten framover, men hittil har flyten over kablene vært svært stabil. Flyten på Estlink kan i prinsippet snu, men det store kraftoverskuddet i de baltiske statene forventes å vedvare i overskuelig framtid.

Figur 3.5 Årlig netto eksport (positive tall) fra Norge og Norden. TWh/år.\*



Kilde: Nordel

### 3.1.4 Effektbalanse

Så langt har vi diskutert markedsutviklingen i forhold til energiproduksjon. Siden elforbruket svinger fra time til time, og det ikke er mulig å lagre elektrisitet, er det også relevant å se på utviklingen i effektbalansen. Markedet må ikke bare frambringe tilstrekkelig energi til å dekke forbruket i løpet av et år, men må også ha tilstrekkelig effektkapasitet til å dekke etterspørselen i timer med høy last. Siden etterspørselen er lite prisfølsom på kort sikt, er det ikke sikkert at markedet gir tilstrekkelige incentiver til å investere i effektkapasitet. Vi drøfter dette nærmere i avsnitt 4.1.

Tabell 3.2 viser effektbalansen i Norden slik den er vurdert av Nordel i 2006 (for vinteren 2006/2007). Tallene i den nederste raden viser hvor stor andel av den *tilgjengelige* vinterkapasiteten som antas å være i reserve på en ekstra kald vinterdag.<sup>16</sup>

<sup>15</sup> Kapasiteten fra Finland til Russland er bare 50 MW mens kapasiteten i motsatt retning er 1450 MW.

<sup>16</sup> Refererer til temperaturer som observeres hvert tiende år i hvert land (10 prosent sannsynlighet). Sannsynligheten for at denne situasjonen skal inntreffe samtidig i alle landene er 7 prosent ifølge anslag fra Nordel.

Med unntak av Finland gir tabellen inntrykk av at effektsituasjonen er god i Norden. Tallene inkluderer imidlertid ikke importkapasiteten. For Finlands vedkommende er det for eksempel relevant at importkapasiteten fra Russland er 1450 MW, og fra Estland 350 MW. Begge disse kablene går tilnærmet kontinuerlig på full import til Finland.

Tabell 3.2 Effektsituasjon i Norden 2006

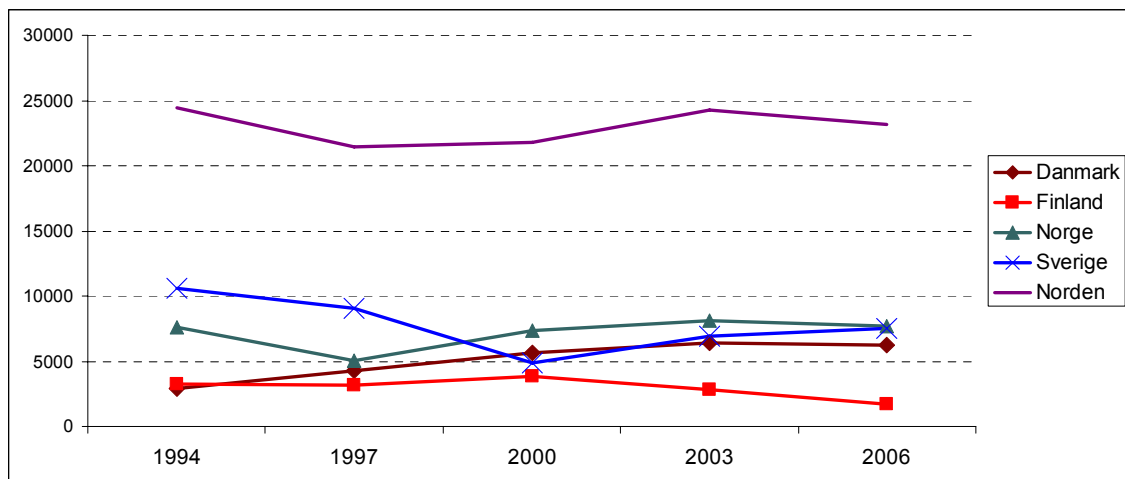
	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Norden
Installert kapasitet <sup>1)</sup>	12 699	16 544	29 268	33 819	94 037
Tilgjengelig produksjonskapasitet <sup>2)</sup>	7 540	13 120	24 070	28 550	74 851
Maksimum systemlast <sup>3)</sup>	6 372	14 955	21 432	26 100	70 207
Tilgjengelig reserve ved makslast	1 168	-1 835	2 638	2 450	4 644
Tilgjengelig reserve i prosent	15 %	-14 %	11 %	9 %	6 %
Utilgjengelig kapasitet i prosent	41 %	21 %	18 %	16 %	20 %

Kilde: Nordel

- 1) Installert kapasitet pr. 31.12.06. Refererer til summen av nettokapasiteten i enkeltverk, og kan ikke betraktes som den kapasiteten som vil være tilgjengelig i systemet til enhver tid.
- 2) Data estimert av Driftsgruppen i Nordel. Viser tilgjengelig produksjonskapasitet i markedet i topplast på en kald vinterdag (10-årsvinter). Se Power Balance 2006/2007 på [www.nordel.org](http://www.nordel.org).
- 3) Maksimum systemlast for hvert land vinteren 2006, MWh/h.

Figur 3.6 gir et inntrykk av utviklingen i effektbalansen i de nordiske landene fra 1994 og fram til i dag. I disse tallene er det ikke tatt hensyn til at det er forskjell på installert kapasitet og den kapasiteten som med stor sannsynlighet vil være tilgjengelig en kald vinterdag. Grunnen til det er at vi ikke har data for tilgjengelig kapasitet for hele perioden.

Figur 3.6 Differanse mellom topplast/maksimal systemlast og installert kapasitet i Norden 1994-2006, MW.



Kilde: Nordel

Samlet sett kan vi ikke si at effektbalansen i Norden har utviklet seg dramatisk negativt i perioden, og det gjelder heller ikke for Norge. Det så vidt vi kan forstå ingen grunn til å anta at andelen av kapasiteten som ikke er tilgjengelig i Norge en kald vinterdag er vesentlig forskjellig i dag enn den var i 1994. Det forholder seg naturligvis annerledes for Danmark, der en stigende andel av produksjonskapasiteten er vindkraft.



Vi kan ikke på dette grunnlaget konkludere med at markedet håndterer investerings-signalene for effektkapasitet, men inntrykket er at dette ikke har vært et problem så langt. Nordel forventer dessuten at situasjonen vil bedres noe i 2008/2009 pga. investeringer i ny utvekslingskapasitet og redusert forbruksvekst i Sverige. I 2010/2011 forventes det en ytterligere bedring i effektbalansen i Norden, bl.a. fordi det nye kjernekraftverket i Finland forventes å stå ferdig høsten 2010.

Den siste raden i tabellen viser hvor stor andel av kapasiteten i hvert av landene man ikke kan regne med er tilgjengelig. Vi ser at det er store variasjoner mellom landene. Det skyldes dels ulikheter i nettforhold, men mest ulikheter i sammensetningen av produksjonskapasiteten. Man regner for eksempel med at ca. 14 prosent av vannkraftkapasiteten ikke vil være tilgjengelig en kald vinterdag (noe som har sammenheng med vannføring og frysing). Ytterlighetene er kjernekraft (100 prosent tilgjengelig) og vindkraft (0 prosent tilgjengelig med 90 prosent sannsynlighet).

### 3.1.5 Regionale kraftbalanser i Norge

Tallene ovenfor gjelder den nasjonale og nordiske kraftbalansen med hensyn til energi og effekt. Samtidig som den nasjonale og nordiske balansen er blitt noe svekket, står enkelte regioner i Norge overfor betydelige kraftunderskudd:

- I Midt-Norge har forbruket økt sterkt de siste årene som følge av utvidelsen av Norsk Hydros aluminiumsverk på Sunndalsøra og idriftsettelsen av Ormen Lange-anleggene i oktober 2007. Samtidig er planlagte investeringer i ny produksjonskapasitet (gasskraft) utsatt eller nektet konsesjon, og det tar lang tid å få på plass overføringskapasitet. Det fører til et rekordstort importbehov til særlig Møre og Romsdal.
- I Bergensområdet (det såkalte BKK-området) fører spesielt vekst i forbruket i petroleumssektoren til at forsyningssikkerheten i regionen svekkes. Troll Videreutvikling (med nettilknytning på Kollsnes) og andre prosjekter kan føre til at forbruket øker med flere TWh i de neste årene. Med bare to hovedtilførselslinjer i sentralnettet inn til Bergensområdet og to linjer fram til Kollsnes, kan avbrudd få store konsekvenser i gitte situasjoner. Her vil et nytt kraftvarmeverk på Mongstad avhjelpe situasjonen, men det er ikke sikkert at det er tilstrekkelig på lengre sikt.
- På sikt vil det også være behov for å gjøre tiltak for å styrke forsyningssikkerheten i Østlandsområdet (jf. Statnett, 2004, 2007).

Vi kommer tilbake til særlig Midt-Norge-caset senere i rapporten.

### 3.1.6 Prisutvikling

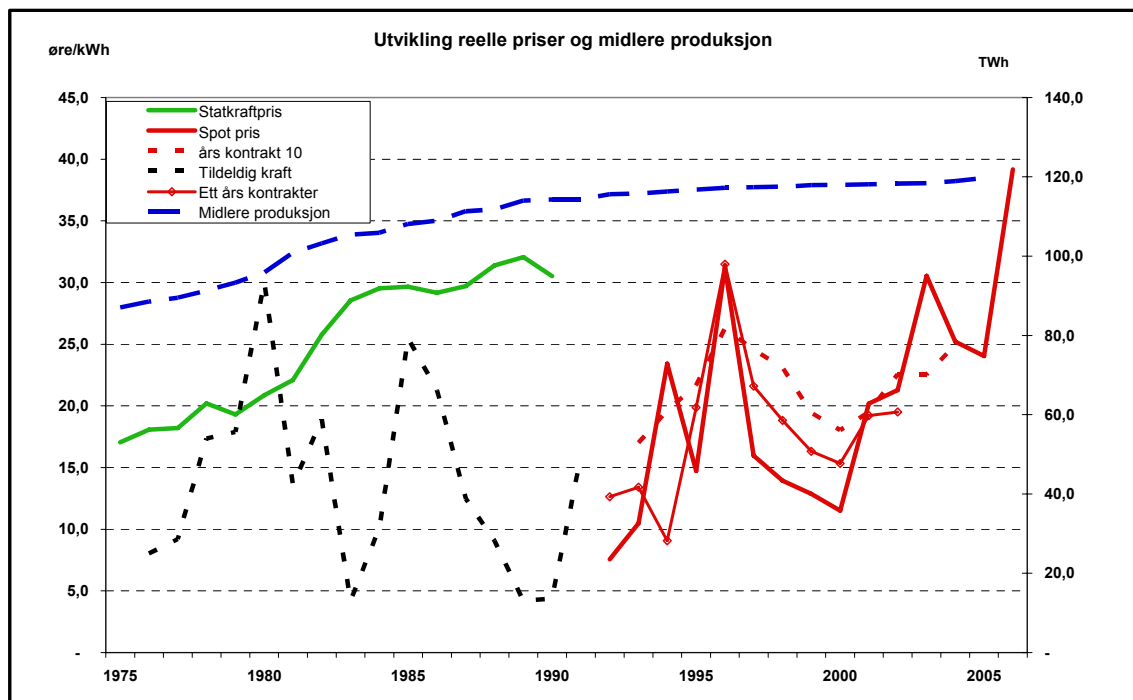
I og med innføringen av energiloven er det prisutviklingen *i markedet* som er det viktigste beslutningskriteriet for investeringer i ny produksjon. Figur 3.7 viser utviklingen i spot- og forwardpriser siden dereguleringen, målt i faste kroner. Vi ser at markedsprisene helt fram til i dag har vært lavere enn den såkalte Statskraftprisen. Statskraftprisen ble fastsatt av Stortinget med utgangspunkt i langtids grensekostnad for

ny kraftproduksjon, og lå til grunn for betingelsene i Statkrafts<sup>17</sup> langsiktige kraftkontrakter.<sup>18</sup>

Fluktuasjonene i kraftprisene skyldes variasjoner i tilsiget til vannkraftmagasinene i Norge, og økningen i spotprisen fra 2005 til 2006 skyldes dels at høye kvotepriser slo inn i spotprisen i begynnelsen av 2006, og dels lav magasinifylling høsten 2006.

Figuren viser også hvordan *prisforventningene* har endret seg i løpet av perioden. Prisene på 10-årskontrakter kan ses på som en indikator på de langsiktige prisforventningene som markedsaktørene har. Selv om 10-årsprisene neppe er noen perfekt målestokk, blant annet fordi markedet for den typen kontrakter er relativt tynt, fanger bevegelsene likevel opp noen langsiktige trender i forventningene. Fra et bunnivå rundt 2000 er det klart at markedets forventninger til prisene er vesentlig høyere i dag. Det gjenspeiles også i forwardprisene på Nord Pool, som for tiden ligger i intervallet 36-37 øre/kWh (nominelt).

Figur 3.7 Midlere produksjon og realpriser (2006)



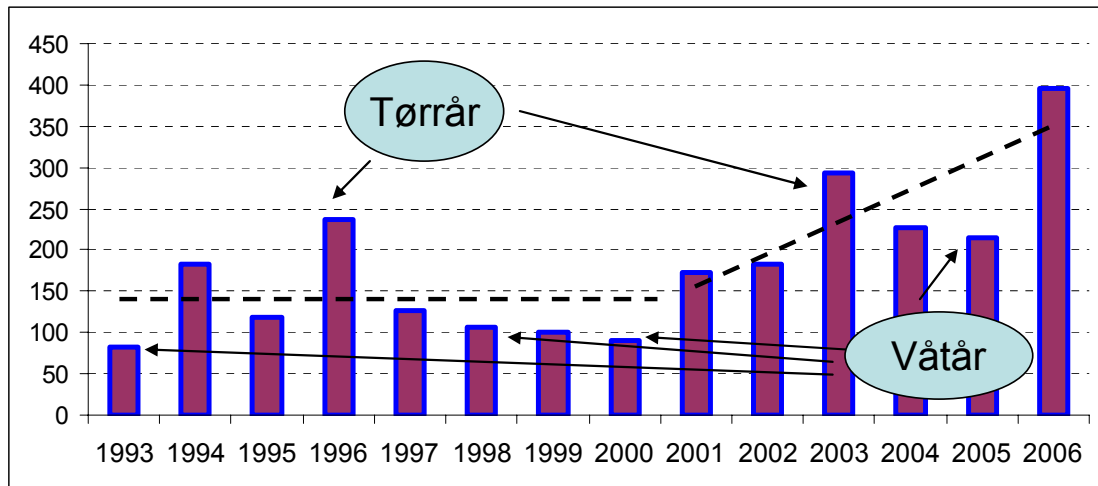
Kilde: ECgroup, 2007

Figur 3.8 viser utviklingen i gjennomsnittspriser. Litt grovt gir figuren inntrykk av at prisene var lave på 90-tallet, men at markedet har strammet seg til siden årtusenskiftet. En slik prisutvikling stemmer godt overens med utviklingen i kraftbalansen, jf. figur 3.5 ovenfor.

<sup>17</sup> Statskraftverkene ble ved dereguleringen delt i Statkraft (produksjon) og Statnett (overføringsnett).

<sup>18</sup> ”Statskraftprisen var normdannende for resten av sektoren. Ikke bare brukte mange everk endringen i Statskraftprisen som utgangspunkt for hvordan de selv ville endre sine priser fra ett år til det neste, men i mange engros-kontrakter var det avtalt at kraften skulle leveres til Statskraftprisen, eventuelt justert med en relevant faktor eller et påslag.” ECgroup, 2007.

Figur 3.8 Gjennomsnittlig årspris i Norge, 1993-2006, NOK/MWh.



Kilde: Nord Pool, Statnett Marked

### 3.1.7 Flaskehals og prisområder

Figuren over viser prisutviklingen i Norge. For å vurdere investeringene i Norge, er det også relevant å se på prisutviklingen i Norge kontra de andre markedsområdene. Selv om det er stor overføringskapasitet i Norden og ett felles marked, er det på grunn av forskjellene i produksjonskapasitet også tidvis flaskehals i systemet. Hvor ofte det er flaskehals mellom Norge og nabolandene påvirkes også av tilsigssituasjonen. Generelt vil flaskehals opptre oftere når det er vått og mye vann som skal dreneres ut, når det er høy effektterspørsel i omkringliggende områder, og når det er tørt og stort importbehov.

Tabellene under viser andelen av timer med like priser og flaskehals mellom henholdsvis NO2 (Nord-Norge) og Sverige, NO1 (Sør-Norge) og Sverige og NO1 og Danmark V.<sup>19</sup> Tabellene viser at vi har like priser med Sverige i de aller fleste timene, selv om dette varierer fra år til år. Det er ikke mulig å lese noen trend i retning av at det blir flere flaskehals mot Sverige, snarere tvert imot. Det gjelder både NO1 og NO2. Det er jevnt over noe oftere flaskehals mellom NO1 og Sverige enn mellom NO2 og Sverige. Derimot varierer det mellom år om det er flest timer med der prisene er høyere eller flest timer der prisene er lavere når det er flaskehals. Det henger først og fremst sammen med variasjonene i tilsig.

Det er oftere flaskehals mellom NO1 og Danmark V. Det henger sammen med at Danmark ikke har vannkraft, og med variasjonen i vindkraftproduksjonen. Likevel er det i rundt 50 prosent av timene like priser i Sør-Norge og Vest-Danmark.

<sup>19</sup> Prisområdeinndelingen i Norge varierer over tid, og i perioder har det vært både 3 og 4 prisområder. NO1 og NO2 refererer derfor ikke nødvendigvis til det samme området i alle årene. Tallene gir likevel et godt inntrykk av flaskehalsituasjonen mellom Norge og henholdsvis Sverige og Danmark. Vi kommer tilbake til flaskehals internt i Norge i avsnitt 4.3.1. Sverige deles ikke inn i prisområder, mens Danmark er delt i Danmark Vest (V) og Danmark Øst (Ø), der det foreløpig ikke finnes noen overføringsforbindelse. Norge har bare direkte utveksling med Danmark V.

*Tabell 3.3 Andel timer med like priser og ulike priser mellom NO2 og Sverige, prosent pr. år.*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<i>Lik</i>	61 %	73 %	77 %	82 %	73 %	81 %	82 %	91 %
<i>Lavere i NO2</i>	37 %	6 %	22 %	2 %	0 %	17 %	4 %	2 %
<i>Høyere i NO2</i>	2 %	21 %	2 %	16 %	27 %	2 %	14 %	7 %

Kilde: Nord Pool

*Tabell 3.4 Andel timer med like priser og ulike priser mellom NO1 og Sverige, prosent pr. år.*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<i>Lik</i>	47 %	85 %	70 %	74 %	65 %	78 %	69 %	78 %
<i>Lavere i NO1</i>	53 %	4 %	27 %	8 %	1 %	18 %	7 %	17 %
<i>Høyere i NO1</i>	0 %	11 %	3 %	19 %	34 %	3 %	23 %	4 %

Kilde: Nord Pool

*Tabell 3.5 Andel timer med like priser og ulike priser mellom NO1 og Danmark V, prosent pr. år.*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<i>Lik</i>	25 %	77 %	47 %	41 %	59 %	45 %	46 %	55 %
<i>Lavere i NO1</i>	67 %	9 %	29 %	9 %	12 %	51 %	11 %	32 %
<i>Høyere i NO1</i>	8 %	14 %	24 %	50 %	29 %	4 %	43 %	12 %

Kilde: Nord Pool

For Norden som helhet er det også relativt mange timer der det ikke er noen sentrale flaskehals i systemet, jf. tabellen under.<sup>20</sup>

*Tabell 3.6 Andel timer med like priser i hele Norden, prosent pr. år.*

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<i>Lik i alle</i>	19 %	51 %	33 %	22 %	22 %	29 %	20 %	35 %

Kilde: Nord Pool

### 3.1.8 Prisforventninger og kostnader

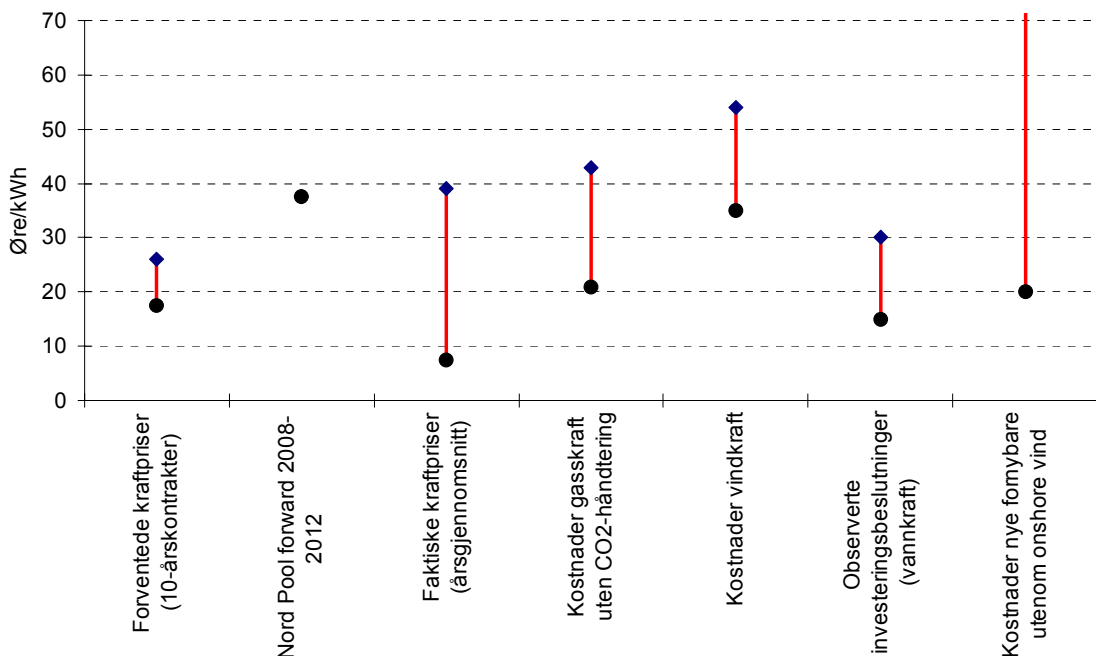
Vi har så langt i dette kapitlet drøftet utvikling i priser og investeringer i et historisk perspektiv. Et svært viktig moment som ikke er lett å måle, er imidlertid markedsaktørenes forventninger til de framtidige kraftprisene (og avkastningskrav). Et annet viktig forhold, som det finnes en del informasjon om, er kostnadene ved ulike typer investeringer. Både prisforventninger og kostnader varierer over tid.

<sup>20</sup> Ved mindre flaskehals benytter systemoperatørene motkjøp, se avsnitt xx. Det er ingen grunn til å tro at det har vært flaskehals som har vært håndtert ved motkjøp i timer med lik pris i alle prisområder, men vi kan i prinsippet ikke lese det ut av prisdataene på Nord Pool.

I figur 3.7 ovenfor viste vi utviklingen i prisene på 10-årskontrakter, og det kan tjene som et grovt anslag på prisforventningene sammen med observerte forwardpriser på Nord Pool for perioden 2008-2012.

I figuren nedenfor viser vi kraftprisforventninger, faktiske priser og relativt grove kostnadsanslag for ulike typer investeringer. For gasskraft er nedre del av kostnadsintervallet basert på en gasspris på 0,70 kr/sm<sup>3</sup> og ingen CO<sub>2</sub>-kvotekostnad (se NVE, 2004, for detaljerte forutsetninger for øvrig), mens den øvre delen er basert på en gasspris på 2 kr/sm<sup>3</sup> og en CO<sub>2</sub>-kostnad på ca. 2,5 øre/kWh, som er konsistent med en kvotepris på 15 €/tonn CO<sub>2</sub>. Det nedre intervallet for vindkraft er basert på kostnadsnivåene i NVE (2004), mens den øvre delen er hentet fra anslagene fra markedsaktører som er referert i ECON (2007). Nedre del for andre teknologier for fornybar kraftproduksjon gjelder biobaserte prosjekter med gunstig tilgang på råstoff og andre fortrinn (jf. KanEnergi, 2004). I denne kategorien er det i praksis ingen øvre grense, og for de fleste prosjektene gjelder det nok at kostnadene er relativt høye sammenlignet med eksisterende modne teknologier. For vannkraft har vi hentet kostnadsestimatene fra offentlig tilgjengelig informasjon om investeringer i ny vannkraft (konsesjonssøknader til NVE, årsrapporter, nyhetsmeldinger). Nedre grense i figuren svarer til prosjekter med utbyggingskostnader i underkant av 1,50 kr/kWh. Det er blitt observert investeringer i vannkraftverk på om lag 3 kr/kWh, noe som svarer til en total kostnad for prosjekter på nærmere 30 øre/kWh når variable kostnader tas med.<sup>21</sup> Det finnes naturligvis også vesentlig dyrere prosjekter som ikke er blitt bygd ut.

Figur 3.9 Kraftprisforventninger og kostnadsutvikling for forskjellige teknologier for produksjon av kraft



Kilde: NVE, ECgroup, Nord Pool, Europower, Econ Pöyry

<sup>21</sup> Vi har lagt til grunn et realavkastningskrav på 7 prosent reelt før skatt, 60 års levetid samt inkludert eiendomsskatt, konsesjonskraftavståelse og konsesjonsavgifter i de variable kostnadene.

Ut fra dette bildet er det ikke overraskende at det har vært a) relativt lite investeringer sammenlignet med historiske nivåer og b) mest investeringer i vannkraft. Det er først i årene som kommer at de forventede prisene når et nivå i nærheten av lønnsomhet for gasskraft og andre teknologier. Det er videre verdt å merke seg at Nord Pools priser bare går fram til 2012. Vi kjenner ikke aktørenes forventninger til perioden 2013 og utover, som jo vil være viktig for beslutningene om investeringer i kraftverk med en antatt levetid på 20 år og mer.

For både gasskraft og vindkraft har kostnadene steget vesentlig i løpet av de siste årene som følge av vesentlig høyere gasspriser og sterkt økende byggekostnader for vindmøller (minimum 30 prosent økning sammenlignet med nivåene fra noen år tilbake). Naturkraft besluttet til sist å investere i gasskraftverket på Kårstø, men det hersker usikkerhet om lønnsomheten av verket og hvorvidt høyere kraftprisforventninger fullt ut oppveier økte gasskostnader. Kraftvarmeverket på Mongstad er et spesielt prosjekt som må ses i lys av Mongstad-raffineriets varmebehov og andre faktorer, og lar seg ikke analysere som en konsekvens av kraftprisforventningene alene. Kostnadsøkningene trenger ikke å være noen varig situasjon, men det illustrerer viktigheten av de langsiktige pris- og kostnadsforventningene for investeringsbeslutningene.

### **3.1.9 Erfaringer fra case-studiene**

I forbindelse med denne utredningen har SWECO Grøner gjennomført case-studier av noen aktuelle investeringsprosjekter, se vedlegget. Det er gjennomført detaljstudier av i alt 8 investeringsprosjekter av ulik størrelse og type, hvorav noen har resultert i investeringer og andre ikke.

Selv om det ikke er mulig å trekke bastante generelle konklusjoner på basis av et såpass lite utvalg av prosjekter, tyder case-studiene blant annet på at det er økonomi og reguleringer av ulike slag som er de viktigste årsakene for om prosjekter blir realisert.

- Prosjekter som er lønnsomme og medfører små eller ukontroversielle inngrep i naturen, blir realisert på relativt kort tid.
- Den viktigste årsaken til at prosjekter ikke gjennomføres, er manglende lønnsomhet.
- Særlig for vindkraftprosjekter er støtteordningene avgjørende for om prosjektet realiseres eller ikke.
- Miljøvirkninger fører i noen tilfeller til at prosjekter ikke får konsesjon, eller at de må omdefineres (flyttes eller reduseres i omfang). Dette gjelder særlig prosjekter der det er nasjonal motstand mot prosjektene.
- Særlig utbyggere av små prosjekter (småskala vannkraft) er frustrert over pålegg om anleggsbidrag i nettet, noe som kan utgjøre en relativt stor andel av et prosjekt. Frustrasjonen kan skyldes at man kommer seint i dialog med netteier om disse tingene, men utbyggerne later også til å ha inntrykk av at det til en viss grad er tilfeldig hvilke nettkostnader ulike prosjekter tillegges.

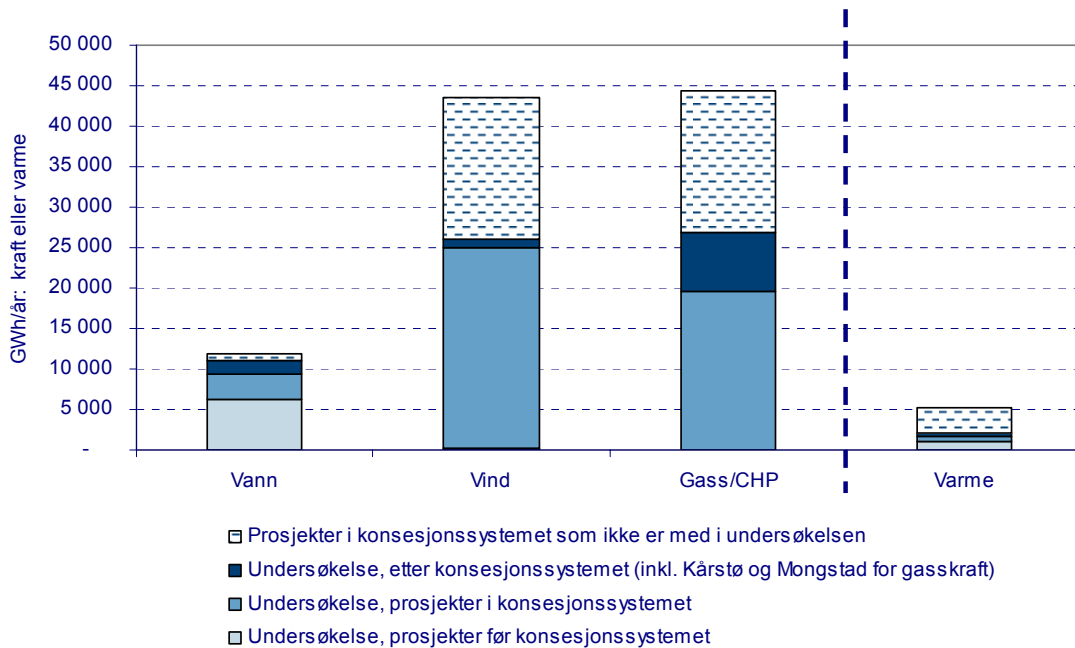
Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, er det rasjonelt at prosjekter som vurderes som lønnsomme, realiseres, og at ulønnsomme prosjekter ikke realiseres. Dette tyder på at rasjonelle investeringer langt på vei gjennomføres. At vindkraftprosjekter trenger støtte for å bli lønnsomme, er heller ikke overraskende. Hvorvidt støtten er tilstrekkelig, eller på et fornuftig nivå, drøfter vi nærmere i avsnitt 4.2.1. Det er også et klart inntrykk at

det legges vekt på miljøvirkninger av prosjektene, selv om disse effektene i mange tilfeller ikke tallfestes. Vi drøfter hvordan miljøvirkninger ivaretas i plan- og konsesjonssystemet nærmere i avsnitt 4.4. Det er imidlertid et klart inntrykk at bevisstheten og regelverket rundt anleggsbidrag og nettilknytning skaper en del frustrasjoner som følge av tidkrevende og lite forutsigbare prosesser, og at regelverket (og praktiseringen) kan synes uklart. Vi drøfter dette nærmere i avsnitt 4.3.

## 3.2 Utsiktene framover<sup>22</sup>

Vinteren 2007 har ECON på oppdrag av EBL gjennomført en spørreundersøkelse blant kraftselskapene i Norge for nettopp å skaffe fram kunnskap om hvilke investeringsplaner som finnes for de nærmeste 10 årene, og hvor sannsynlig det er at de blir realisert (ECON, 2007). Undersøkelsen viser at det er finnes omfattende planer for investeringer rundt om i kraftselskapene – til sammen over 100 TWh er på tegnebrettet. Blant de planlagte prosjektene er det vindkraft og gasskraft som dominerer, se figur 3.10.

Figur 3.10 Omfanget av prosjekter på ulike planleggingsstadier



Kilde: ECON (2007)

I figuren er prosjektene delt inn etter energiform og hvor de befinner seg i planleggingsprosessen. Undersøkelsen er gjort på basis av svar fra rundt 40 kraft- og varmeselskaper. Data fra spørreundersøkelsen er supplert med informasjon fra NVE om prosjekter som er i konsesjonssystemet.

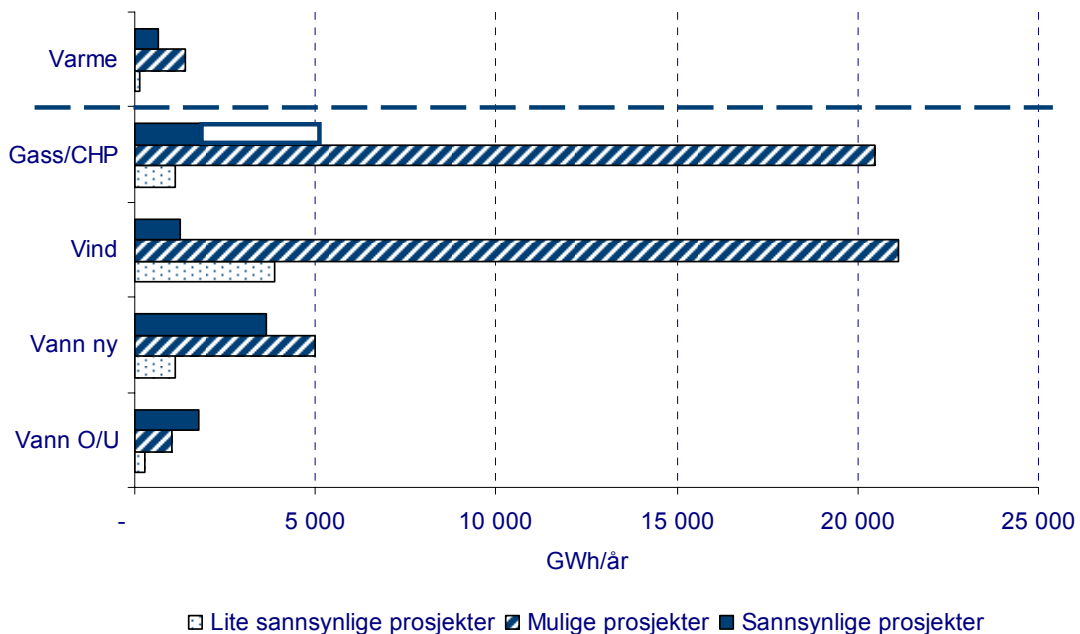
Blant de selskapene som har svart på undersøkelsen, er det også spurt om en vurdering av sannsynligheten for at prosjektene blir realisert. Resultatet av dette er vist i figur 3.11. Figuren viser at selskapene selv angir 12 prosent av prosjektene – målt i GWh årsproduksjon – som ”sannsynlige” investeringer, mens 10 prosent er ”lite sannsynlige”

<sup>22</sup> Framstillingen i dette avsnittet er i sin helhet basert på ECON (2007).

og 78 prosent er vurdert som "mulige". Gasskraftverkene på Mongstad og Kårstø var ikke med i undersøkelsen, men er tatt med i figuren. Usikkerheten i anslaget for gasskraft (hvitt felt) er knyttet til produksjonen på Kårstø som styres av forholdet mellom gass- og kraftpris.

Sammenligner vi figur 3.10 og 3.11, ser vi at en mye større andel av vannkraftprosjektene anses som sannsynlige enn hva som gjelder for vindkraft- og gasskraftprosjektene. Av til sammen 7 TWh fornybar kraft som oppgis som "sannsynlige", er det fattet investeringsbeslutning for 2 TWh. Hensyn tatt til at ikke alle registrerte prosjekter er representert i undersøkelsen, anslås det at ytterligere 0,5 TWh vindkraft sannsynligvis vil bli realisert. De fleste av de sannsynlige prosjektene er prosjekter som antagelig blir realisert før 2010.

Figur 3.11 Sannsynlighet for realisering av prosjekter etter energislag.



Kilde: ECON (2007)

Det er klart at det ikke er mangel på investeringsplaner, men for det store flertallet av prosjekter er det fremdeles usikkert om investeringer faktisk vil bli gjennomført.

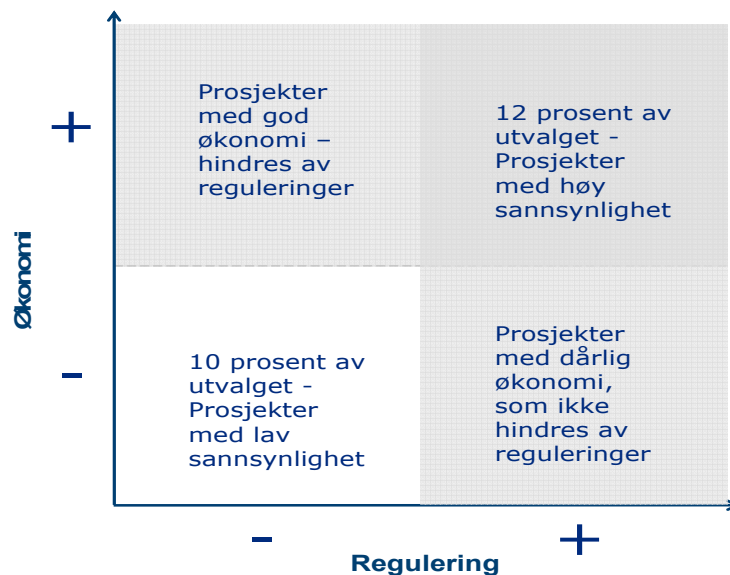
Studien undersøker også på hva årsakene kan være til at investeringsprosjekter blir realisert eller ikke. Undersøkelsen viser at rene kommersielle hensyn, dvs. den bedriftsøkonomiske kalkylen, er den viktigste enkeltfaktoren. Dette er ikke overraskende. Videre synes det som om grunnen til at "tradisjonelle" vannkraftprosjekter er mer sannsynlige enn vindkraftprosjekter, er at de er lønnsomme uten offentlig støtte. En del av kapasitetsøkningen i vannkraften er også knyttet til revisjoner og oppgraderinger av eksisterende verk. Gasskraftverk oppgir kraftpriser og brenselpriser som den største hindringen for realisering, og dernest konsesjonsbehandlingen.

Hva vil så avgjøre om de planlagte prosjektene blir realisert eller ikke? Studien deler inn prosjektene i forhold til to dimensjoner (se figur 3.12), økonomi og regulering:



- Økonomi: Nederst på akse plasseres prosjekter som ikke er lønnsomme når det tas hensyn til subsidier, skatter og avgifter. Øverst kommer prosjekter som er lønnsomme.
- Regulering: Prosjekter havner nederst på akse pga. lokal motstand, miljøhensyn, nettproblematikk eller andre reguleringsforhold. Øverst på akse plasseres prosjekter som i liten grad møter slik motstand.

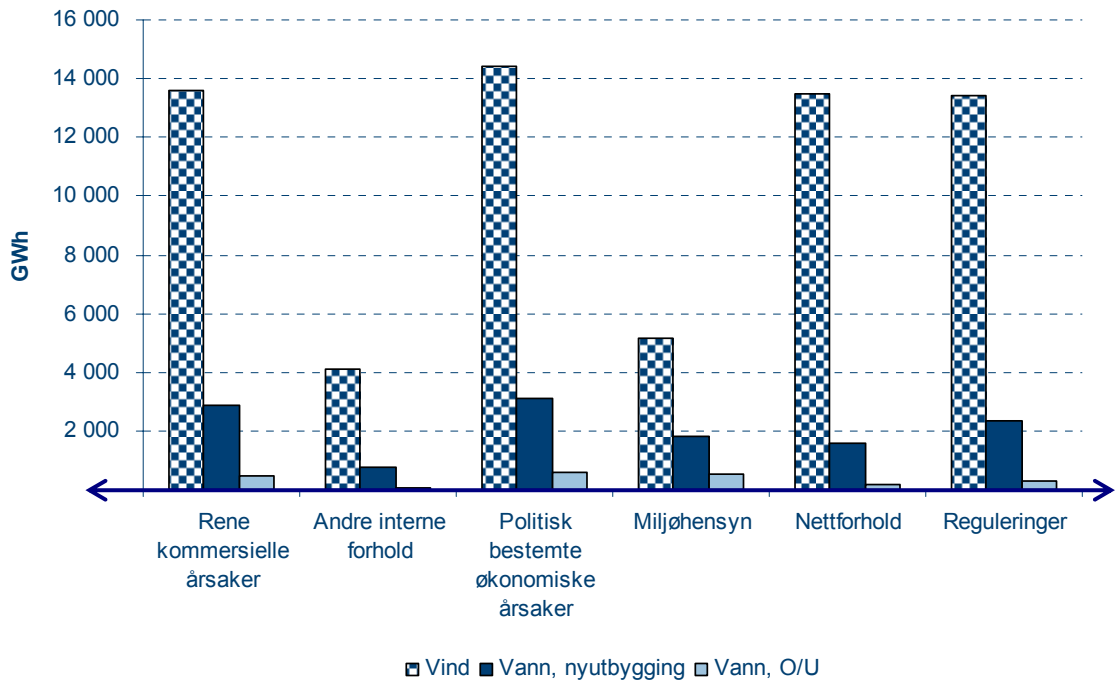
Figur 3.12 Skisse årsakssammenhenger for prosjektrealisering



Kilde: ECON (2007)

I kvadranten nederst til venstre finner vi prosjektene med liten sannsynlighet (10 prosent av prosjektene i undersøkelsen). Disse har både dårlig lønnsomhet og møter regulatorisk motbør. Øverst til høyre finner vi de sannsynlige prosjektene (12 prosent), de er lønnsomme og hindres ikke av regulatoriske hensyn. De resterende prosjektene – som kategoriseres som mulige – fordeler seg antagelig i de to andre kategoriene. Figur 3.13 viser oppgitte årsaker til at mulige prosjekter kanskje ikke blir realisert.

Figur 3.13 Årsaker til at de mulige prosjekter innefor ny fornybar kanskje ikke blir realisert



De viktigste årsakene er altså de rent kommersielle, politisk bestemte økonomiske årsaker – som i stor grad er støtteordninger – samt forhold knyttet til nettet og andre reguleringer. Dette stemmer godt overens med inntrykket fra case-studiene.

Rapporten konkluderer med at det er sannsynlig at det vil bli investert i en del kraftproduksjonskapasitet de nærmeste årene. Det ser imidlertid ikke ut som regjeringens mål for investeringer i fornybar kraft vil bli realisert. Omfanget av investeringer kan øke ved å øke støtten og/eller bygge ned regulatoriske hindringer – dersom det er ønskelig.



## 4 Det eksisterende regelverket og investeringer i ny produksjon

I dette kapitlet drøfter vi hvordan det eksisterende regelverket for kraftsektoren påvirker beslutningene om å investere i ny produksjon. Kapitlet er strukturert som følger:

- I avsnitt 4.1 analyserer vi incentivene til å investere som følge av prissignalene i markedet, herunder incentivene til å investere i reservekapasitet.
- I avsnitt 4.2 tar vi for oss støtteordninger, skattesystemet og CO<sub>2</sub>-kvotesystemet.
- I avsnitt 4.3 er temaet nettariffer og vilkår for nettagang for ny kraftproduksjon.
- I avsnitt 4.4 drøfter vi plan- og konsesjonssystemet.
- I avsnitt 4.5 drøfter vi hvordan politiske faktorer og andre samfunnsinteresser påvirker investeringsbeslutningene.

Støtteordninger og skattesystem er strengt tatt rammevilkår som sorterer under andre lover enn energiloven, til dels også under andre myndigheter utenom energisektoren (som Finansdepartementet). Utformingen av støtteordningene og skattene følger ikke nødvendigvis direkte av energilovens formålsparagraf, men de er ikke nødvendigvis i strid med målene (støtte til fornybar energi er ofte begrunnet i et ønske om økt bruk av fornybar energi i seg selv, men kan også ses som avledet av miljøsensyn). Samspillet mellom støtteordninger og skattesystem er imidlertid viktige faktorer for at energiloven skal fungere etter intensjonene, og det er derfor relevant å drøfte dem her. Også når det gjelder plan- og konsesjonssystemet er det viktige elementer som ligger utenfor energiloven. Det er likevel nødvendig å analysere alle elementene i systemet i sammenheng.

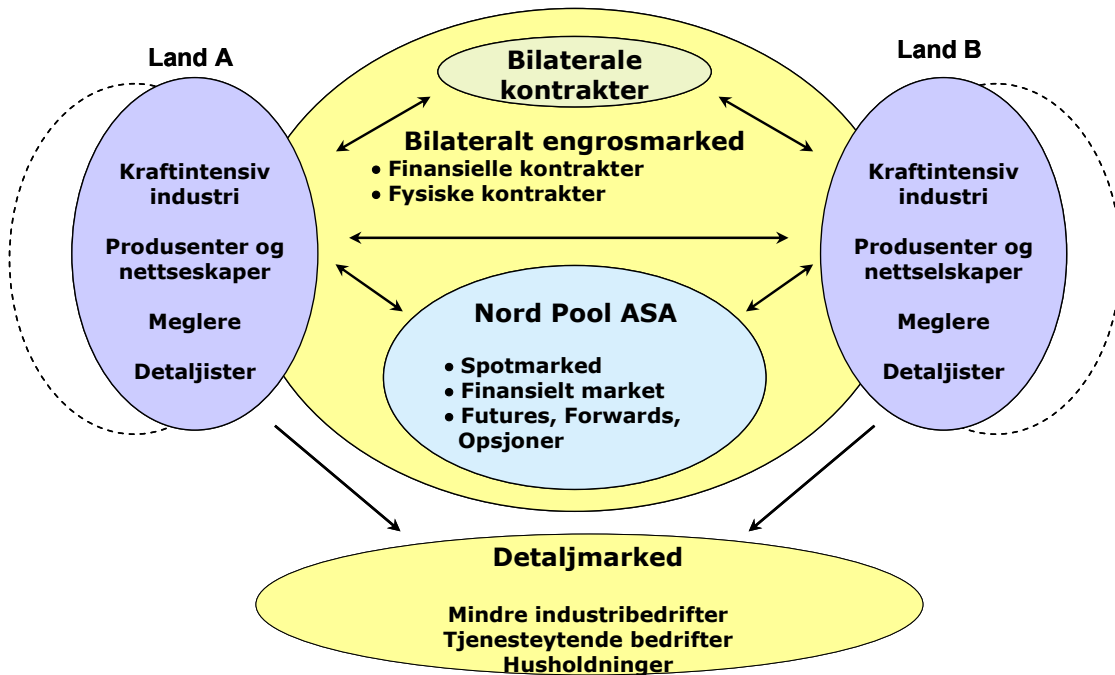
### 4.1 Organiseringen av kraftmarkedet og prisdannelsen

#### 4.1.1 Markedsplassene

Strukturen i det nordiske kraftmarkedet etter innføringen av energiloven er illustrert i figur 4.1.

Produsentene omsetter sin kraftproduksjon via to markedsplasser; det bilaterale markedet – der de enten kan gå via meglere eller handle direkte med store forbrukere eller detaljister – og den organiserte nordiske kraftbørsen, Nord Pool.

Figur 4.1 Det nordiske kraftmarkedet



Kilde: Nord Pool, Econ Pöyry

### Finansiell handel

Finansiell handel som foregår både i det bilaterale markedet og på Nord Pool, gir aktørene gode muligheter for risikostyring. De bilaterale kontraktene har varierende varighet og vil ofte være skreddersydde i forhold til interessene til de handlende partene. I det finansielle markedet på Nord Pool omsettes standardiserte produkter (volum, varighet), og handel foregår med oppgjørstidspunkt opptil 6 år fram i tid (inneværende år pluss de 5 neste årene).

På Nord Pool handles det med fire ulike typer finansielle kontrakter:

- Futures som er standardiserte kontrakter for daglig og ukentlig levering
- Forward-kontrakter som gjelder for lengre leveringsperioder (måned, kvartal, sesong, år)
- Opsjoner som brukes i kombinasjon med Futures- og Forward-kontrakter for å håndtere risiko
- Contracts for Differences som gir mulighet for å hedge mot områdepriserisiko.

### Fysisk handel

Fysisk handel organiseres gjennom Nord Pool og Systemoperatørene, og handelen foregår som regel ganske tett opp til leveringstidspunktet. Langsiktige fysiske kontrakter kan også inngås i det bilaterale markedet.

Elsport er et såkalt "day-ahead"-marked med standardiserte regler for budgivning og oppgjør. Hver dag kan bud for hver time neste døgn leveres før kl. 12:00, da markedet stenges. På basis av disse budene fastsettes en markedspris (systemprisen) for hver time

slik at tilbud og etterspørsel balanseres. I praksis leverer aktørene inn budkurver som beskriver kombinasjoner av priser og kjøp/salg for hver time.<sup>23</sup>

Elspot er viktig som referansemarked for krafthandelen i Norden. Rundt 25 prosent av krafthandelen i Norden skjer over Elspot. Norske aktører står for 40 prosent av denne handelen. Systemprisen er en teoretisk pris: Det er likevektsprisen for hele markedsområdet dersom det ikke er flaskehals i systemet. Det er denne systemprisen som brukes som referanse for de finansielle kontraktene. Dersom flaskehals gjør det umulig å realisere den konfigurasjonen av tilbud og etterspørsel som ligger bak systemprisen, dannes det ulike områdepriser som tar hensyn til flaskehalsene i systemet. Se avsnitt 4.3 for mer om prisområder og flaskehals.

Elbas er et timemarked for aktørene i Finland, Sverige og Øst-Danmark. Handel på Elbas åpnes etter at Elspot er stengt. Her kan det gis bud for en bestemt time inntil en time før levering.

Regulerkraftmarkedet er systemoperatørens marked for balansering av tilbud og etterspørsel innenfor hver time. I regulerkraftmarkedet legger aktørene inn bud for opp- og nedregulering med maksimalt 15 minutters responstid. Det er spesielle regler for deltakelse i dette markedet.

I tillegg driver systemoperatørene et opsjonsmarked for regulerkraft i Norge og Vest-Danmark, det såkalte RKOM-markedet. Dette markedet dekker Statnetts behov for reserver. Dersom Statnett benytter seg av opsjonen, må kapasiteten bys inn i regulerkraftmarkedet. Dersom Statnett ikke gjør bruk av kapasiteten som er kjøpt i RKOM-markedet, kan selgeren by den inn i spotmarkedet. En selger av en opsjon i RKOM-markedet tjener altså en opsjonspris pluss spotmarkedsprisen (hvis opsjonen ikke innfris og kapasiteten blir solgt spot) eller regulerkraftprisen (hvis opsjonen innfris og budet i regulerkraftmarkedet benyttes). Det er to typer kontrakter i RKOM-markedet; Et ukentlig marked som som regel bare opereres vinterstid og et marked for langsiktige spesialavtaler, som regel med større forbrukere (kraftintensiv industri).

Statnett kjøper også en del såkalte systemtjenester fra produsentene. Dette dreier seg for eksempel om tjenester som er nødvendige for den tekniske driften av nettet, som frekvens- og spenningsstyring, og reaktiv effekt.

### **4.1.2 Prisdannelsen**

I forhold til kraftmarkeder i resten av verden, har det nordiske kraftmarkedet flere positive egenskaper som trekker i retning av at det dannes samfunnsøkonomisk fornuftige priser:

- Det finnes mulighet for handel i ulike produkter som premierer egenskapene ved ulike kraftproduksjonsteknologier
- Det er gode muligheter for prissikring både på kraftbørsen (Nord Pool) og i det bilaterale markedet
- Det er mange aktører som deltar i børshandelen og likviditeten er god

---

<sup>23</sup> Det er også anledning til å legge inn såkalte blokkbud (relevant for termiske produksjonsanlegg) og fleksible timebud (mulighet for tilbakesalg fra industrien).

- (Større) forbrukere har mulighet til å delta i børshandelen

I sum gir dermed markedsorganiseringen og markedsstrukturen et godt grunnlag for at det dannes samfunnsøkonomisk riktige priser, som igjen gir gode signaler til aktørene om verdien av investeringer i ny kraftproduksjon.

I årenes løp har det vært rettet kritikk mot prisdannelsen i markedet, og det har også vært mistanke om strategisk atferd (markedsrett) i markedet. Kritikken mot prisdannelsen har ofte kommet i kjølvannet av perioder med unormalt høy kraftpris. I forhold til norske aktører har det ikke vært mange slike saker, og så vidt vi kjenner til, har det ikke vært gjennomført etterforskning av mistanker mot norske aktører. I Danmark har Konkurransemyndighetene imidlertid gått langt i å slå fast at det har vært utøvd markedsrett i enkelte perioder, og de har inngått avtaler med enkeltaktører om begrensninger i budgivningen i kjølvannet av dette.

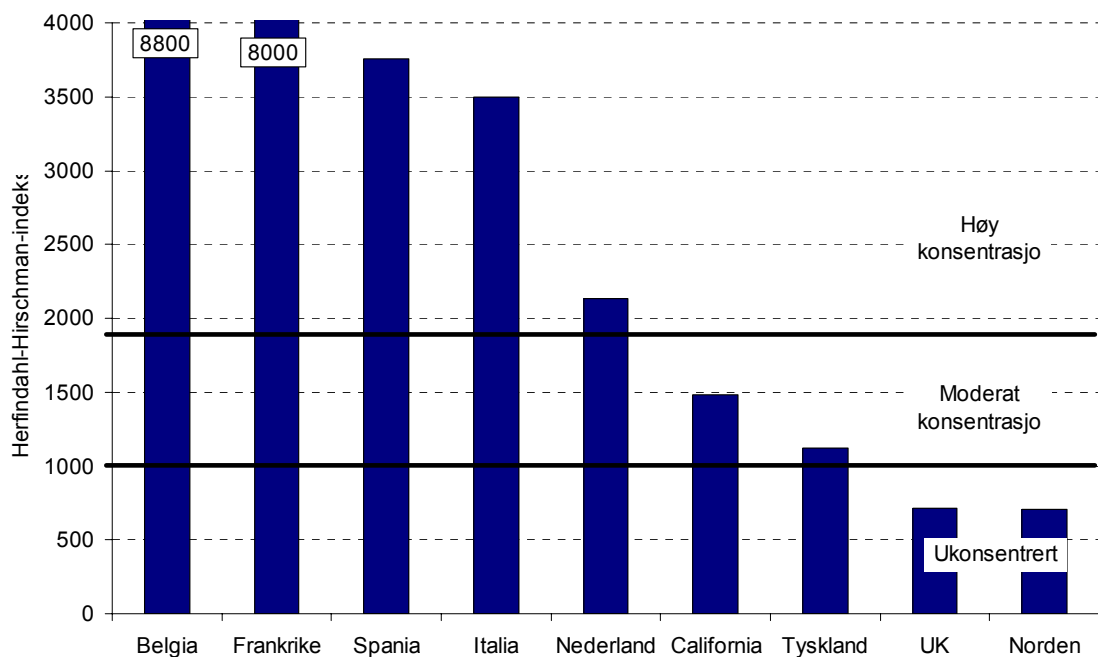
Figur 4.2 viser at konsentrasjonen i noen kraftmarkeder i verden. Tallene som figuren bygger på, er fra 2002, men situasjonen har ikke endret seg betydelig siden da.<sup>24</sup> Vi ser at konsentrasjonen i det nordiske markedet ligger langt under det som konkurransemyndighetene vanligvis betegner som et bekymringsfullt nivå. I mange timer i løpet av året er det imidlertid flaskehals mellom ett eller flere av markedsområdene, og da er det markedsrett i markedsområdet som er relevant for mulighetene for strategisk atferd. Undersøkelser har her i enkelte tilfeller funnet tegn som kan være forenlig med strategisk atferd. I disse tilfellene kan det imidlertid også finnes andre forklaringer på den observerte atferden (for eksempel inoptimale produksjonsplaner, ulikheter i vannverdier, osv.). Konklusjonen er at det er grunn til å tro at prisdannelsen i det nordiske og norske kraftmarkedet fungerer godt, men at det er viktig å passe på at markedsrett ikke blir for høy. I den forbindelse vil vi påpeke viktigheten av et fortsatt samarbeid mellom NVE og Konkurransetilsynet i saker som dreier seg om konkurransen i kraftmarkedet, og også av fortsatt samarbeid mellom regulatorer og konkurransemyndigheter på nordisk plan.

Dersom kraftmarkedet ikke leverer riktige prissignaler fordi konkurransen ikke fungerer, svikter den viktigste intensjonen med energiloven, nemlig korrekte prissignaler. Uten korrekte prissignaler og mulighet for prissikring vil markedet ikke gi grunnlag for rasjonelle investeringer, verken i bedriftsøkonomisk eller samfunnsøkonomisk forstand.

---

<sup>24</sup> DONG og svenske Vattenfall har i mellomtiden kjøpt opp produksjonskapasiteten i Danmark. DONG hadde ikke kraftproduksjon fra før, og dansk kraftproduksjon var allerede konsentrert i to selskaper, så konsentrasjonen i det danske markedet har ikke nødvendigvis økt. Vattenfall er imidlertid fra før store i Sverige, slik at konsentrasjonen i det nordiske markedet nok har økt noe.

Figur 4.2 Markedskonsentrasjon i noen kraftmarkeder internasjonalt (2002)



Kilde: ECON

Vi har vist utviklingen i kraftprisen i avsnitt 3.1.6. Vi ser at spotprisen svinger betydelig. En god del av svingningen forklares av svingninger i tilsiget til vannmagasinene. Imidlertid spiller også kullprisen og til en viss grad gassprisen (via oljeprisen) inn i det nordiske markedet. Det kommer av at den norske vannkraften ”spiller” mot kull- og gasskraftverk i Danmark og Finland, slik at kostnadene i disse verkene i stor grad bestemmer hvor lønnsom vannkraften er. Når kullprisen går opp, blir disse verkene dyrere, og vannkraften indirekte mer verdt.

Siden det europeiske systemet for handel med CO<sub>2</sub>-kvoter ble innført i 2005, har også kvoteprisen påvirket verdien av norsk vannkraft fordi kvotemarkedet øker marginalkostnadene i termiske verk.<sup>25</sup> Kvoteprisene har variert sterkt i den første handelsperioden (2005-2007), og det er mye som tyder på at kvoteprisene i en periode (slutten av 2005 og begynnelsen av 2006) var mye høyere enn det grunnleggende markedsforhold skulle tilsi. For kraftprodusentene representerte kvoteprisene likevel en reell kostnadsøkning, og det er derfor samfunnsøkonomisk riktig at denne kostnaden gjenspeiles i budene på Nord Pool og i kraftprisene. (Se avsnitt 4.2.3 for en mer utførlig diskusjon av kvotemarkedet for CO<sub>2</sub>.)

### 4.1.3 Investeringer i reservekapasitet og forsyningssikkerhet

I et marked vil prisene justeres slik at forbruk er lik produksjon. Slik er det også i kraftmarkedet. Men kraftmarkedet er kjennetegnet av at etterspørselastisiteten er svært lav på helt kort sikt (i timen). På kort sikt bestemmes etterspørselen i stor grad av temperaturene. Når det er kaldt, øker det momentane forbruket uavhengig av pris. Selv om vi normalt har nok effektkapasitet til å dekke etterspørselen, kan vi få en situasjon

<sup>25</sup> Norge skal etter planen inkluderes i kvotemarkedet fra 2008.



med knapphet i slike ekstremisituasjoner. For å sikre at det er mulig å danne et markedskryss i slike situasjoner, må markedet skaffe til veie mer kapasitet enn det vanligvis er bruk for.<sup>26</sup> Siden temperaturene kan svinge kraftig fra år til år, er det viktig at markedet har tilstrekkelig kapasitet til å håndtere situasjoner alle vet antagelig vil komme i løpet av en 10-20 års periode. Spørsmålet har både en effekt- og en energidimensjon som diskuteres i de to avsnittene nedenfor.<sup>27</sup>

## Effekt

Når kraftprisen overstiger de kortsiktige produksjonskostnadene vil produsenten motta et dekningsbidrag til sine kapitalkostnader. I et velfungerende marked med termisk produksjonskapasitet (kjernekraft, kullkraft, gasskraft), vil prisen normalt være lik de kortsiktige produksjonskostnadene til den marginale produksjonsenheten. Prisen vil derfor være høy under høylast (høy momentant forbruk) fordi man er nødt til å ta i bruk dyrere produksjonskapasitet enn under lavlast (lavt momentant forbruk). Den dyreste produksjonsenheten som er i produksjon i en time, tjener akkurat nok til å dekke de variable kostnadene, mens all annen kapasitet som produserer tjener et dekningsbidrag i tillegg. Den aller dyreste kapasiteten i systemet vil bare tjene et slikt dekningsbidrag når etterspørselen må reduseres ved økte priser. Men det forutsetter at det er en viss etterspørselastisitet på kort sikt slik at det dannes en pris (likevekt) i markedet. Spørsmålet er om man vil ha tilstrekkelig etterspørselastisitet til å få markedsklarering også når den underliggende etterspørselen er svært høy. Man stiller ofte spørsmålet om hvem som vil investere i den produksjonskapasiteten som statistisk sett bare skal brukes én time hvert 10. år. Med tilstrekkelig etterspørselastisitet vil imidlertid all produksjonskapasitet brukes hyppigere enn det. Derimot vil man i de samme timene få svært høye priser. Det er et empirisk spørsmål hvorvidt man har tilstrekkelig elastisitet på etterspørselssiden.

I et vannkraftsystem, som det vi har i Norge, vil man imidlertid normalt ha tilstrekkelig effekt. Det skyldes at man kan tjene dekningsbidrag til effektinvesteringer fra to andre kilder enn høye kapasitetspriser. De to kildene er: økt virkningsgrad og redusert spill av vann. Et vannkraftverk har i motsetning til et termisk verk høyest virkningsgrad når pådraget (det vil si kapasitetsutnyttelsen) er en del lavere enn 100 prosent, dvs. at man har lavere tap dersom det ikke produseres for full maskin. I tillegg kan et vannkraftverk komme i en situasjon der det ikke er ledig magasinkapasitet og høyt tilsig. Dersom tilsiget er stort vil det også lønne seg å ha mye installert effekt slik at man ikke trenger å spille så mye vann. Begge disse to momentene betyr at det kan lønne seg å ha mer installert effekt enn det som "normalt" benyttes.

---

<sup>26</sup> Slike situasjoner kan naturligvis også oppstå dersom det skjer noe helt usedvanlig. For eksempel kan man tenke seg at svenske kjernekraftverk må stenges av en felles teknisk årsak. Vi er imidlertid opptatt av hvorvidt markedet fungerer slik man i alle "normale" tilfeller vil ha tilstrekkelig momentan kapasitet. I denne sammenheng regner vi en sprengkald vinterdag med usedvanlig høyt forbruk som innenfor "normalen".

<sup>27</sup> SINTEF Energiforskning utførte i 2004 en større studie på oppdrag fra Nordisk Ministerråd om sårbarheten i det nordiske kraftsystemet (Doorman et al., 2004). De konkluderer med at risikoen for effektknapphet fram mot 2010 er lav, men at den øker noe sammenlignet med 2005. Med hensyn til risikoen for større blackouts og energiknapphet er risikoen middels høy. Studien ble laget før det ble klart at det ble bygd ut to gasskraftverk i Norge (Kårstø og Mongstad). På den andre siden var det den gang uvisst om Barsebäck 2 ville bli stengt, noe som jo har skjedd siden. Det er også slik at en del av risikofaktorene er de samme som før de nordiske kraftmarkedsreformene. SINTEF foreslår flere tiltak for å redusere sårbarheten, herunder å redusere den regulatoriske/politiske usikkerheten som påvirker investeringsbeslutninger, økt etterspørselastisitet, bedre rammeverk for nordiske nettinvesteringer på tvers av landegrensene og forbedret overvåking av kraftsystemet.

Det har foreløpig ikke vært problemer med manglende markedsklarering i det norske kraftsystemet. I noen timer har det vært høye kapasitetspriser, men slike priser gir nettopp incentiver til å investere i effekt. Det kan imidlertid ikke utelukkes at det kan oppstå problemer med manglende markedskryss en gang i framtiden. Det som kan gi en slik situasjon vil være følgende:

*Økt overføringskapasitet til land med anstrengt effektbalanse.* Generelt kan større overføringskapasitet virke både positivt og negativt på effektbalansen. Virkningen avhenger av hvor anstrengt effektbalansen er i landet/området man knytter seg til. Imidlertid bidrar det positivt dersom det andre landet/området har et annet forbruksmønster slik at spisslast ikke inntreffer samtidig. For Norges vedkommende vil økt overføringskapasitet til Sverige være mest utfordrende mht. effektbalansen. Det skyldes både at Sverige har en vesentlig knappere effektbalanse, og at Norge og Sverige ofte har lasttopper samtidig. Når det er kaldt i Sverige, er det ofte kaldt i Norge og motsatt. I tillegg er forbruksmønsteret over døgnet ganske likt. Danmark og Nederland har bedre effektbalanse, sterkere overføringsforbindelser videre sørover og et forbruksmønster som er mer forskjellig fra det norske.

*Økt forbruk, særlig lite fleksibelt forbruk.* Med økt forbruk vil man også trenge mer effekt. Det er en viss vekst i effektterspørselen i alminnelig forsyning, men den største veksten framover vil antagelig komme i petroleumssektoren. Ulempen med sistnevnte er at dette forbruket antagelig vil være svært uelastisk. Kraftintensiv industri har vist seg å ha en viss elastisitet i etterspørselen. Her forventes det bare små endringer i kraftforbruket i i nærmeste framtid, og det er antagelig mer sannsynlig med en liten nedgang enn en økning.

De forhold som tilsier at markedet fortsatt vil klare å finne balanse i topplasttimer, er følgende:

*Økt produksjonskapasitet.* Det finnes mange planer for økt produksjonskapasitet. Selv om kun en liten andel av dette vil være regulerbar vannkraft, vil dette bidra positivt til effektbalansen. Selv vindkraft vil gi et positivt bidrag, særlig dersom den ligger forholdsvis spredt over landet. I så fall vil det være sjelden at alle vindmøller står stille samtidig slik at det ikke er noe effektbidrag fra vindkraften.

*Økt etterspørselselastisitet.* Fleksibiliteten i det eksisterende forbruket er økende. I kraftintensiv industri skjer det er en bevisstgjøring rundt de økonomiske mulighetene fleksibel etterspørsel representerer. Videre gjøres det tiltak for å installere toveis-kommunikasjon og automatisk måleravlesing. Dette vil gjøre det teknisk mulig og økonomisk lønnsomt for alminnelig forsyning å redusere forbruket når kraftprisen er høy.

*Opsjonsmarkedet for regulerkraft, RKOM (se avsnitt 4.1.1).* RKOM-markedet gir vannkraftprodusentene tilgang til å tjene et bidrag for å holde ekstra effektreserver. Den umiddelbare virkningen av RKOM var at det ble mindre effekt tilgjengelig i spot-markedet, men på lengre sikt vil RKOM sannsynligvis bidra til å gi økt lønnsomhet av å holde ekstra effekt.

*Statnett og NVE.* Endelig vil vi påpeke at Statnett som systemoperatør er ansvarlig for den momentane balansen, og i den anledning overvåker markedsutviklingen. Statnett eier to mobile gasskraftverk som kan settes inn dersom man ikke får markedsklarering. Hvis det er manglende effekt i et gitt område forutsetter det imidlertid at situasjonen er

forutsett siden det tar noe tid å flytte verkene. Det er imidlertid all grunn til å tro at en slik effektknapphet ikke vil komme fullstendig overraskende.

## **Energi**

Knapphet på energi betyr at man har nok installert effekt, men at det er mangel på brensel (vann) for kraftverkene. Dette er en utfordring som er vanligere for vannkraftsystemer pga. de store årlige variasjonene i tilsiget (tilgang på brensel). I termiske systemer er det sjelden knapphet på energi fordi man kjøper brensel (kull, gass, uran) i markedet. Men også reduserte importmuligheter eller kraftig økning i forbruket (for eksempel som følge av ny industri) kan medføre energiknapphet. Felles for de ulike årsakene er at markedet har mer tid til å respondere enn i tilfelle med effektknapphet. Dersom knappheten skyldes manglende tilsig, er dette en situasjon som vil avsløres gradvis over tid. Skyldes knappheten derimot for eksempel utfall av overføringslinjer kan situasjonen oppstå brått. I dette tilfellet vil det imidlertid normalt ikke medføre en akutt "krise", fordi det er mulig å tappe ned magasinene mer enn planlagt. Men dersom linjen blir ute av drift lenge, kan situasjonen føre til at det blir mangel på vann som i en tørrårssituasjon.<sup>28</sup> Ved energimangel i et vannkraftsystem vil prisene med andre ord stige gradvis.

Kortest tid til å respondere på en situasjon med energiknapphet har man på slutten av vinteren når magasinbefyllingen er lav (vårknipa). Hvis man da får problemer for eksempel pga. reduserte muligheter for import, kan situasjonen bli svært anstrengt. Spørsmålet er om rammebetingelsene gir tilstrekkelige incentiver til

- å investere i nok kapasitet, og
- å spare tilstrekkelig vann

til å klare "vårknipa" i en anstrengt situasjon. Både investeringer og vanddisponering avhenger av hvilken betaling aktørene kan forvente å få for slik reservekapasitet eller for tilbakeholdt vann.

Man kan ikke uten videre gå ut fra at markedet vil håndtere alle knapphetssituasjoner som kan oppstå. Det kommer blant annet av at flere relativt usannsynlige hendelser kan inntreffe samtidig, og det er vanskelig, og neppe ønskelig, å utforme beredskapsstrategier for alle tenkelige (og utenkelige) situasjoner. Samtidig er det klart at hvis incentivene til å investere i tilstrekkelig (energi-)kapasitet ikke er til stede, øker det sjansene for at en "svært anstrengt kraftsituasjon" (SAKS) oppstår.

Statnett har de siste årene utredet hvordan en svært anstrengt kraftsituasjon (SAKS) skal håndteres. Det har resultert i et forslag til "tiltaksplan" i tre faser som vist i tabellen under. Det forutsettes her at en krise utvikler seg trinnvis og at ulike tiltak settes inn på ulike stadier i kriseutviklingen. De samfunnsøkonomisk rimeligste tiltakene settes inn først. Det siste tiltaket er at myndighetene (NVE) griper inn og setter

---

<sup>28</sup> Tørrårssituasjonen vinteren 2002/2003 skyldtes en kombinasjon av ekstremt lav nedbør høsten 2002 og at flere mellomriksforbindelser, både mellom Norge og Danmark og mellom Norden og Kontinentet, var ute av drift i lange perioder der vi normalt ville hatt import.

markedsmekanismen til side og rasjonerer de tilgjengelige ressursene.<sup>29</sup> Listen kan derfor også tjene som en beskrivelse av de ulike utviklingstrinnene i en energikrise.

Tabell 4.1      *Rekkefølge av tiltak ved fare for SAKS og virkningene av dem*

<b>Fase</b>	<b>Tiltak</b>	<b>Virkning</b>
Fase 1	Opprette separat Elspot-område  Avlyse revisjoner	Høyere pris: Redusert forbruk og økt import  Økt ss.het for utfall av produksjon
Fase 2	Informasjon mot allmennheten Systemvern/reservetrafoer Utkobling av kjeler Spesialregulere <i>ned</i> produksjon Spesialregulere <i>ned</i> produksjon	Redusert forbruk Økt importmulighet Redusert forbruk Økt importmulighet Sikre tilstrekkelig vann til kritiske verk
Fase 3	Driftskobling med redusert driftssikkerhet Energiopsjoner Reservekraftverk	Økt importmulighet  Redusert forbruk Økt produksjon
RASJONERING	Begrensninger i kraftproduksjonen Utkobling av forbruk	

Kilde: Statnett

Det er to utfordringer knyttet til SAKS. For det første vil selve bruken av tiltakene påvirke incentivene til å spare vann og til å investere i ny kapasitet. Blant annet vil prisdannelsen påvirkes av bruken av de mobile gasskraftverkene som Statnett har investert i. Jo senere tiltak iverksettes, og jo høyere prisene i markedet får gå før tiltak sette inn, jo større incentiver har produsentene til å spare på vannet og til å gjøre investeringer som gjør at de kan ha energi i reserve. Hvilken kompensasjon produsentene vil få for det vannet som er til rådighet i en eventuell rasjonerings-situasjon, spiller også en rolle.

Den andre utfordringen ligger i å skape klarhet hos markedsaktører om når vi har en SAKS-situasjon, og når den er alvorlig nok til at man kan iverksette rasjonerings. Foreløpig er begge deler uklart, og det kan medføre at aktørene agerer i henhold til feilaktige forventninger og oppfatninger. Dersom aktørene tror SAKS-tiltak vil bli brukt hyppigere enn hva som faktisk skjer, vil de ikke ha tilstrekkelige incentiver til å investere i ny kapasitet eller til å disponere vannet riktig. Det er derfor viktig for markedstilpasningen både på kort og lang sikt at kriteriene for bruken av Statnetts gasskraftverk gjøres så klar som mulig. Slike klargjøringer er under utarbeidelse hos NVE og Statnett.

Vi har ennå ikke vært i en situasjon der markedet eller myndighetene er blitt ”testet” langs disse dimensjonene. Det betyr at det er for tidlig å trekke svært bastante

---

<sup>29</sup> I Forsyningssikkerhetsmeldingen (St.meld. nr. 18, 2003-2004) skilles det mellom en ”anstrengt kraftsituasjon” og en ”svært anstrengt kraftsituasjon”. Situasjonen vinteren 2002/2003 klassifiseres som en ”anstrengt kraftsituasjon”. I en ”svært anstrengt kraftsituasjon” er det stor sannsynlighet for rasjonerings.

konklusjoner når det gjelder investeringer i ”reservekapasitet”. Imidlertid er det grunn til å tro at dersom markedet generelt frambringer samfunnsøkonomisk rasjonelle investeringer, vil den store fleksibiliteten i vannkraftsystemet, kombinert med importmulighetene fra utlandet, tilsi at de fleste overskuelige energiknapphets-situasjoner vil være håndterlige. Det fordrer imidlertid også at vanddisponeringen er optimal (innenfor gitt magasin- og effektkapasitet), noe som bl.a. altså påvirkes av Statnetts bruk av mobile gasskraftverk og andre tiltak som påvirker prisdannelsen. Vanddisponeringen er imidlertid tema for en annen utredning i forbindelse med evalueringen av energiloven, og vi går ikke nærmere inn på dette her.

## 4.2 Støtteordninger og skattesystem

### 4.2.1 Støtteordninger

Støtte til utbygging av kraftproduksjon basert på fornybar energi er blitt en del av det norske energipolitiske rammeverket de siste årene. Regjeringen Stoltenberg II har fastsatt et samlet mål på 30 TWh økt fornybar energiproduksjon og energieffektivisering i 2016 sammenlignet med 2001. Støtte til kraftproduksjon basert på fornybare energiresurser vil være et viktig ledd i arbeidet med å dette målet. Støttesystemet er formelt ikke en del av energiloven, men utformes i et nært samarbeid mellom myndighetene på energiområdet. Det er opprettet et eget statsforetak, Enova SF, under Olje- og energidepartementet, som har som mandat å ”fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon i Norge.” (fra [www.enova.no](http://www.enova.no)) Dette omfatter blant annet så vel støtte til fornybar energi som omlegging av energibruken, energieffektivisering og utbygging av alternative oppvarmingsløsninger.

Enova har siden 2001 forvaltet et system basert på investeringsstøtte, der prosjekter innen fornybar energi kan få støtte til selve investeringen etter søknad. Støtten beregnes residualt ut fra beregnede kostnader og forventede inntekter fra å selge kraften i markedet (det innebærer at støtten skal være såkalt ”utløsende”). Fra 2008 blir investeringsstøtten avløst av et system med innmatingstariffer (feed in-tariffer), som innebærer at alle investorer i støtteberettigede teknologier for kraftproduksjon vil motta en fast sum pr. kWh produsert i tillegg til markedsprisen for kraft. Støtten pr. kWh differensieres mellom teknologier som vist i tabell 4.2.<sup>30</sup>

Tabell 4.2      *Støtte til fornybar kraftproduksjon*

Teknologi	Støttenivå	Merknad
Vannkraft	4 øre/kWh	Gjelder bare de første 3 MW som får innvilget støtte, men inkluderer både nye anlegg og opprusting av eksisterende anlegg
Vindkraft	8 øre/kWh	
Biokraft og umodne teknologier (bl.a. offshore vind, bølge- og tidevannskraft)	10 øre/kWh	Det legges opp til at umodne teknologier kan få tilleggsstøtte gjennom Enovas teknologistøtteprogram

Kilde: Olje- og energidepartementet

---

<sup>30</sup> De prinsipielle sidene ved den foreslåtte støtteordningen er analysert i ECON (2006).

Det er verdt å merke seg at støttebeløpene er nominelle verdier. De vil altså ikke bli inflasjonsjustert. Et vindkraftprosjekt som settes i drift i 2010 vil få 8 øre/kWh i 2010, 2011 osv. Den reelle verdien av støtten vil derfor være lavere enn 8 øre/kWh (gitt at inflasjonen er positiv i perioden). Videre legger regjeringen opp til at investorene får tilbud om å motta støtte i 15 år. Støtten skal dessuten avkortes med 0,6 øre/kWh for hvert øre den gjennomsnittlige systemprisen på Nord Pool overstiger 45 øre/kWh i et år. Det må imidlertid understrekes at den endelige utformingen av ordningen ikke er klar (pr. oktober 2007), selv om det nå er kommet et høringsutkast til forskrift (Olje- og energidepartementet, 2007).

Støtten finansieres gjennom avkastningen fra et Grunnfond for fornybar energi og energieffektivisering som fra 2009 skal være på 20 milliarder kroner, samt et påslag i nettleien for alminnelig forsyning (uttak i distribusjonsnett) på 1 øre/kWh som kanaliseres til det såkalte Energifondet. Det er anslått at Enovas samlede inntekter fra disse ordningene vil beløpe seg til ca. 1,6 milliarder kroner pr. år fra 2010 i nominelle verdier, jf. St.meld. nr. 11 (2006-2007). I Klimameldingen (St.meld. nr. 34, 2006-2007) er det varslet en økning av Grunnfondet til 30 milliarder kroner.

Forslaget til ny ordning har flere prinsipielt gode egenskaper:

- Ordningen med et fast påslag på markedsprisen gjør at investorer i fornybar energi fortsatt er eksponert for kraftprisisikoen. Det er ønskelig med en slik eksponering for kraftprisisikoen for å oppnå at aktørene gjør mest mulig realistiske vurderinger av investeringsprosjekter. En ordning med garanterte faste priser eller minstepriser reduserer eller eliminerer risikoen på investors hånd, noe som kan være uheldig for prioriteringen mellom prosjekter (dyrere prosjekter velges før billige). Dessuten er produsentene eksponert for de løpende endringene i kraftprisen, og de får på den måten mest mulig riktige samfunnsøkonomiske signaler om verdien av produksjonen. På denne måten er et fast påslag på markedsprisen det feed in-systemet som er mest kompatibelt med et markedsbasert system for omsetning av kraft, som energiloven jo er.
- Ordningen er administrativt relativt enkel å håndtere, og den er forutsigbar for utbyggerne ettersom støtteberettigelsen bare avhenger av hvilken teknologi som er valgt, ikke av prosjektlønnsomheten. Dagens ordning med investeringsstøtte er administrativt krevende, og den eksponerer utbygger for en risiko for ikke å få støtte. Til gjengjeld gjør ordningen med investeringsstøtte det mulig å skreddersy støtten for enkeltprosjekter.

Samtidig er det stor tvil om ordningen vil bidra til å realisere investeringer i det omfang som er ønskelig for at målene om fornybar energiproduksjon og energieffektivisering i 2016 skal nås:

- Støttenivåene er lavere enn det som trengs for å utløse investeringer. For perioden 2008-2012 ligger forwardprisene på Nord Pool rundt 35 øre/kWh nominelt, noe lavere reelt når vi tar hensyn til forventet inflasjon i størrelsesorden 2-2,5 prosent pr. år. For eksempel har EBL anslått kostnadene ved vindkraft til å ligge i intervallet 44-54 øre/kWh for prosjekter som er til konkret vurdering hos norske selskaper eller er konsesjonssøkt (se ECON, 2007). Norsk Hydro har anslått at de trenger 50 øre/kWh i inntekter over en 20-årsperiode for å forsvare investeringer i

vindkraft.<sup>31</sup> Dette er for øvrig ikke noe høyt kostnadsnivå sammenlignet med anslagene for andre land, hvilket delvis skyldes at norske vindressurser er svært gode. Mange vannkraftprosjekter vil fremdeles være lønnsomme uten støtte, men for vannkraft er kostnadsbildet svært sammensatt som følge av lokale variasjoner i utbyggingskostnader, tilsig og andre naturgitte forhold.<sup>32</sup>

- Støttenivåene er lave sammenlignet med andre europeiske land (jf. EU-kommisjonen, 2005). Enkelte norske aktører har varslet at de vil investere i fornybar energi i andre europeiske land i stedet for i Norge.<sup>33</sup>
- 15 års støtteperiode er kortere enn den forventede levetiden til flere av de aktuelle teknologiene. Det gjelder særlig vannkraft, men også i noen grad vindkraft, hvor det ofte opereres med 20 års levetid i investeringsanalyser, kostnadshåndbøker og lignende.<sup>34</sup> Kombinasjonen av fallende reell støtte og kortere støtteperiode enn levetiden kan ha betydelige konsekvenser for lønnsomheten av en investering.
  - Et enkelt eksempel kan illustrere dette: Anta at investors avkastningskrav er 7 prosent reelt før skatt og at forventet inflasjon er 2,5 prosent pr. år. En årlig støtte på 8 øre/kWh nominelt fra dag 1 i 15 år svarer da til om lag 6 øre/kWh i nåverdi over levetiden på 20 år. Den reelle verdien av støtten er med andre ord 25 prosent lavere enn den nominelle.

Både kraftpriser og kostnader ved fornybar energiproduksjon vil endre seg over tid. Kraftprisene etter 2012 vil for eksempel påvirkes av EU og Norges framtidige klimapolitikk. Med et vesentlig strammere europeisk kvoteregime for CO<sub>2</sub> etter Kyoto-perioden (det vil si fra 2013) vil for eksempel marginalkostnadene for termisk kraftproduksjon og dermed de kontinentale kraftprisene øke. Dette vil også reflekteres i norske kraftpriser, selv om det ikke er noe én-til-én-forhold som følge av overføringsbegrensninger og forskjeller i forbruksmønstre og sammensetning av produksjons-parken. Kostnadene ved investeringer i vindkraft og andre teknologier har økt betydelig de seneste årene, mye som følge av global høykonjunktur og sterkt økende etterspørsel etter fornybar energi i ulike deler av verden. Dette er også forhold som kan komme til å endre seg. Det er for eksempel grunn til å anta at kapasiteten i markedet for vindmøller vil øke over tid for å møte den økte etterspørselen etter fornybar energi. Dette tilsier at det kan være fornuftig å vente med investeringene til kostnadene eventuelt går ned og usikkerheten omkring framtidig prisutvikling reduseres.

Det må også påpekes at utformingen av støtteordningen, både de prinsipielle mekanismene og selve støttenivåene, i betydelig grad er påvirket av at ordningen skal

---

<sup>31</sup> Norsk Hydro trakk seg fra en planlagt vindkraftinvestering på Vikna i samarbeid med Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk. Sistnevnte har gått videre med en begrenset utbygging.

<sup>32</sup> Her må det også skytes inn at mange forhold kan endre seg og gjøre investeringer både mer og mindre lønnsomme sammenlignet med bildet vi observerer i dag. Forventede kraftpriser etter 2012 er ikke direkte observerbare i markedet, men de kan bli så vel lavere som høyere sammenlignet med gjeldende forwardpriser på Nord Pool. Storstilt utbygging av (subsidiert) fornybar energi i andre land eller teknologiske gjennombrudd som gjør det lettere å nå klimamål uten høye kvotepriser kan for eksempel redusere prisene. Et strengere regime for CO<sub>2</sub>-kvoter kan derimot trekke prisene opp. Det må også påpekes at økningene i investeringskostnader for vindkraft de siste årene (og andre produksjonsteknologier) kan komme til å reverseres dersom etterspørselen etter fornybar energi møtes med en sterk vekst i selve produksjonen av vindmøller.

<sup>33</sup> Dette gjelder blant annet Statkraft (planlagte investeringer i vindkraft i Sverige), Hammerfest Energi og Fred Olsen Renewables (flytting av bølgekraftprosjekter til Storbritannia). På den andre siden har Lyse Energi gitt uttrykk for at den foreslåtte støtten er tilstrekkelig for investeringer i vindkraft i Rogaland ifølge sitater i forskjellige medier.

<sup>34</sup> Se for eksempel NVE (2004), Green-X (2004) og Ernst & Young (2007).

forvaltes av Enova og finansieres via Energifondet og det nye Grunnfondet. De vedtatte rammene for Enovas virksomhet vil derfor ha stor betydning:

- Enova kan ikke ta kraftprisrisiko. Det innebærer i praksis at ordninger med garanterte priser eller minstepriser for fornybar energi er utelukket (jf. ECON, 2006). I andre land finansieres støtteordningene typisk via statsbudsjetter, via påslag på nettleien eller plikt til å kjøpe elsertifikater, uten noen betingelser knyttet til for eksempel kraftprisrisiko. Den norske ordningen innebærer på denne måten en ekstra restriksjon.
- Nivået på forbruket i alminnelig forsyning er en relativt stabil størrelse (om lag 70 TWh), slik at denne inntekten vil være relativt stabil for et gitt nivå på avgiften til Energifondet, og avkastningen av Grunnfondet målt i kroner vil i stor grad være bestemt av størrelsen på fondet. Det betyr at det i praksis vil være et tak på den samlede årlige støtten Enova kan utbetale. Som en illustrasjon kan vi anta at 800 millioner kroner av Enovas årlige inntekter går til vindkraftprosjekter under den nye ordningen. Det svarer til en årlig produsert mengde støtteberettiget vindkraft på 10 TWh. Selv om støtteordningen i utgangspunktet er en rettighetsbasert ordning, hvor alle som oppfyller teknologikravene får støtte, må det nødvendigvis opprettes en form for køordning dersom etterspørselen etter støtte blir høy. Også her er det vesensforskjeller fra støtteordningene i andre land, særlig de som baserer seg på feed in-ordninger med garanterte faste priser eller minstepriser.

Endelig må det påpekes at detaljer i ordningen som ennå ikke er kjent, for eksempel mulighetene for å få tilleggsstøtte for umodne teknologier, kan styrke investeringsincentivene betraktelig. Det er heller ikke klart ennå hvordan den foreslåtte økningen i Grunnfondet vil disponeres. Det er for eksempel mulig å tenke seg at økningen delvis går til å øke støttenivåene, delvis til å gi støtte til flere prosjekter.

Støtten til fornybar energiproduksjon er som nevnt ikke en del av energiloven, og mulighetene for endringer er i stor grad påvirket av de samlede rammene for ordningen inklusive Enovas handlingsrom. Behovet for endringer må dessuten ses i lys av de overordnede målsettingene om omlegging av energibruk og –produksjon. Dersom myndighetene ønsker å realisere større utbygging av fornybar energiproduksjon enn hva som følger av dagens regelverk, kan støttenivået ganske enkelt økes til et nivå hvor de ønskede investeringene utløses. Det kan også gjøres mer prinsipielle endringer. Vi kan ikke se at energiloven i seg selv skulle være noe egnet virkemiddel til å fremme investeringer i fornybar energi. Loven må selvsagt legge til rette for at de ønskede investeringene i fornybar energi kan gjennomføres, men det er altså ikke loven som er virkemidlet som skal sikre lønnsomhet i investeringene (i den grad investeringene ikke er lønnsomme i det ordinære markedet).

Vi drøfter ikke mulige endringer i støtten til fornybar kraftproduksjon nærmere i denne rapporten, men nøyer oss med å påpeke at myndighetene har flere muligheter utenfor rammeverket av energiloven til å oppnå økt fornybar kraftproduksjon, enten det gjelder prinsipielle endringer i støtten eller økte nivåer. Energiloven er i prinsippet ikke til hinder for at investeringer i fornybar kraftproduksjon som er lønnsomme etter støtte, realiseres. Det kan selvsagt være forhold ved energiloven og tilhørende regelverk og forskrifter som gjør at investeringer i kraftproduksjon *generelt* ikke blir gjennomført i ønsket omfang (for eksempel som følge av svakheter i plan- og konsesjonssystemet eller problemer med netttadgang). Denne problemstillingen er imidlertid lik for alle typer investeringer. Eventuelle hindre for investeringer generelt er derfor et tema vi kommer tilbake til.



### Sertifikater er bedre enn innmatingstariffer i et markedsbasert system

I diskusjonen ovenfor har vi sammenlignet den foreslåtte støtteordningen fra 2008 med andre ordninger basert på innmatingstariffer. Slike ordninger har imidlertid flere svakheter som er felles:

- Innmatingstariffer fører ikke nødvendigvis til at de billigste og beste prosjektene velges. Det skyldes delvis at ordningene ikke er teknologinøytrale, delvis at de gir en garantert kompensasjon (med unntak for modellen med et fast påslag) som i praksis eliminerer risikoen på investors hånd.
- Innmatingstariffer innebærer at man setter en pris for fornybar energi. Denne prisen utgjør i praksis myndighetenes etterspørselskurve. De faktiske investeringene i fornybar energi følger deretter av tilbudskurven. Dersom prisen settes for høyt, vil resultatet bli overinvesteringer (med mindre det finnes en kvoteordning eller et tak). Dersom prisen settes for lavt, får vi underinvesteringer. Den norske modellen ser for eksempel ut til å gi for lav lønnsomhet i investeringer i fornybar energi (jf. case-studiene i vedlegget og referansene i analysen ovenfor). Den manglende treffsikkerheten i forhold til kvantitative mål for fornybar energi gjør det sannsynlig at tariffnivåene må justeres nokså hyppig i forhold til måloppnåelsen, med mindre myndighetene har svært omfattende informasjon om kostnadene ved forskjellige investeringsalternativer. Det skaper i sin tur et ustabil system og en betydelig regulatorisk risiko som må kompenseres gjennom høyere tariffer og dermed et mindre effektivt system.

I stedet for innmatingstariffer kan en bruke ordninger basert på *sertifikater*. Sertifikatordninger innebærer i korte trekk at forbrukerne forpliktes til å kjøpe en viss mengde sertifikater, for eksempel målt som andel av totalt forbruk eller en bestemt mengde i kWh. Mengden sertifikater i markedet bestemmes av målet for fornybar energi og gjennomførte investeringer. Gitt forbrukernes (pliktige) etterspørsel, dannes det en pris i sertifikatmarkedet som gir en inntekt til investorene i støtteberettiget kraftproduksjon.

I teorien har et sertifikatsystem flere gode egenskaper sammenlignet med innmatingstariffer:<sup>35</sup>

- Med et sertifikatsystem vil myndighetene være sikre på at volummålet for fornybar energi nås. Gitt volummålet vil sertifikatprisen tilpasse seg.
- Sertifikatsystemet skaper prisrisiko for investor, men denne risikoen må ses i lys av helheten i kraftmarkedet. Det vil være en negativ korrelasjon mellom sertifikatpriser og kraftpriser. For en investor i fornybar energi er det summen av kraftpris og sertifikatpris som gir lønnsomhet i investeringene. Jo høyere kraftprisen er, desto lavere vil den nødvendige sertifikatprisen som dannes i markedet for sertifikater være. Omvendt vil en lav kraftpris føre til at sertifikatprisen må stige desto mer for at investeringene i fornybar energi som følger av myndighetenes volummål være. Den negative korrelasjonen mellom de to prisene gjør at produsenter av fornybar energi står overfor en integrert prisrisiko som er lavere enn den som følger av de to prisene isolert sett. Det er også ønskelig at produsenter av fornybar energi står overfor en prisrisiko slik at investeringene blir vurdert ut fra mest mulig markedsmessige kriterier på linje med annen kraftproduksjon.

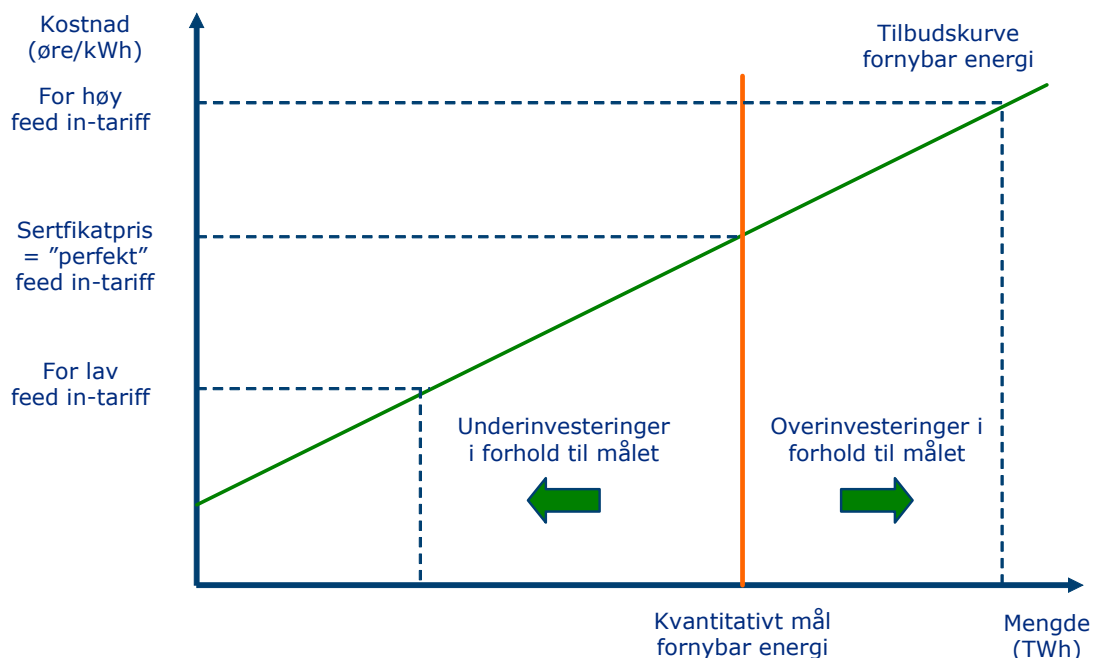
---

<sup>35</sup> Weitzman (1974) og Menanteau et al. (2001) drøfter bruk av priser (som ved feed in-systemer) og mengdemål (som ved sertifikater) som virkemidler generelt og med hensyn til utbygging av fornybar energi.

- Et sertifikatsystem baserer seg på markedsmekanismer som bidrar til at de billigste prosjektene som kan oppfylle volummålet blir valgt. Sertifikatprisen gir signaler om verdien av den marginale investeringen som skal til for å nå målet om ny fornybar kraftproduksjon, og alle prosjekter som er billigere enn den marginale investeringen, vil dermed bli utløst.
- Et sertifikatsystem vil også kunne fange opp investorenes alternative avkastning ved å investere i for eksempel vindkraft i andre land. I en situasjon der mange land satser på utbygging av fornybar kraftproduksjon, oppstår det en viss internasjonal konkurranse om kompetanse, kapital og andre innsatsfaktorer. Sertifikatmarkedet har i utgangspunktet egenskaper som innebærer at sertifikatprisen ”innstilles” på det nivået som skal til for å tiltrekke de nødvendige ressursene.
- Under et sertifikatsystem vil produsentene av fornybar energi være fullt ut eksponert mot de løpende kraftprisene. Det betyr også at incentivene til å disponere produksjonen blir riktigst mulig.
- Endelig gjør et sertifikatsystem det mulig å institusjonalisere de riktige avveiningene mellom investeringer i ulike land. Dette er særlig rasjonelt dersom man har felles målsetninger og ulikt utgangspunkt – handel gir grunnlag for å utnytte komparative fortrinn.

Sertifikatsystemer er i utgangspunktet teknologinøytrale for de teknologiene som er støtteberettiget. I den grad det er et mål å utvikle spesifikke umodne teknologier, kan det gjøres ved å støtte FoU innen de aktuelle teknologiene.<sup>36</sup>

Figur 4.3 *Feed in-tariffer vs. sertifikater som virkemiddel for å nå kvantitative mål for fornybar energi*



<sup>36</sup> For eksempel ble det i Storbritannia anbefalt å supplere sertifikatordningen med feed in-tariffer for å støtte umodne teknologier eksplisitt. Se ECON (2006) og Carbon Trust (2006).

For Norges vedkommende er det også i økende grad relevant å vurdere støttesystemene for fornybar energi i et internasjonalt konkurranseperspektiv. Flere europeiske land har allerede i en årrekke hatt til dels svært gunstige støttesystemer for fornybar energi. I den senere tiden har også flere norske selskaper annonsert at de vil investere utenlands i stedet for i Norge.<sup>37</sup> Det er neppe noe samfunnsøkonomisk mål i seg selv å maksimere støtten til fornybar energi i Norge, men i den grad de politiske målene for sektoren innbefatter utbygging av fornybar kraftproduksjon, kan ikke støtten i Norge ses isolert fra andre land. EUs 2020-mål for energi- og miljøpolitikken, som blant annet inneholder et bindende mål om 20 prosent fornybar energi som andel av primærenergiforbruket (kraft og varme, transport). Kraftsektoren må sannsynligvis bidra med mye av veksten som skal til for å nå målet (jf. EU-kommisjonen, 2007a). Dette vil ventelig skape en ny dynamikk i europeiske støttesystemer som gjør konkurranseperspektivet enda mer relevant.

En forutsetning for at sertifikatmarkeder skal fungere bedre enn feed in-tariffer, er at aktørene har tillit til prisdannelsen og at markedet er tilstrekkelig likvid og forutsigbart på lang sikt. Dette fordrer blant annet at det er tilstrekkelig mange aktører i markedet. Vi tror derfor ikke at et eget norsk sertifikatmarked ville fungere tilfredsstillende på kort sikt – til det er det for små volumer som ville omfattes av ordningen. Imidlertid var det i utgangspunktet en god idé å satse på et felles norsk-svensk sertifikatmarked fordi det antagelig ville gitt et tilstrekkelig markedsvolum til å få et fungerende marked. Dagens sertifikatpris i Sverige er på vel 20 svenske øre, det vil si mer enn dobbelt så høy som den foreslåtte feed in-tariffen for norsk vindkraft. Dette gir åpenbart vridninger i konkurranseforholdet mellom vindkraftprosjekter i Sverige og Norge. Sett i forhold til rasjonelle investeringer i det nordiske kraftmarkedet samlet sett, er dette ikke optimalt, og det er det som er vårt anliggende i denne rapporten. Det er naturligvis også mulig å tenke seg et enda større markedsområde.<sup>38</sup>

Sett i forhold til en målsetting om et visst volum fornybar kraft i Norge, vil et internasjonalt sertifikatmarked ikke gi noen garantert måloppnåelse, så her kommer det også an på hvordan man tolker målsettingene i energipolitikken på dette området. Det er imidlertid grunn til å anta at mange norske prosjekter innen fornybar energi vil være relativt konkurransedyktige internasjonalt. Det gjelder særlig vindkraft og vannkraft.<sup>39</sup>

Sertifikatmarkedet er en relativt ny konstruksjon, både i Sverige og andre land, men hittil har markedet sett ut til å fungere etter hensikten. En del analyser har stilt spørsmålsteget ved om systemet er i stand til å generere langsiktig stabile priser (se for eksempel Nordic Energy Perspectives, 2006). I det svenske systemet har imidlertid prisene vært forbløffende stabile siden systemet ble innført, noe som antakelig skyldes at man tidlig fikk et overskudd i markedet som har gitt fleksibilitet mellom år. Det gjenstår fremdeles å se om markedet klarer den knappheten som ventes å inntreffe i 2009/2010.

---

<sup>37</sup> Se igjen investeringsplanene til Statkraft, Hammerfest Energi og Fred Olsen Renewables.

<sup>38</sup> Statkraft har nylig tatt til orde for å etablere et europeisk sertifikatmarked for å nå EUs 2020-mål for fornybar energi (se [www.statkraft.no](http://www.statkraft.no)).

<sup>39</sup> I EU-prosjektet OPTRES er kostnadskurver for fornybar energi i en rekke europeiske land kartlagt. Gitt at norske vindkraftverk kan bygges ut til kostnader i intervallet 44-54 øre/kWh, vil norske investeringer ganske sikkert ligge i den nedre enden av intervallet på et europeisk plan. Se også Green-X (2004)

## 4.2.2 Kraftskattesystemet

### Beskrivelse

Skattesystemet for kraftproduksjon var gjenstand for en omfattende reform i kjølvannet av energiloven, og kraftproduksjon skattlegges fra 1997 i hovedsak som annen næringsvirksomhet – med unntak for vannkraft, som er gjenstand for særbeskatning.<sup>40</sup> Det norske skattesystemet for vannkraftproduksjon er svært komplekst, og kan påvirke incentivene til å investere på flere måter.<sup>41</sup> Når det gjelder annen kraftproduksjon, vil det generelle systemet for selskapsbeskatning gjelde. I tillegg kommer eiendomsskatt, hvor praktiseringen av regelverket for tiden er under utvikling for andre produksjonsteknologier enn vannkraft.

I det følgende nøyer vi oss med å kommentere kort de viktigste egenskapene. Hovedelementene i det norske systemet for beskatning av vannkraftproduksjon er gjengitt i tabell 4.3 nedenfor.

Vi gjør oppmerksom på at regjeringen i statsbudsjettet for 2008, som ble lagt fram 5. oktober 2007, har lansert en rekke forslag til endringer i beskatningen av vannkraftproduksjon (se Ot.prp. nr. 1, 2007-2008, og St.prp. nr. 1, 2007-2008). De foreslåtte endringene er ikke reflektert i tabell 4.3, men innebærer blant annet en økning i grunnrenteskattesatsen til 30 prosent og at negativ grunnrenteinntekt heretter kan samordnes med positiv grunnrenteinntekt innenfor samme selskap. Det foreslås også at risikotillegget i normrentene for beregning av friinntekt og framføring skal reduseres (for historisk negativ grunnrenteinntekt) eller fjernes (ny negativ grunnrenteinntekt). De foreslåtte endringene vil både øke provenyet fra sektoren og påvirke investeringsincentivene, men det har ikke vært mulig å analysere virkningene i detalj i denne rapporten. Vår analyse nedenfor refererer seg til systemet som gjelder pr. oktober 2007, før statsbudsjettet eventuelt er vedtatt.

Ordningene med konsesjonsavgifter og konsesjonskraft er hjemlet i industri-konsesjonsloven, og er ikke formelt en del av skattesystemet. Ordningene har likevel mange likhetstrekk med skattesystemet i den forstand at de utgjør offentlige rammevilkår som påfører investorer i vannkraft en økonomisk kostnad, som i hvert fall for konsesjonskraftens vedkommende er lønnsomhetsavhengig (jo høyere kraftpris, desto større er det økonomiske tapet ved å måtte selge en andel av kraften til en fast, myndighetsbestemt pris).

---

<sup>40</sup> Se Ot.prp. nr. 23 (1995-96) og Innst.S. nr. 62 (1995-96).

<sup>41</sup> Virkningene av kraftskattesystemet for investeringene i ny kraftproduksjon, særlig vannkraft, er analysert i ECON (2003) og St.prp. nr. 1 (2003-2004). Se også ECON (2005) for en analyse av hvordan terskelverdiene for beskatningen av vannkraftproduksjon kan ha uheldige samfunnsøkonomiske virkninger.

Tabell 4.3      *Oversikt over det norske skattesystemet for vannkraftproduksjon*

Skatteform	Merknader
Skatt på alminnelig inntekt	28 prosent av faktiske salgsinntekter fratrukket kostnader, inklusive finanskostnader. Selskapet er skatteobjekt.
Grunnrenteskatt	27 prosent av normerte salgsinntekter (spotpris ganger faktisk produksjon pr. time, med unntak for salg på visse typer langsiktige kontrakter og konsesjonskraft) fratrukket kostnader, inklusive en friinntekt basert på en normrente og skattemessig verdi av samlede bokførte driftsmidler (men ikke fradrag for finanskostnader). Negativ grunnrenteinntekt kan framføres til evig tid med rentekompensasjon. Hvert enkelt kraftverk er skatteobjekt, slik at negativ grunnrenteinntekt i ett verk ikke kan motregnes mot positiv i andre verk. Kraftverk med installert ytelse lavere enn ca. 5 MW er ikke skattepliktige, mens kraftverk over denne grenseverdien er fullt ut skattepliktige fra første kWh.
Naturressursskatt	1,3 øre/kWh av middelproduksjon (siste 7 års produksjon). Beregnes pr. kraftverk. Samordnes med skatt på alminnelig inntekt slik at summen av naturressursskatt og skatt på alminnelig inntekt ikke overstiger 28 prosent av det skattbare overskuddet. Eventuell overskytende naturressursskatt kan framføres til evig tid med rentekompensasjon. Kraftverk med installert ytelse under ca. 5 MW er ikke skattepliktige, mens kraftverk over denne grenseverdien er fullt ut skattepliktige fra første kWh.
Eiendomsskatt	Inntil 0,7 prosent av formuesverdi (beregnet på grunnlag av gjennomsnittlige historiske inntekter og kostnader samt framtidig investeringsbehov). Beregnes pr. kraftverk. Skattegrunnlaget kan ikke være lavere enn 0,95 kr/kWh middelproduksjon (samme som grunnlaget for naturressursskatt, siste 7 års produksjon) og ikke høyere enn 2,35 kr/kWh.
Konsesjonskraft-avståelse	Inntil 10 prosent av årlig kraftproduksjon må avstås til vertskommuner og – fylker <sup>42</sup> i henhold til priser fastsatt av Olje- og energidepartementet ut fra selvkost, typisk ca. 8-9 øre/kWh de siste årene (felles pris for konsesjoner gitt etter 10. april 1959, verksspesifikke for tidligere konsesjoner). <sup>43</sup> Beregnes pr. kraftverk. Gjelder kraftverk over 4000 naturhestekrefter, eller ca. 5 MW avhengig av verk.
Konsesjonsavgift	Avgift til vertskommuner og -fylker. Beregnes pr. kraftverk. Konsesjonsavgiften utgjør i overkant av 0,5 øre/kWh på landsbasis.

Kilde: Finansdepartementet, Olje- og energidepartementet, ECON.

Inntektene fra de forskjellige skattene er betydelige, jf. tabell 4.4 nedenfor, hvor vi viser forskjellige skatter og anslag for perioden 2002-2006. Den samlede skatteprovenyet fra kraftproduksjon har ligget i størrelsesorden 7-8 milliarder kroner pr. år til og med 2005.<sup>44</sup> Nivået øker imidlertid betraktelig i 2006. Særlig verdien av grunnrenteskatten, konsesjonskraftavståelsen og inntektsskatten er vesentlig høyere i 2006, ettersom systemprisen da var 39,1 øre/kWh sammenlignet med 23,5 øre/kWh i 2005. Også

---

<sup>42</sup> Industrikonsesjonsloven åpner også for at staten kan kreve inntil 5 prosent av produksjonen i tillegg til de 10 prosent som går til berørte kommuner og fylker, men denne retten har aldri vært utøvd (Hammer, 2007).

<sup>43</sup> Konsesjonskraftprisen for 2007 er fastsatt til 8,78 øre/kWh, mot 8,93 øre/kWh i 2006. Individuelt beregnede priser kan være både høyere og lavere enn dette nivået. For eldre verk med økende behov for vedlikehold og utskifting av anleggsmidler kan beregnet selvkost være høyere.

<sup>44</sup> Nivået var en god del lavere i årene 1997-2001, hovedsakelig på grunn av vesentlig lavere kraftpriser enn de siste årene (se St.prp. nr. 1, 2003-2004).

eiendomsskatten vil stige over tid.<sup>45</sup> Tallene gjelder i all hovedsak vannkraftproduksjon. 2006-tallene er anslag fra Finansdepartementet.

*Tabell 4.4 Skatteproveny fra kraftproduksjon 2002-2006. Millioner kroner*

	2002	2003	2004	2005	2006
Inntektsskatt (alle kraftforetak)	3 605	3 676	2 224	3 424	3 500
Naturressursskatt	1 554	1 546	1 527	1 551	1 555
Grunnrenteskatt	1 104	1 646	1 330	2 234	3 500
Eiendomsskatt*	Ca. 900-950	Ca. 900-950	Ca. 1 000	1 700	1 750
Konsesjonskraftavståelse**	944	1 705	1 292	1 231	2 589
Konsesjonsavgifter***	630	630	630	640	640
Fradrag (bl.a. samordning av naturressursskatt)	-1 457	-1 569	-1 234	-1 706	-1 700

Kilde: Statistisk sentralbyrå, Olje- og energidepartementet, Finansdepartementet, EBL, ECON. \*2002- og 2003-nivå anslått av Finansdepartementet på grunnlag av Skattedirektoratets eiendomsskattelister (St.prp. nr. 1, 2003-2004). 2004- og 2005-nivåene er basert på simuleringer gjennomført av ECON på oppdrag fra EBL. \*\*Basert på gjennomsnittlig konsesjonskraftpris 9 øre/kWh, 8,5 TWh i årlig mengde konsesjonskraft og systempris Nord Pool. \*\*\*Anslag fra EBL basert på data fra NVE (2004-nivå).

### Vurdering av incentivvirkninger - vannkraft

I hovedsak er kraftskattesystemet ikke noe vesentlig hinder for investeringer i vannkraft. Dette er også i tråd med kartleggingen i ECON (2007), hvor skatt bare i liten grad ble vurdert til å ha være noe hinder for de aktuelle investeringsprosjektene. Selv om grunnrenteskatten kan ha store provenyvirkninger, påløper ikke grunnrenteskatt for prosjekter som ikke er lønnsomme gitt at det er samsvar mellom investors avkastningskrav og normrentene som benyttes i beregningen av skatten. Kombinasjonen av friinntekten, som beregnes av hele investeringen, og framføring av negativ grunnrenteinntekt medfører at normalavkastningen skjermes mot beskatning. Et prosjekt som ikke genererer nok inntekter målt i nåverdi til å dekke investeringskostnaden, betaler heller ikke grunnrenteskatt. Dette er forskjellig fra skatt på alminnelig inntekt, hvor det bare er fradrag for gjeldskostnader og ikke hele investeringskostnaden.

Vår vurdering er derfor at systemet for grunnrentebeskatning i stor grad fungerer nøytralt. Dette er også konsistent med konklusjonene i ECON (2003) og Finansdepartementet (2003). Det finnes imidlertid enkelte unntak som er knyttet til detaljutformingen av regelverket.<sup>46</sup>

---

<sup>45</sup> Eiendomsskatten beregnes på grunnlag av femårige gjennomsnittsinntekter, med et par års tidsetterslep. Ettersom den gjennomsnittlige kraftprisen har steget over tid, vil også eiendomsskattegrunnlaget øke, dog begrenset oppad til maksimumsverdien på 2,35 kr/kWh.

<sup>46</sup> Det har også vært hevdet at det faktum at grunnrenteskatten er basert på spotpris og ikke faktiske salgsinntekter, reduserer vannkraftproducenters incentiver til å inngå langsiktige kontrakter for prissikringsformål, fordi skattegrunnlaget (spotprisen) kan avvike fra faktisk inntekt. Producentene står med andre ord overfor en inntektsrisiko selv med en langsiktig kontrakt. Det svekker i så fall investeringsincentivene. Det er imidlertid flere grunner til at denne konklusjonen ikke er riktig. For det første vil grunnrenteskatten og spotprisregelen ganske riktig redusere den mengden en vannkraftprodusent vil ønske å prissikre, men den fjerner ikke incentivene. I ECON (2000) er det vist at en kraftprodusent oppnår full prissikring for et volum på 1 TWh ved å selge 625 GWh på en langsiktig kontrakt (under forenklete forutsetninger – men hovedresultatet gjelder likevel

- En investor i vannkraftproduksjon har manglende sikkerhet for å få nyttiggjort skatteverdien av negativ grunnrenteinntekt. Dersom et prosjekt viser seg å være ulønnsomt, vil investoren sitte igjen med en implisitt fordring på staten i form av et skattefradrag som aldri kommer til nytte. Dette medfører at noen prosjekter vil ha en forventet lønnsomhet som er lavere enn investors avkastningskrav. Dette er særlig et problem for prosjekter med marginal lønnsomhet.
- Terskelverdien for fritak for grunnrenteskatt medfører at det kan være bedriftsøkonomisk lønnsomt å redusere verksstørrelsen slik at den havner akkurat under grensa for grunnrenteskatt (den samme grenseverdien gjelder for naturressursskatt, men dette er vanligvis ikke noe problem ettersom naturressursskatten ikke utgjør noen netto belastning).<sup>47</sup>
- Det har vært hevdet at O/U-prosjekter (opprusting og utvidelser i eksisterende vannkraftverk) kan bli ulønnsomme dersom prosjektene ikke kan dra nytte av tidligere akkumulert negativ grunnrenteinntekt.<sup>48</sup> I noen tilfeller kan det inntreffe at et O/U-prosjekt fører til at skattemyndighetene vurderer prosjektet som et helt nytt kraftverk. Eventuelle fradrag som følge av akkumulert negativ grunnrenteinntekt i det gamle verket går da tapt, og O/U-prosjektet må betale mer grunnrenteskatt enn det ellers ville ha gjort. I ytterste konsekvens kan det føre til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke blir gjennomført, det vil si at det lønner seg å fortsette driften av det opprinnelige kraftverket for å unngå at den negative grunnrenteinntekten går tapt. Omfanget av slike saker er det vanskelig å si noe om på generelt grunnlag, men det representerer en potensiell svakhet i skattesystemet. Det er imidlertid mulig å tenke seg måter å løse det på uten å gjøre omfattende endringer i skattesystemet (for eksempel ved å tillatte overføring av skatteposisjoner mellom verk som utnytter samme underliggende naturressurs, eller ved å presisere definisjonen av skattegrunnlaget).

Når det gjelder andre skatter, er det klart at eiendomsskatten og konsesjonskraftavståelse har betydelige svakheter i et skatteøkonomisk perspektiv. Eiendomsskatten beregnes på grunnlag av historiske inntekter og kostnader og anslag på framtidig investeringsbehov, så på den måten er den lønnsomhetsbasert. Men eiendomsskatten tar ikke hensyn til investeringskostnadene og er således ikke lønnsomhetsbasert over levetiden slik grunnrenteskatten er. Med en minsteverdi som i dagens system vil eiendomsskatten alltid være positiv. Avkastningen kan derfor være godt under normalavkastningen, men selskapet vil fortsatt være eiendomsskattepliktig for

---

også med mer kompliserte forutsetninger). Grunnrenteskatten fungerer som en prissikring i seg selv. – Det er også gjort eksplisitt unntak fra verdsettingsregelen i forskrift til utfylling og gjennomføring mv. av skatteloven. I §18-3-10 (2) heter det at ”Kraft levert i henhold til andre kontrakter som er inngått etter 1. januar 1996 med uavhengig kjøper, verdsettes til kontraktsprisen dersom kontrakten har en varighet på minst syv år og omfatter en samlet kraftleveranse på minst 150 GWh i løpet av kontraktsperioden og kraften forbrukes i kjøpers produksjonsvirksomhet.” Hvis en kraftprodusent inngår en langsiktig avtale med for eksempel en industribedrift, med en varighet på 10 år og 15 GWh pr. år, vil med andre ord kontraktsprisen bli lagt til grunn for det aktuelle volumet.

<sup>47</sup> Et konkret eksempel som har vært referert til i den offentlige debatten, er E-CO Vannkraft og Ål kommunes investering i Lya kraftverk med driftsstart i 2008. Selv om det var gitt konsesjon for en utbygging på 6 MW ville utbyggerne bare installere 5 MW for å unngå grunnrenteskatt på hele produksjonen. Det reduserer produksjonen med 1 GWh årlig, men hever nåverdien etter skatt med 10 millioner kroner fordi den mindre utbyggingen slipper grunnrenteskatt. Prosjektet var opprinnelig kostnadsberegnet til 33 millioner kroner, tilsvarende 1,65 kroner/kWh, men kostnadene har økt til nærmere 40 millioner eller nærmere 2 kr/kWh i den endelige beregningen. Se Europower, nyhetsmelding 28.9.2006, og [www.e-co.no](http://www.e-co.no).

<sup>48</sup> Se for eksempel Teknisk Ukeblad/tu.no 14.9.2007.

kraftverket. Det kan medføre at samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftinvesteringer ikke blir gjennomført ved at lønnsomme investeringer før skatt blir ulønnsomme etter skatt. De samfunnsøkonomisk uheldige virkningene av eiendomsskatten begrenses i noen grad av maksimumsverdien på skattegrunnlaget.

Et tilsvarende resonnement kan gjøres for konsesjonskraften. Hvis et prosjekt koster 30 øre/kWh å bygge ut, vil en forpliktelse til å avstå 10 prosent av produksjonen til 9 øre/kWh føre til at kraftprisen utbygger må være 32,33 øre/kWh for at prosjektet skal være lønnsomt (alt annet likt). Da vil utbygger få en inntekt som er høy nok til å dekke kostnaden ved utbygging (90 prosent ganger 32,33 øre pluss 10 prosent ganger 9 øre gir 30 øre i inntekt). Jf. ECON (2003) og Finansdepartementet (2003) for en nærmere drøfting av disse egenskapene ved eiendomsskatt og konsesjonskraft.

Eiendomsskatt og konsesjonskraft må ses i sammenheng med de miljølempene og andre kostnader vannkraftverkene påfører vertskommuner og fylker, men de er neppe optimale i den forstand heller.<sup>49</sup>

Bye og Fjærli (2003) inneholder en analyse hvor dagens skatter samordnes i skatt på alminnelig inntekt, grunnrenteskatt og miljøskatt på kraftproduksjon. Et slikt system vil i prinsippet være mer samfunnsøkonomisk effektivt med hensyn til de marginale incentivene til å investere. Det samlede skatteprovenyet kan fordeles på kommuner i henhold til kriterier som gir en lignende fordeling som i dagens system, selv om samsvaret neppe blir eksakt. Det kan av den grunn være utfordrende å få til en overgang til et mer samordnet og enklere system.

### **Vurdering – andre teknologier**

For andre teknologier enn vannkraft vil eiendomsskatt og skattemessige avskrivnings-satser være viktige faktorer. Dersom de skattemessige avskrivningssatsene overvurderer den reelle økonomiske levetiden, vil noen prosjekter som er lønnsomme før skatt bli ulønnsomme etter skatt. Det kan gi samfunnsøkonomiske tap. Avskrivningspraksisen er under utvikling for nye kraftproduksjonsteknologier i det norske systemet (som vindkraft, gasskraft og bioenergi osv.), så det er vanskelig å trekke generelle konklusjoner for øyeblikket. Det har vært noe debatt om eiendomsskatt og andre former for kompensasjon til berørte kommuner i forbindelse med vindkraftutbygginger, uten at vi av den grunn kan slå fast at eiendomsskatt har vært til hinder for at utbygging har kunnet finne sted. De relevante myndighetsorganene må overvåke utviklingen med hensyn til avskrivningsregler og eiendomsskatt og vurdere behovet for endringer fortløpende.

### **Konklusjon**

Skattesystemet er i hovedsak ikke noe *vesentlig* hinder for investeringer i kraftproduksjon, selv om det finnes en rekke mindre elementer som kan forbedres. Disse faller imidlertid utenfor rammen av energiloven. Vi avstår fra nærmere drøftinger i denne rapporten av endringer i skattesystemet.

---

<sup>49</sup> Det er for eksempel neppe tilfelle at miljøskadene ved et vannkraftverk er større jo mer lønnsomt verket er.



### 4.2.3 CO<sub>2</sub>-avgifter og kvotesystemets egenskaper

Fra og med 2008 vil Norge etter planen gå inn i EUs kvotesystem for CO<sub>2</sub>-utslipp, EU ETS.<sup>50</sup> Systemet omfatter kraft- og varmeproduksjon og noen, stort sett energiintensive, industriprosesser. Kvotesystemet fungerer på den måten at det settes et tak for hvor høye utslippene kan være i det aktuelle området. I denne sammenhengen er det aktuelle området altså kraft- og varmeproduksjon, samt industriproduksjon som omfattes av ordningen, i EU og Norge. Taket definerer et antall kvoter som kan selges eller deles ut gratis, men som i begge tilfeller er omsettelige. Dvs. at kvoter som ikke benyttes kan selges videre i et marked. I EU-systemet gir en kvote rett til å slippe ut 1 tonn CO<sub>2</sub>.

I prinsippet fungerer kvotesystemet på samme måte som en avgift, ved at det knyttes en kostnad til utslipp av CO<sub>2</sub>. Men på samme måte som sertifikatsystemet, er det kvantumet som slippes ut, som reguleres av myndighetene, mens ”avgiftssatsen”, dvs. kvoteprisen, fastsettes i markedet. Dette er en fornuftig måte å regulere utslippene på, siden målene for klimapolitikken er knyttet til den mengden som slippes ut (egentlig konsentrasjonen av klimagasser) i atmosfæren. Med en politisk fastsatt avgiftssats, er man ikke garantert å få realisert den ønskede reduksjonen i utslipp, for lav avgiftssats vil gi for høye utslipp, og for høy avgiftssats vil gi for lave utslipp. For lave utslipp betyr i denne sammenheng at kostnadene ved å redusere utslippene overstiger miljøkostnaden som det marginale utslippet medfører.

Et felles kvotesystem har også den fordel at alle virksomheter som omfattes av systemet, stilles overfor den samme kostnaden ved utslipp. EUs kvotesystem avløste et situasjon med varierende CO<sub>2</sub>-avgifter i EU-landene. Og det var ikke bare satsene som varierte, men også hva som var skatteobjektet. I noen land hadde man for eksempel CO<sub>2</sub>-avgift på kraftforbruk, noe som gir incentiver til å redusere kraftforbruket generelt. Fordelen med en CO<sub>2</sub>-kostnad som legges på produksjonen, er at den påvirker konkurranseforholdet mellom kraftproduksjon som medfører utslipp og kraftproduksjon som ikke gjør det, og konkurranseforholdet mellom kraftverk som slipper ut lite og kraftverk som slipper ut mye CO<sub>2</sub>.

I et langsiktig perspektiv, som er det som er relevant for investeringer i nye kapasitet, har imidlertid kvotesystemet ennå noen klare svakheter. Den viktigste svakheten er tildelingen av gratiskvoter. I investeringsbeslutningen er det de totale kostnadene som teller for om investeringen anses som lønnsom eller ikke. Det betyr at kvoter som tildeles gratis, ikke er å anse som en kostnad i regnestykket. Det betyr igjen at det blir relativt mer attraktivt å investere i for eksempel et kullkraftverk i forhold til et vindkraftverk dersom kullkraftverket får gratiskvoter. Dette gir ikke samfunnsøkonomisk optimale investeringsincentiver og medfører at vindkraftverk eventuelt må få høyere støtte for å bli lønnsomt.

Det er også ulike regler for tildeling av gratiskvoter i ulike EU-land, noe som påvirker konkurranseforholdet mellom investeringer i ny kapasitet i ulike land på en ikke optimal måte. I Norge stilles det krav om at alle nye gasskraftverk skal ha CO<sub>2</sub>-rensing. CO<sub>2</sub>-rensing medfører en høyere kostnad enn kjøp av CO<sub>2</sub>-kvoter (for de fleste realistiske anslag for framtidig kvotepris). Krav om rensing medfører derfor at det, alt annet like, blir dyrere å investere i gasskraftverk i Norge enn i andre land. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er dette ikke optimalt, og kan føre til at vi får mindre investeringer i gasskraft

---

<sup>50</sup> ETS står for Emission Trading Scheme, på norsk system for handel med utslippsretter.

i Norge enn det som er rasjonelt. Myndighetene kan bøte på dette ved å gi støtte til renseanlegg, noe som etter planen vil bli gjort for de første verkene. Det er imidlertid uklart hvorvidt støtten vil bli utformet slik at den blir ”konkurransenøytral”, og ordningen vil neppe bli innført som en generell ordning.

Kvotestystemet er knyttet til Kyoto-avtalen og foreløpig bare gjeldende til og med 2012. Det er et kort perspektiv i forhold til investeringer i ny kraftverkskapasitet. Selv om EU har slått fast at systemet kommer til å bli videreført, er det stor usikkerhet omkring prisdannelsen i markedet etter 2013 fordi mange av rammebetingelsene ikke er lagt. Dette medfører at betydningen kvotemarkedet og kvotekostnadene har for kostnadene i ny produksjon og utviklingen i kraftprisen er uklare. Det øker sannsynligheten for at investeringsprosjekter blir utsatt inntil usikkerheten reduseres.

### 4.3 Samspill nett/produksjon<sup>51</sup>

Et fundamentalt premiss for energiloven var innføringen av et juridisk og økonomisk skille mellom nettvirksomhet, som utgjør et naturlig monopol, og konkurranseutsatt virksomhet som produksjon og omsetning av kraft. Dette gjelder selv om de selskapsmessige relasjonene mellom nett og produksjon har bestått, og til og med blitt sterkere (se egen boks).

Det er imidlertid grunnleggende fysiske forbindelser mellom nett og produksjon (og forbruk) som innebærer at vi ikke kan se bort fra nettets rolle og nettrelaterte rammevilkår med hensyn til investeringer i kraftproduksjon. Nettets egenskaper avgjør hvor mye kraft som kan overføres og hvilke energitap som følger med overføringen. Nettet har dermed stor betydning for hvordan det er optimalt *samfunnsøkonomisk* å tilpasse daglig kraftproduksjon og bygge ut nye produksjonsanlegg. Nett og produksjon kan utgjøre *alternativer*, ved at et produksjonsanlegg kan erstatte en nettinvestering i et område, eller de kan være komplementære, ved at nettutbygging legger til rette for kraftproduksjon. Det er derfor en viktig oppgave for det regulatoriske rammeverket å legge til rette for et optimalt samspill mellom nett og kraftproduksjon, og for den saks skyld forbruk og alternativer til elektrisitet.

Samspillet mellom nett og kraftproduksjon er særlig utfordrende i et system som det norske, som i stor grad er basert på stedbundne naturressurser. I termiske kraftsystemer lokaliseres produksjonen gjerne nær forbrukssentra: Kull- eller kjernekraftverk bygges i nærheten av store byer, siden det er billigere å transportere brensel enn kraft. Vannkraft og vindkraft kan imidlertid bare bygges der forholdene ligger til rette fra naturens side. Siden byer ikke nødvendigvis er lokalisert i nærheten av fossefall, må også nettet bygges ut for å få kraften fram. Kraftintensiv industri er et unntak her: Mange industribedrifter har valgt lokalisering nettopp ut fra tilgjengeligheten av (billig) kraft.

---

<sup>51</sup> Deler av materialet i dette kapitlet er hentet fra forskningsprosjektene Samspillet nett kraftmarked og Regulering av parallelle infrastrukturer, begge finansiert av EBL Kompetanse med støtte fra Norges forskningsråd (EFFEKT og RENERGI). Se Bråten (2001) og ECON et al. (2006) for en nærmere omtale av bakgrunnen for prosjektene og viktige resultater.

Boks 4.1      *Organiseringen av den norske nettvirksomheten*

Nettvirksomheten i Norge er organisert på tre nivåer: sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Sentralnettet (inkl. utenlandsforbindelsene) er ”motorveien” i kraftsystemet som sørger for transport av kraft fra produsenter til forbrukere. Regionalnettet er bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet omfatter lokale nett som sørger for å distribuere kraften til sluttbrukere (unntatt kraftkrevende industri som er ofte tilknyttet sentralnettet eller regionalnettet). Det meste av kraftproduksjonen mates inn i regional- eller sentralnettet, men det er en økende vekst av produksjon tilknyttet distribusjonsnettet (småskala vannkraft).

Statnett er operatør av sentralnettet i Norge og utenlandsforbindelsene, og eier i størrelsesorden 87 prosent av anleggene i sentralnettet (samt enkelte anlegg i regionalnettet). Statnett ble stiftet 20. des. 1991, etter stortingsvedtak 8. nov. 1991, med virksomhetsstart 1. jan. 1992. Statnett SF eies av staten ved Olje- og energidepartementet, og olje- og energiministeren er generalforsamling i Statnett.

Det var i 2005 137 selskaper som eide distribusjonsnett og 79 selskaper som eide regionalnett (inklusive Statnett) ifølge den økonomiske og tekniske rapporteringen fra nettselskapene til NVE. Det meste av kapitalen i regionalnettet er eid av selskaper som også eier distribusjonsnett. I 2001 var 82 prosent av den samlede nettkapitalen (eksklusive sentralnettet) eid av selskaper som eide nettanlegg på begge nivåer. Ser vi på regionalnettet alene, var bare ca. 5 prosent av kapitalen eid av selskaper som ikke eide distribusjonsnett. I distribusjonsnettet var bare ca. 23 prosent av nettkapitalen eid av rene distribusjonsnett på samme tidspunkt (se ECON, 2003b). Langt de fleste av disse selskapene er igjen også eiere av kraftproduksjon innenfor samme konsern. For selskaper som har deltatt i fusjoner eller oppkjøp har det for øvrig vært et krav fra NVE at nettvirksomheten og konkurranseutsatt virksomhet skal organiseres i separate datterselskaper.

Et viktig spørsmål i analysen av samspillet nett/produksjon og mulige virkemidler, er hvordan nettkostnader påvirker kraftprodusentenes *bedriftsøkonomiske* investeringskalkyler. Nettkostnadene produsentene står overfor, kan påvirke både den kortsiktige (daglig produksjonsbeslutning) og langsiktige (investeringsatferd) tilpasningen i markedet. Dette har betydning ikke bare for lønnsomheten av produksjonsinvesteringer i seg selv, men også for avveiningene mellom investeringer i produksjon, nett, forbruk samt alternativer til elektrisitet. Nettkostnadene kan prinsipielt påvirke produksjonsinvesteringene på to måter:

- Produsenten står overfor nettariffer og forskjellige former for betalinger knyttet til den løpende produksjonen. Variable ledd pr. kWh som reflekterer marginale tap, områdepriser og betaling for å delta i spesialreguleringer (motkjøp, for å avhjelpe flaskehals innenfor et prisområde) er eksempler på nettrelaterte betalinger knyttet til løpende produksjon av kraft. Disse kan være både positive (innbetaling fra produsenten) og negative (utbetaling til produsenten).
- Produsenten kan bli stilt overfor krav om anleggsbidrag for investeringer i nettet og eventuelt dekning av drifts- og kapitalkostnader for produksjonsrelaterte nettanlegg.

Samtidig vil også nettselskapenes forpliktelser og incentiver påvirke hva slags prissignaler produsentene stilles overfor.

I det følgende beskriver vi først kort hvordan samspillet mellom nett og kraftproduksjon og optimal virkemiddelbruk ser ut i en teoretisk idealverden, og gir en oversikt over viktige nettrelaterte rammevilkår for utbygging av kraftproduksjon. Deretter ser vi på hvordan underliggende tekniske og økonomiske forhold knyttet til investeringer i kraftsystemet skaper koordineringsbehov mellom nett og produksjon som ikke uten videre lar seg løse. Endelig drøfter vi spesifikt mulige virkemidler for å løse to grunnleggende koordineringsproblemer: Når nett og produksjon er alternativer, og når nett og produksjon er komplementære.

### 4.3.1 Nettrelaterte prissignaler i teori og praksis

#### Nodepriser – det teoretiske idealet

I et nett med overføringsbegrensinger vil kraften ha ulik reell verdi i hvert tilknytningspunkt (node). På grunn av de fysiske lovene som styrer kraftflyten, vil endringer i produksjon (innmating) og forbruk (uttak), samt evne til å endre disse ved behov, ha ulike konsekvenser avhengig av beliggenheten i nettet.

Teoretisk sett bør hver node ha forskjellig pris som reflekterer verdien av kraften til forbrukere i noden. Kostnadene ved å levere kraft i et vilkårlig forbrukspunkt skal være lik marginal betalingsvilje for kraft hos forbrukerne i denne noden, og produksjonen skal skje til lavest mulig total kostnad. Minimering av kostnadene betyr at samlede kostnader skal være så små som mulig gitt de overføringsgrensene og tapene som er i nettet.

Dersom produsentene byr inn sin produksjon til marginale produksjonskostnader (eller vannverdi), kan den billigste løsningen også realiseres i et marked. Systemet kalles da *nodeprising*. Løsningen innebærer én pris i hver node, og avvikene i priser mellom to vilkårlige noder vil da speile tapene ved å overføre kraft mellom dem og virkningene som innmating og uttak har på kostnadene knyttet til flaskehalsen.<sup>52</sup> Litt forenklet kan vi sammenligne nodeprisene med en råvarepris justert for transportkostnader.

I praksis er nodepriser ofte vurdert til å ha ulemper som gjør det uhensiktsmessig med full nodeprising. Blant annet pekes det på administrative utfordringer, risiko for misbruk av markedsmakt med små prisområder, og begrensede muligheter til prissikring (lav likviditet i nodespesifikke finansielle produkter).<sup>53</sup> Det finnes imidlertid unntak, som det såkalte PJM-markedet i USA (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), og flere av de påtalte svakhetene ved nodeprising trenger ikke å være særlig viktige i praksis. I Norge har utformingen av kraftmarkedet og nettareffene hentet viktige trekk fra nodepristeorien (se beskrivelse nedenfor).

Nodepriser gir også langsiktige prissignaler, men det er også behov for langsiktige, situasjonsspesifikke signaler. For eksempel er det samfunnsøkonomisk optimalt at kraftprodusenter stilles overfor kostnadene ved investeringer som de påfører systemet

---

<sup>52</sup> Teorien om nodeprising ble først utviklet i Schweppe et al (1988). ECON (1998) gir en mer omfattende forklaring av de bakenforliggende prinsippene på norsk.

<sup>53</sup> Se ECON (1998) og Bråten (2000) for en drøfting av fordeler og ulemper ved nodeprising.

(dette gjelder naturligvis også forbruk)<sup>54</sup> I praksis vil dette prinsippet ikke kunne benyttes fullt ut, ettersom store deler av overføringsnettene er masket og ikke radielt i karakter. Investeringer i nettet har på denne måten nytte ikke bare for den som utløser investeringen på marginen, men også andre nettbrukere, og det er av den grunn ikke nødvendigvis rimelig å kreve at en marginal investor i kraftproduksjon dekker de fulle kostnadene ved investeringer i nettet som utløses av den nye produksjonen. Forsyningssikkerhet er i stor grad et kollektivt gode. Dette reiser spørsmålet om optimale tariffene for å dekke inn nettselskapenes residuale inntektsbehov. Slike tariffene bør i minst mulig grad virke vridende på investeringsbeslutningene (i prinsippet kunne en tenke seg at det residuale inntektsbehovet ble finansiert via statsbudsjettet, men i praksis er det vanlig med brukerfinansiering av nettet).

### Nettrelaterte prissignaler i Norge

#### *Prisområder*

I det nordiske kraftmarkedet brukes *områdepriser*: Markedet er delt i områder ut fra (langvarige) begrensninger i nettet, og prisene kan variere mellom områdene avhengig av om det er overskudd eller underskudd av kraft i det aktuelle området. Områdepriser er en pragmatisk tilnærming til nodeprising, der forskjellig pris i hver node reflekterer hvilken verdi kraften har forbrukere.

Høyere priser i et underskuddsområde stimulerer til økt produksjon og lavere forbruk. På kort sikt skjer dette i allerede eksisterende anlegg, mens på lang sikt påvirker det også lokaliseringstilvalget av en investering: det er i utgangspunktet mer lønnsomt å investere i et høyprisområde. Ulike områdepriser signaliserer dermed hvor investeringer er mest lønnsomme, selv om signalet ikke er like presist som med nodeprising.

For kortvarige/midlertidige flaskehals (innenfor prisområdene) brukes *motkjøp*: produsenter i overskuddsområder mottar betaling for ikke å produsere når det er flaskehals. Motkjøp gir generelt uheldige prissignaler, men antas gjerne å ha praktiske fordeler som i mange tilfeller oppveier de uheldige prissignalene (blant annet knyttet til administrative forhold og større likviditet i de fysiske og finansielle markedene gjennom større prisområder). I et vannkraftsystem kan motkjøp lede til en samfunnsøkonomisk ineffektiv disponering av vann på sesongbasis. I tillegg er det et generelt problem – uavhengig av produksjonsteknologi – at produksjon i områder med behov for nedregulering får betalt *mer* enn kraftens samfunnsøkonomiske verdi. Et gjennomført system med motkjøp kan faktisk føre til at det er gunstigere å etablere ny produksjon i områder med overskuddskapasitet (områder hvor det hyppig er behov for nedregulering) enn i områder som er i balanse. Dette skyldes at man får ekstra betalt for å nedregulere, slik at produsentene generelt vinner på at det oppstår behov for nedregulering.

Internt i Norge er flaskehalsene forholdsvis små og motkjøp er bare et supplerende virkemiddel. Omfanget av de uheldige prissignalene fra motkjøp er derfor trolig ikke så stort i dag. Dette kan imidlertid komme til å endre seg etter hvert som det bygges ut mer vindkraft og småskala vannkraft, som i hvert fall på kort sikt sannsynligvis vil øke omfanget av flaskehals i nettet (både varighet, hyppighet og størrelse målt i MW). En annen faktor som kan føre til større flaskehalsproblemer og økte samfunnsøkonomiske

---

<sup>54</sup> Se Bråten (1999, 2000) for en analyse av optimale langsiktige prissignaler og optimale tariffene for inndekning av residuelt inntektsbehov i nettet.

kostnader ved motkjøp, er endringer på forbrukssiden, for eksempel ved sterk vekst i kraftteterspørselen fra petroleumssektoren eller nedlegging av kraftintensiv industri.

#### *Marginaltapsleddet i nettariffen*

Mens marginale tap er integrert i kraftprisene i noen kraftmarkeder, er marginale tap i Norge et eksplisitt tariffelement (energileddet) som varierer med tid på døgnet og plassering i nettet. Energileddet skal dekke tapet som oppstår i overføringen av kraft fra produksjonsstedet til forbrukeren. Tapet varierer med hvor i nettet innmating (produksjon) og uttak (forbruk) av kraft skjer. Energileddet skal reflektere systembelastningen som den enkelte kunde påfører nettet ved at en ekstra kWh overføres, og gjenspeile de marginale tapskostnadene en kunde påfører systemet ved å levere inn eller ta ut kraft et bestemt sted. Det er derfor definert ulike marginaltapsledd for hvert punkt i sentralnettet.

Energileddet for en produsent pr. MWh er lik systemprisen (kr/MWh) ganget med marginaltapssatsen i innmatingspunktet. Marginaltapssatser oppdateres hver uke (det er nytt fra ca 2006), og det er forskjellige satser for dag (mellom kl. 6.00-22.00) og natt/helg. Det er satt en administrativ grense på +/- 10 prosent for størrelsen på marginaltapsleddet, selv om den faktiske proSENTSatsen kan være høyere i gitte tilfeller. Samme prinsipielle metodikk benyttes på lavere nettnivåer for å beregne marginaltapsledd for innmating i regional- og distribusjonsnettet. Marginaltapsleddet kan ses på som en ex ante tilnærming til nodeprising.

#### *Fastledd for innmating*

Kraftprodusenter betaler et fastledd for innmating som er basert på et tiårig gjennomsnitt av produksjonen i MWh (i 2007 er grunnlaget gjennomsnittlig produksjon 1996-2005). Satsen er 5 kr/MWh eller 0,5 øre/kWh. I enkelte regioner gjelder en såkalt innfasingstariff, som innebærer at ny produksjon på visse betingelser får et fastledd på 1 kr/MWh (dette drøftes nærmere nedenfor).

Også for fastleddet er Statnetts praksis gjeldende for lavere nettnivåer, slik at fastleddet for en produsent blir det samme uavhengig av nettnivået produksjonen er tilknyttet.

#### *Anleggsbidrag og reglene om produksjonsrelaterte nettkostnader*

Produsentene får prissignaler om kostnadene ved investeringer i nettet som skyldes tilknytning av produksjon. Det kan skje ved at nettselskapet krever et anleggsbidrag basert på kostnadene ved å forsterke nettet som følge av produksjonsinvesteringen. Anleggsbidraget skal relateres til investeringskostnadene. Investeringer finansiert ved anleggsbidrag inngår ikke i kostnadsgrunnlaget for nettselskapenes ordinære tariffer.

Som hovedregel er det ikke adgang til å kreve anleggsbidrag i maskede nett annet enn i ekstraordinære tilfeller. Det betyr at anleggsbidrag normalt ikke kan benyttes i sentral- og regionalnettet utover rene radielle tilknytninger (linjer som går fra det maskede nettet til punkter for innmating/uttak uten tilknytning til andre punkter i nettet) eller investeringer som åpenbart er kundespesifikke (ny transformatorkapasitet i et punkt kan tjene som eksempel).

For såkalte produksjonsrelaterte nettanlegg ("kraftledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste utvekslingspunkt i nettet", jf. Kontrollforskriften 17-1) er produsentene forpliktet til å

dekke samtlige kostnader. Slike investeringer inngår med andre ord ikke i nettselskapenes generelle tariffgrunnlag.

I et samfunnsøkonomisk perspektiv er reglene om produksjonsrelaterte nettkostnader og anleggsbidrag i stor grad sammenfallende. I dagens regelverk er den viktigste forskjellen at anleggsbidrag bare omfatter investeringskostnader, mens reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg også kan omfatte andre kostnader. Dette endrer ikke på de sammenfallende prinsipielle samfunnsøkonomiske egenskapene til de to virkemidlene. I den videre analysen bruker vi som hovedregel anleggsbidrag som betegnelse, selv om det i noen tilfeller implisitt er snakk om betalinger som går utover definisjonen av anleggsbidrag i dagens forskrift.

### **4.3.2 Sprangvise investeringer gjør det umulig å realisere riktige løsninger selv med riktig markedsdesign**

#### **Investeringer i kraftsystemet er verken fullt ut skalerbare eller reversible**

Dersom vi har et system med perfekte nodepriser som speiler både tap, flaskehalser og kvalitet, perfekt konkurranse i alle ledd og profittmaksimerende produsenter, der investeringer i nettet skjer ut fra samfunnsøkonomiske lønnsomhetsbetraktninger og investeringene er *skalerbare* og *reversible*, får vi riktige avveininger mellom investeringer i nett, produksjon og forbruk.<sup>55</sup> Slik er det imidlertid ikke i virkeligheten: utvidelser av kapasiteten i kraftoverføring og produksjon vil normalt skje i sprang. Samtidig har anleggene lang levetid og investeringene er økonomisk sett tilnærmet *irreversible*: Det vil sjelden være *lønnsomt* å ta ned igjen et anlegg som er bygget. Når man først skal bygge et nytt anlegg, er det på grunn av stordriftsfordeler ofte optimalt å ta hensyn til mulig vekst i etterspørselen etter kraftoverføring i løpet av anleggets levetid og dimensjonere anlegget for større uttak eller innmating enn hva den marginale etterspørselen tilsier isolert sett. Merk også at det er nødvendig å se på investeringens relative størrelse i det relevante området, det vil si at investeringen gir en merkbar endring i markedsbalanse, forsyningssituasjon og/eller priser i det aktuelle området (selv om det innebærer en liten endring i nasjonal målestokk).

Ved *investeringer i produksjon* er optimal størrelse på den enkelte investering avhengig av hva slags teknologi som brukes. De senere årene har utviklingen gått i retning av at småskala kraftproduksjon har blitt mer konkurransedyktig (for eksempel kombinerte kraftvarmeverk). Økte muligheter for fjernkontroll og automatisering, kan også gjøre mindre vannkraftanlegg mer lønnsomme. Vannkraftanlegg kan i noen tilfeller skaleres innenfor visse grenser, og vi observerer at gamle anlegg i en del tilfeller ombygges for større ytelse. Også i slike tilfeller skjer utvidelsene ofte i bestemte trinn. Vindmøller var i utgangspunktet en typisk småskala produksjonsteknologi. Her har utviklingen gått i retning av større sprang: Trenden er at den enkelte møllen blir større, samtidig som møllene i økende grad plasseres i parker. Dette kan redusere miljø- og arealbelastning og lette drift og vedlikehold. Fortsatt er det likevel rimelig å betegne vindkraft som småskala produksjon – for eksempel sammenlignet med konvensjonelle termiske kraftverk.

---

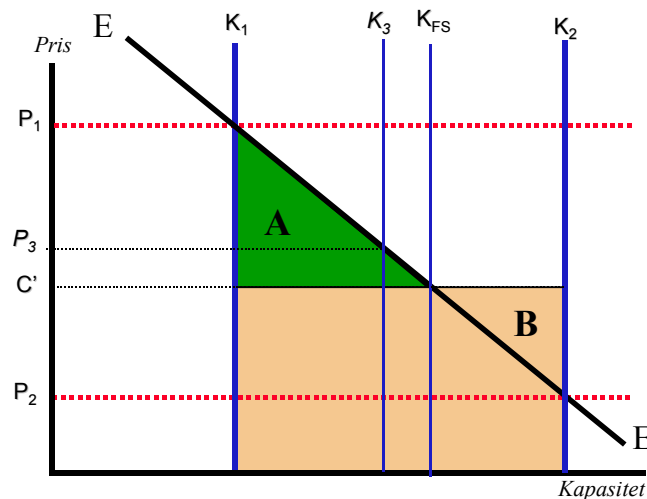
<sup>55</sup> Problemet med sprangvise investeringer er drøftet i Bråten (2000). Se også Joskow og Tirole (2005) og Hogan (2003) for en drøfting av sprangvise investeringer i transmisjonsnett. Mye av analysen er relevant også for produksjonsinvesteringer og det mer generelle koordineringsproblemet.

For *overføringsnettet* er sprangene i kapasitet knyttet til bygging av ekstra overføringslinjer, at man velger et høyere spenningsnivå, dimensjonerer opp tverrsnittet i linene eller har flere parallelle liner på en stolperekke. I planleggingsfasen har man større frihet mht dimensjonering enn etter at utbyggingen har funnet sted. Man kan til en viss grad bygge inn åpninger for senere utvidelser i kapasiteten (f.eks. mulighet for ekstra sett liner), men slike opsjoner har sin kostnad. Generelt kan vi si at når et anlegg først er bygget er det dyrere å utvide kapasiteten enn om man hadde bygget for en større kapasitet med en gang.

### Lønnsomhet av produksjonsinvestering

Figuren nedenfor illustrerer problemet med sprangvise investeringer. Linjen E-E viser etterspørselen etter et produkt (for eksempel kraft) i et marked. Ved kapasiteten  $K_1$ , blir prisen  $P_1$ . Vi antar at de totale marginale kostnadene ved å utvide produksjonen (kapasiteten) er konstante og lik  $C'$ . Vi skal bruke figuren til å drøfte hvilken betydning det har om en utvidelse av kapasiteten kan skaleres fritt eller må gjøres i bestemte sprang.

Figur 4.4 Sprangvise investeringer, lønnsomhet og prisvirkning



Vi merker oss følgende:

- Ved en kapasitet på  $K_1$ , vil prisen være høyere enn gjennomsnittskostnadene ved å produsere en enhet til. Dersom kapasiteten er *fritt skalerbar*, vil det være samfunnsøkonomisk optimalt å utvide produksjonen til  $K_{FS}$ , og i et marked med perfekt konkurranse og fri skalerbar teknologi vil dette bli løsningen. Ved utvidelsen øker det samfunnsøkonomiske overskuddet tilsvarende arealet av den mørke trekanten A. Hele gevinsten er i dette tilfellet en økning i konsumentoverskuddet.
- Hvis den minste mulige utvidelsen er til  $K_2$ , vil prisen etter utvidelsen bli  $P_2$ . Når vi antar at etterspørselskurven uttrykker betalingsviljen for mer produksjon, er en slik utvidelse samfunnsøkonomisk lønnsom. Kostnadene ved utvidelsen er illustrert ved rektangelet mellom  $K_1$  og  $K_2$  og under  $C'$ . Nyten ved utvidelsen er lik arealet under etterspørselskurven. Slik eksemplet er valgt, vil total nytte av utvidelsen være større enn total kostnad. (En måte å se dette på: arealet av den mørke trekanten A er større enn arealet av trekanten B.) Selv om utvidelsen til  $K_2$  er samfunnsøkonomisk lønnsom når man ikke kan gjøre mindre utvidelser, lar løsningen seg ikke uten videre realisere i et marked. Etter utvidelsen er prisen som



nevnt  $P_2$ , og denne prisen er for lav til å dekke kostnadene ved utvidelsen. Dette reiser spørsmålet om hvordan vi i slike tilfeller kan sikre et optimalt omfang på investeringene.

- Dersom det er mulig å gjøre mindre sprang i kapasitetsutvidelsen, vil man komme nærmere en optimal løsning. Hvis det f.eks. er mulig å gjøre en utvidelse til  $K_3$ , vil prisen bli  $P_3$  og dermed høyere enn kostnadene. En slik løsning kan dermed realiseres av markedet.

Generelt vil en markedsaktør ikke gjennomføre en investering hvis prisen *etter* investeringen ikke er høy nok til å dekke kostnadene ved investeringen<sup>56</sup>. Uten andre inngrep vil sprangvise investeringer gi en markedsløsning der produksjonskapasiteten utbygges til det siste trinnet som er mindre enn  $K_{FS}$  i figur 4.1 (den kapasiteten vi ville fått dersom fri skalering var mulig). Den samfunnsøkonomisk optimale utbyggingen kan derimot godt medføre at vi skal bygge ut mer kapasitet enn  $K_{FS}$ . En markedsløsning kan derfor i en del tilfeller gi en underinvestering sammenlignet med det som er samfunnsøkonomisk optimalt. I tilfeller hvor den samfunnsøkonomisk optimale løsningen er mindre enn  $K_{FS}$ , oppstår ikke problemet.

Hovedproblemet ved sprangvise investeringer, slik vi har beskrevet over, er knyttet til at investorene ikke mottar en tilstrekkelig stor andel av den samfunnsøkonomiske nytten av investeringene. I eksemplet med utvidelse til  $K_2$ , tilfaller for mye av gevinsten forbrukerne i form av økt konsumentoverskudd. Dermed blir ikke den optimale løsningen realisert. I eksemplet med utvidelse til  $K_3$ , blir det derimot en gevinst for investor, og markedet kan realisere løsningen uten inngrep.

Når et prosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt, er problemet at man ikke lykkes i å formidle tilstrekkelig mye av betalingsviljen fra de som har nytte av prosjektet, til de som skal bære kostnadene.

Problemet som beskrevet i figuren over vil neppe oppstå med bare én forbruker: forbrukeren vil da totalt sett komme best ut ved at prosjektet gjennomføres og han vil være villig til å betale for at prosjektet skal gjennomføres. Et slikt opplegg er vanskeligere å realisere når det er flere forbrukere involvert. Hver enkelt av dem vil tjene på å være gratispassasjer og la de andre forbrukerne betale. Det vil derfor i slike tilfeller være vanskelig å få fram den sanne betalingsviljen for mer produksjonskapasitet.

### **Prissignaler og sprangvise investeringer i praksis**

Vi har ovenfor sett at forekomsten av sprangvise investeringer skaper utfordringer for vårt teoretiske idealmarked med nodepriser. Prisområder og dagens praksis med marginaltapsledd som fastsettes i forkant, kan ses som en pragmatisk tilnærming til nodeprising, og gir dermed signaler om hvor det er lønnsomt å øke produksjonen. Sprangvise investeringer kompliserer imidlertid bildet også for denne typen virkemidler.

---

<sup>56</sup> En mer generell og presis formulering er at prisbanen i tiden etter investeringen må være slik at nåverdien av netto kontantstrøm dekker investeringskostnadene. Her er vi imidlertid bare opptatt av virkningen av en enkelt investering og antar som en forenkling at det er én fast pris uten investering og en annen og lavere fast pris med investeringen.

### *Investeringer kan fjerne prisforskjellen og gjøre investeringen ulønnsom*

Mens nodepriser (og områdepriser) gir riktige signaler for både produksjon og investeringer, er de imidlertid ikke alltid nok for å få utløst investeringer. Selv om områdeprisene signaliserer hvor det er lønnsomt å investere, kan en investering i et lavprisområde snu situasjonen: et nytt produksjonsanlegg reduserer knappheten i området, og dermed faller prisen i området. En investor som bygger ut ny kraftproduksjon og dermed løser et lokalt forsyningsproblem kan oppdage at kraftprisene etter utbyggingen ikke er høyere enn utenfor området. Produsenter som lokaliserer seg slik at de fjerner en flaskehals eller reduserer risiko for utfall, får altså ikke uten videre betalt for det via kraftprisene. Dette kan føre til at investeringene ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme, selv om de er samfunnsøkonomisk lønnsomme (eller at det gjennomføres nettinvesteringer, selv om investeringer i ny produksjon er samfunnsøkonomisk sett mer lønnsomme).

På samme måte som en investering kan fjerne prisdifferansen, kan en investering forandre fortegnet på marginaltapsleddet, og dermed får ikke produsenten full uttelling for den samfunnsøkonomiske gevinsten av hans investering. I verste fall kan forandring av fortegnet gjøre investeringen ulønnsom.

Dette er spesielt relevant dersom kapasitetsutvidelser skjer i større sprang. For eksempel er det lønnsomt å bygge gasskraftverk av en viss minstestørrelse (noe som i hvert fall vil gjelde dersom CO<sub>2</sub>-fangst skal være en del av prosjektene), noe som kan bety en betydelig økning av produksjonskapasiteten i en region (selv om det ikke nødvendigvis er det i nasjonal målestokk). Dette gjør at kraftbalanse og markedsforhold i et område endres betydelig som følge av investeringene.

### *For store prisområder*

I dagens nordiske marked settes prisområdene på en uheldig måte: grensene mellom prisområdene bestemmes delvis ut fra landegrenser, ikke faktiske nettforhold, og prisene beregnes uten å ta tilstrekkelig hensyn til fysikkens lover.<sup>57</sup> Derfor gir ikke områdeprisene fullgode signaler om hvor det er lønnsomt å lokalisere investeringen. De spesielt høye eller lave kraftverdiene vil ofte være relatert til helt spesielle lastsituasjoner. Det er derfor lokalisering av evnen til å produsere mye i de spesielle lastsituasjonene (høy reguleringsevne eller effektkapasitet), og tilsvarende evne til å redusere forbruket i de aktuelle timene, som har verdi for kraftsystemet. I de senere årene har Norge riktignok fått flere og mindre prisområder, for eksempel for å gjenspeile knapphetssituasjonen i Midt-Norge.

### **4.3.3 Koordineringsbehovet mellom nett, produksjon og forbruk**

Selv om produksjon (markedsbasert) og nett (regulert naturlig monopol) er juridisk atskilt i dag, er det i virkeligheten et tett samspill mellom investeringer i produksjonskapasitet og investeringer i nett. I noen tilfeller er nettutbygging nødvendig for å realisere utbygging av ny produksjon. I andre tilfeller vil tiltak på produksjons- og forbrukssiden være alternativer til tiltak i nettet, slik at nettutbygging kan gjøre investeringer i produksjonskapasitet overflødige eller ulønnsomme.

---

<sup>57</sup> Se Bjørndal og Jörnsten (2001) for en analyse. For øvrig har Dansk Energi klaget Svenska Kraftnäts praksis med å flytte flaskehalsen til grensene ved interne svenske flaskehalsen inn til EU-kommisjonen i 2006.

Langsiktig effektivitet er kjennetegnet av en optimal dimensjonering og lokalisering av produksjons- og nettanlegg, og forbruk. For at dimensjoneringen skal bli optimal, må investeringer i kraftproduksjon og nettutbygging balanseres slik at man dekker forbruket med den billigste kombinasjonen; i tillegg må kraftintensivt industriforbruk lokaliseres (og dimensjoneres) på en måte som reflekterer de langsiktige kostnadene ved krafttransport. Det neppe økonomisk hensiktsmessig å påvirke lokaliseringen av annet forbruk nevneverdig, men etterspørselens nivå og struktur (fleksibilitet og variasjon over tid) kan påvirkes betydelig på lang sikt.

Både dynamikken i markedet og det at investeringsbeslutninger tas av ulike (desentrale) aktører, gjør det vanskelig å finne den optimale løsningen. Den optimale totalløsningen for kraftsystemet krever ikke bare en avveining mellom ulike alternative prosjekter og koordinering mellom beslutninger, men også ulike prosjekter på forskjellige tidspunkt, og at de beste prosjektene utvikles først. Ulike prosjekter foreslås og modnes på forskjellige tidspunkt, og alle alternativ er ikke klare til vurdering på samme tidspunkt.

Dette er et genuint koordineringsproblem som ikke er skapt av energiloven. Selv om investeringene i nett og produksjon ble vurdert i sammenheng tidligere, enten av vertikalt integrerte kraftselskaper eller distribusjonsselskaper med oppdeckingsplikt som hadde langsiktige kontrakter og/eller eiermessige relasjoner til produsenter, unnlot man å trekke inn forbrukssiden i beslutningen. Dessuten fikk ikke forbrukere riktige prissignaler om hvor mye kraften var verdt. Det er imidlertid viktig at myndighetene bruker virkemidlene som de rår over til å få til samfunnsøkonomisk optimale investeringer i kraftsystemet som helhet.

### **Case: Midt-Norge**

Også *forbruket* kan endre seg i større sprang i noen tilfeller ved etablering eller nedleggelse av storforbrukere av kraft innen et område. Midt-Norge illustrerer utfordringer med koordinering av investeringer i forbruk på den ene siden og nett og/eller produksjon på den andre siden.<sup>58</sup>

Møre og Romsdal har hatt en betydelig vekst i kraftforbruket de siste årene, spesielt på grunn av utvidelsen av Hydro Aluminium i Sunndal (se figuren). Kraftimporten til området var 4 TWh i 2005, og steg til 7,5 TWh i 2006, som var historisk rekord for importen til regionen. Kraftetterspørselen vil øke ytterligere når Ormen Lange kommer i gang for fullt vinteren 2007/2008.

Utviklingen i området har ikke kommet helt overraskende, og det finnes en rekke investeringsplaner for ny kapasitet (gasskraft, vindkraft og overføringslinjer). Statnett forsøker også å stimulere investeringer i produksjon gjennom innfasingstariffer i tillegg til den ordinære virkemiddelbruken i form av marginaltapsledd og områdepriser (se avsnitt 4.3.4 nedenfor).

Likevel er det usannsynlig at store nok investeringer vil finne sted fort nok for å unngå høye områdepriser, spesielt under et tørrår, i løpet av de neste 2-4 årene. Sprangvise og til dels kontroversielle investeringer samt usikkerhet rundt rammebetingelsene er viktige grunner til det. Støtteordningene til vindkraft har vært uavklart, og vindkraftprosjekter har møtt lokal motstand. Selv om Statoils gasskraftverk på Tjeldbergodden fikk

---

<sup>58</sup> Se Statnett (2005, 2007) for en nærmere omtale av kraftsituasjonen i Midt-Norge. Se også Statoil (2004) for produsentperspektivet.

konsesjon av NVE, strandet prosjektet i første omgang på krav om CO<sub>2</sub>-håndtering, og en eventuell investeringsbeslutning er ikke ventet før i 2008. Et krav om CO<sub>2</sub>-fangst vil forsinke byggingen, sammenlignet med et vanlig gasskraftverk. Industrikraft Midt-Norge har fått konsesjon og utslippstillatelse for et gasskraftverk på Skogn (allerede i 2000), men heller ikke her er det tatt noen beslutning om å investere på grunn av svak lønnsomhet. Industrikraft Møre har også søkt om konsesjon for et gasskraftprosjekt i Fræna, i første omgang uten CO<sub>2</sub>-håndtering (se [www.nve.no](http://www.nve.no) for konsesjonssøknadene).

Samtidig vil Tjeldbergodden og andre gasskraftverk utgjøre et så stort tilskudd til kraftbalansen at hele området kan bli til overskuddsområde når kraftverket kommer i drift, i det minste vil underbalansen reduseres sterkt.<sup>59</sup> Dette kan også påvirke andre potensielle investorer til å sitte på gjerdet og vente på en avklaring. Statnett har på sin side søkt konsesjon om bygging av en kontroversiell 420 kV-linje fra Fardal i Sogn og Fjordane til Ørskog i Møre og Romsdal.<sup>60</sup> Selskapet har dessuten nylig fått konsesjon for bygging av mobile gasskraftverk på Tjeldbergodden og Nyhamna, men disse er å regne som SAKS-tiltak, og skal bare tas i bruk dersom risikoen for rasjonering er stor.

Midt-Norge-caset illustrerer flere interessante poenger:

- Rask forbruksvekst kan i utsatte regioner medføre betydelige utfordringer for kraftsystemet inntil ny kapasitet er på plass.
- Det tar lang tid å etablere ny kraftproduksjon og overføringskapasitet som følge av plan- og konsesjonsprosesser.
- Selv om ny produksjon er samfunnsøkonomisk lønnsomt, kan prosjektene være bedriftsøkonomisk ulønnsomme som følge av sprangvise investeringer.

Alle disse spørsmålene drøftes nærmere i den videre analysen. Vi starter med det siste.

#### **4.3.4 Koordineringsproblemet mellom nett og produksjon som alternativer**

Vi illustrerer utfordringer knyttet til koordinering av sprangvise investeringer i nett og produksjon med utgangspunkt i figur 4.5. Vi sammenlikner her en investering i mer overføringskapasitet til et underskuddsområde med en alternativ investering, f.eks. i økt produksjonskapasitet for kraft i underskuddsområdet.

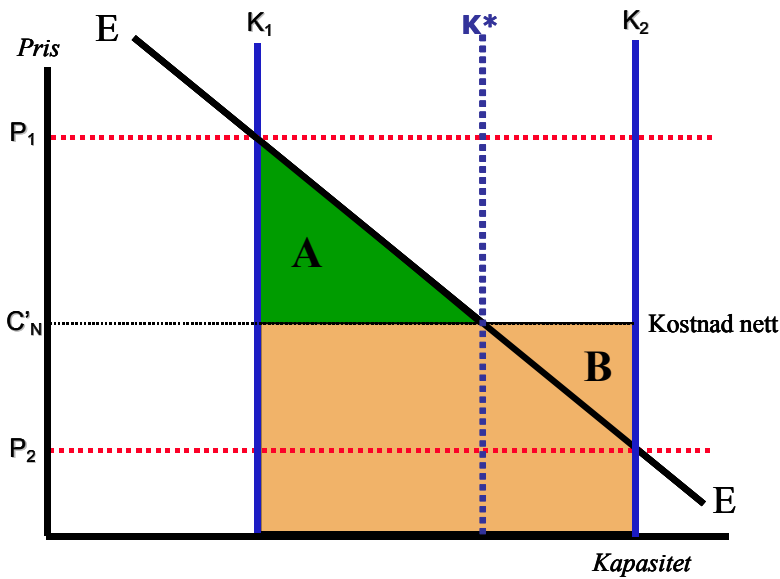
Vi ser på en situasjon der netteier i et underskuddsområde vurderer om han skal investere i en nettførsterkning.

---

<sup>59</sup> Se Statoil (2004).

<sup>60</sup> Denne linja har for så vidt en dobbel funksjon: Den legger til rette for en løsning på Midt-Norge-underskuddet, og er samtidig ment å skulle styrke sentralnettet internt i Sogn og Fjordane for å øke mulighetene for utbygging av småskala vannkraft og vindkraft i regionen. Se Statnett (2007).

Figur 4.5 Sprangvise investeringer og koordineringsproblemet

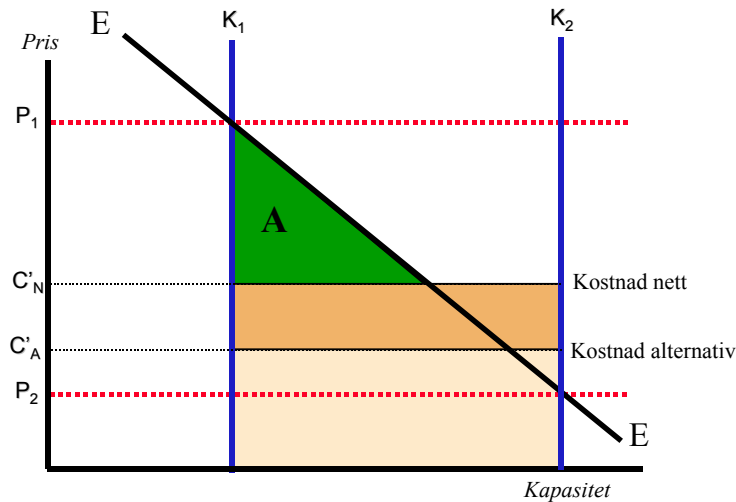


I utgangspunktet er prisen i området  $P_1$ , og overføringskapasiteten er  $K_1$ . Enhetskostnaden ved å bygge ut nettet er  $C'_N$ . Dersom man kunne skalere overføringskapasiteten fritt med enhetskostnaden  $C'_N$ , ville bygge ut til nivået  $K^*$ . Der er den marginale gevinsten av å bygge ut nettet lik enhetskostnaden. Imidlertid er det ikke mulig å bygge ut til  $K^*$ . Man må velge enten ingen utbygging eller en økning til  $K_2$ . En utbygging til  $K_2$  medfører at prisen i området faller til  $P_2$  etter utbygging. Det er fremdeles flaskehalsen inn, men prisforskjellene etter utbyggingen dekker ikke enhetskostnadene.

En *partiell analyse* som bare sammenlikner nettutbygging med status quo vil konkludere med at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut kapasiteten til  $K_2$ . Det skyldes at økningen i konsumentnytt er større enn økningen i kostnader. Sagt på en annen måte: Arealet A er større enn arealet B.

Dersom netteier bare vurderer investeringer i nettet, er altså svaret: *Bygg nett*. Dét er imidlertid ikke uten videre samfunnsøkonomisk optimalt. En full samfunnsøkonomisk analyse krever at man vurderer om andre alternativer er mer lønnsomme.

Figur 4.6 Sprangvise investeringer og avveining mellom nettinvestering og alternativ investering



Vi ser her på ett alternativ, nemlig å bygge produksjonskapasitet i underskuddsområdet, og vi antar (for å forenkle) at kostnadseffektiv skala for produksjonskapasiteten er den samme som for nettutbyggingen. Videre antar vi at enhetskostnadene (fulle kostnader) for produksjonskapasiteten er lavere,  $C'_A$  i figuren. Produksjonsanlegget vil få sine ordinære inntekter fra kraftsalg.<sup>61</sup>

Enhetskostnaden for ny produksjon,  $C'_A$ , er i eksemplet høyere enn markedsprisen etter utbyggingen,  $P_1$ . En privat aktør vil ta sin investeringsbeslutning på basis av *markedsprisen etter utbygging*. Når denne prisen ikke dekker kostnadene, vil han ikke investere.

Dersom det her ikke gjøres aktive inngrep for å realisere investeringen i produksjonsanlegget, vil den ikke komme. Netteier kan i stedet velge å bygge en ny linje. I dette tilfellet vil man dermed ikke få fram den samfunnsøkonomisk beste løsningen. Man får et samfunnsøkonomisk tap tilsvarende forskjellen mellom kostnaden for utbygging av nettet og kostnaden for produksjonskapasiteten – eller ingen investering overhodet, med de tapene det medfører.

## Mulige løsninger på koordineringsproblemet

### *Den økonomiske reguleringen av nettselskapene*

Den økonomiske reguleringen av nettselskapenes inntekter kan gi incentiver til koordinering mellom nett og alternative tiltak i større eller mindre grad. Et nettselskap som er gjenstand for avkastningsregulering basert på egne kostnader, vil for eksempel ikke ha incentiver til å gjøre annet enn tiltak i nettet. Under en avkastningsregulering tillates nettselskapene å kreve inn tariffen fra kundene som i sum tilsvarer faktiske kostnader inklusive avkastning på nettkapitalen. Forutsatt at den tillatte avkastningen er

<sup>61</sup> Kostnaden for produksjon som oppgis her,  $C'_A$ , kan tolkes som nåverdiunderskuddet for et produksjonsanlegg når kraften fra anlegget selges til kraftpriser slik de er utenfor området. Vi forutsetter altså at produksjon i området ikke fullt ut er lønnsom bare basert på markedspriser. Dersom den aktuelle produksjonsinvesteringen var lønnsom uansett (dvs uten flaskehalser), ville det problemet vi ser på, ikke oppstå. Da vil investeringen i ny produksjon automatisk fjerne investeringsbehovet for nettet.

minst like høy som netteiers avkastningskrav, vil det være optimalt for nettselskapet å investere i nett for å løse problemer.

Norske nettselskaper er gjenstand for *inntektsrammeregulering* som innebærer at det settes et tak på selskapenes samlede årlige tariffinntekter. Inntektsrammene oppdateres årlig på grunnlag av historiske kostnader i selskapene og en kostnadsnorm (se [www.nve.no](http://www.nve.no) og ECON et al., 2006, for en beskrivelse av systemet), hvor kostnadsnormen teller 60 prosent av inntektene og historiske kostnader 40 prosent.<sup>62</sup> Kostnadsnormen beregnes på basis av målt effektivitet pr. selskap multiplisert med det historiske kostnadsgrunnlaget. Dette gir i prinsippet relativt sterke incentiver til å velge alternativer til nett dersom de er konkurransedyktige. I praksis kan incentivene være mer uklare, dels fordi reguleringsmodellen er kompleks slik at det kan være vanskelig å overskue de bedriftsøkonomiske konsekvensene av en gitt nettinvestering, dels fordi det ikke er noen etablert praksis for at nettselskaper betaler kraftprodusenter eller andre investorer for å løse nettproblemer. I dagens regulering er det heller ikke opplagt hvordan slike betalinger vil bli håndtert i nettselskapenes inntektsrammegrundlag (se nedenfor om negative anleggsbidrag).<sup>63</sup>

Skal den økonomiske reguleringen bidra til koordinering, er det imidlertid nødvendig med en elnettregulering som gir sterke bedriftsøkonomiske incentiver til kostnadseffektivitet og som i tillegg omfatter et bredest mulig samfunnsøkonomisk kostnadsgrunnlag med hensyn til kvalitetsavvik og andre systemkostnader, i tillegg til ordinære nettkostnader (drift og vedlikehold, investeringer). Forskjellige typer kostnader bør behandles mest mulig symmetrisk. Det gir incentiver til å vurdere investeringer i andre prosjekter enn elnett som fører til lavere nettkostnader (eller økt nytte for nettkundene), og bidrar til å redusere den tradisjonelle målkonflikten mellom investeringer og kostnadseffektivitet. Videre vil sterke incentiver og en bred kostnadsbase motivere nettselskapene økonomisk til å bidra til å finansiere investeringer i alternativer til elnett. På den måten styrkes incentivene til å koordinere mellom ulike prosjekter innen elnett, kraftproduksjon, alternative energiinfrastrukturer og for den saks skyld energiforbruk.

En modell med en høy grad av normregulering og en bred kostnadsbase som omfatter flest mulig av de påvirkbare nettkostnadene på kort og lang sikt, vil være prinsipielt velegnet til å ivareta hensyn til investeringer i alternativer til elnett, herunder kraftproduksjon. Det er imidlertid ikke enkelt å utforme en slik modell i praksis. Det skyldes flere faktorer:<sup>64</sup>

- Ikke alle nyttevirksomheter av en nettinvestering lar seg måle på noen objektiv måte, og de kan derfor heller ikke inkluderes i en økonomisk reguleringsmodell.
- En modell med svært presise investeringsincentiver, om den skulle la seg etablere, vil være svært kompleks, slik at investeringsignalene ikke nødvendigvis resulterer i de riktige investeringsbeslutningene. Det er en risiko for at

---

<sup>62</sup> Fordelingen gjelder fra 2009. I 2007 og 2008 er andelen 50/50. Fra 1997 til 2006 ble nettselskapene også inntektsrammeregulert, men da med utgangspunkt i inntektsrammer basert på historiske kostnader som lå fast i 5 år om gangen, bare justert for inflasjon og et effektivitetskrav som ble differensiert mellom selskapene.

<sup>63</sup> I utgangspunktet er det vår forståelse at en betaling fra et nettselskap til en kraftprodusent ikke vil inngå i nettselskapenes kostnadsgrunnlag. Det svekker i så fall incentivene til å velge alternativer relativt til nettinvesteringer, som jo åpenbart vil inngå som en del av kostnadsgrunnlaget. Det kan imidlertid være vanskelige grensetilfeller, for eksempel i form av betaling for systemtjenester og lignende.

<sup>64</sup> Jf. også ECON (2003) og ECON et al. (2006), hvor dette temaet er drøftet i detalj.

nettselskapene ikke tilpasser seg incentivene fordi de blir for komplekse og for vanskelige å kommunisere.

- Nettinvesteringer har lang levetid, og all erfaring tilsier at regulatoriske modeller blir endret betydelig over tid. Det er ikke nødvendigvis den gjeldende modellen som bestemmer nettselskapenes investeringskalkyler, men forventningene til framtiden. Det er på denne måten også en ikke ubetydelig regulatorisk risiko som vil påvirke investeringsbeslutningene.

Samlet sett bør det være et langsiktig mål å etablere en robust modell som går lengst mulig i retning av å gi riktige incentiver. De overordnede prinsippene bør være felles for nettnivåene i størst mulig grad, men detaljutformingen må skreddersys. Samtidig understreker vi igjen vanskelighetene med å utforme en slik regulering. Det vil derfor være behov for supplerende virkemidler, blant annet basert på plan- og konsesjonssystemet.

### *Negative anleggsbidrag*

Negative anleggsbidrag har vært lansert som mulig virkemiddel for å gi riktigere investerings signaler overfor produksjon. Nettselskapene kan på visse betingelser ha incentiver til å betale produsenter og andre aktører for å gjennomføre tiltak som reduserer kostnadene i nettet (jf. diskusjonen i forrige avsnitt om den økonomiske reguleringen av nettselskapene), men det er også mulig å tenke seg at negative anleggsbidrag innføres som et generelt virkemiddel nettselskapene har plikt til å bruke. En plikt bør i så fall kombineres med omfattende unntaksbestemmelser, men i første omgang diskuterer vi de samfunnsøkonomiske egenskapene til et slikt virkemiddel generelt.

Følgende forhold er særlig viktige for vurderingen av negative anleggsbidrag:

- Negative anleggsbidrag bør ideelt sett tilpasses ut fra behovet i de konkrete situasjonene (energi- eller effektunderskudd, flaskehals i nettet, leveringskvalitet osv.). Tiltak må rangeres ut fra hvor godt de bidrar til å løse de aktuelle nettproblemene, og til hvilken kostnad, og nivået på og utformingen av tilskuddet må bestemmes på det grunnlaget. Her vil det være forskjeller mellom produksjonsteknologier
- Negative anleggsbidrag kan utformes som engangsbetalinger eller løpende betalinger ut fra behov. Løpende betalinger vil ofte være prinsipielt å foretrekke ved at de kan knyttes til leveranser av definerte tjenester som faktisk bidrar til å redusere nettkostnadene over tid. Det kan også være hensyn som taler for engangsbetalinger, for eksempel manglende muligheter til å finne objektive kriterier for de løpende betalingene eller av hensyn til risikofordelingen mellom nett og produksjon.
- Det er prinsipielt ønskelig at alle alternativer tas med i vurderingen av hvilke prosjekter som skal få negative anleggsbidrag. Det gjelder så vel valg mellom produksjonsteknologier og dimensjonering av løsning som valget mellom forbruksløsninger, alternative energiinfrastrukturer og endringer i vanddisponering og lignende.

Det er ikke nødvendigvis hensiktsmessig at NVE stiller detaljerte krav til hvordan slike negative anleggsbidrag skal se ut i praksis. Mulige regulatoriske tiltak kan i stedet være å stille krav til informasjonsflyt og rutiner rundt identifisering av prosjekter (krav til



energiutredninger og kraftsystemutredninger, konsesjonsbehandling – se kapittel 4.4 og 5 for en nærmere diskusjon av slike virkemidler). En kan også tenke seg at NVE bidrar med informasjon (kanskje i form av en miniveileder) om hvordan nettselskaper bør forholde seg til negative anleggsbidrag (utforming, krav til dokumentasjon, innhenting av informasjon om mulige alternativer).

Et annet spørsmål er om og eventuelt hvordan negative anleggsbidrag skal inkluderes i den økonomiske reguleringen av nettselskapene. Nettselskapenes incentiver til å bruke negative anleggsbidrag avhenger av hvordan kostnader og inntekter inkluderes (eller ikke) i den økonomiske reguleringen av nettselskapene. Dette påvirker også de praktiske utfordringene ved virkemidlet. Her er det særlig grunn til å være oppmerksom på at vertikalt integrerte selskaper som eier både nett og produksjon kan ha andre incentiver enn et rent nettselskap. De prinsipielle avveiningene er følgende:

- *Hvis negative anleggsbidrag holdes utenfor kostnadsgrunnlaget for inntektsrammen:* Da er vertikal integrasjon i liten grad noe problem, men det er en risiko for at samfunnsøkonomisk lønnsomme produksjonsinvesteringer blir fortrent av nettinvesteringer. Regulatorisk trenger imidlertid ikke NVE engasjere seg i hvordan betalingene ser ut. Administrativt er dette en modell som ikke påfører NVE vesentlige merkostnader. For nettselskapene (og produsentene) kan det selvsagt påløpe betydelige kostnader, men disse vil jo være selvvalgt. På den andre siden gjenstår mulige avgrensingsproblemer knyttet til betaling for systemtjenester og lignende transaksjoner, som skaper en risiko for at visse typer de facto negative anleggsbidrag uansett inngår i kostnadsgrunnlaget. Incentivene til å gjøre denne typen strategiske disposisjoner avhenger av nettreguleringen. En høy grad av normering av nettselskapenes tillatte inntekter reduserer handlingsrommet.
- *Hvis negative anleggsbidrag tas inn i kostnadsgrunnlaget for inntektsrammen:* Vertikal integrasjon mellom produksjon og nett skaper en risiko for feilinvesteringer og/eller for høye kostnader som veltes over på sluttbrukerne. Et integrert selskap kan velge å gi et negativt anleggsbidrag til et produksjonsprosjekt i eget konsern som er bedriftsøkonomisk ulønnsomt, helt eller delvis finansiert gjennom inntektsrammen.<sup>65</sup> Skal negative anleggsbidrag brukes i regional- og sentralnettet, kreves det en eller annen form for tilleggsregulering av tilskuddene, enten i form av en administrativ grense for hvor høye betalingene kan være, eller en dokumentasjons- og godkjenningsordning. Denne modellen har potensielt svært store administrative kostnader, og vil fortsatt være sårbar for strategisk bruk av informasjon. Motposten er at dette gir en betydelig større frihet til å tilpasse betalingene ut fra samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderinger, noe som over tid kan gi lavere systemkostnader samlet sett, gitt at regulator har all informasjon og kan gjennomskue eventuell strategisk atferd. Samlet tror vi likevel at ulempene overstiger fordelene.

Et annet moment er at negative anleggsbidrag i prinsippet også bør gjøres gjeldende overfor energieffektivisering, fjernvarme, gassdistribusjon og andre alternativer til nettinvesteringer. De praktiske utfordringene ved en teoretisk perfekt modell blir fort uoverstigelige.

---

<sup>65</sup> Av denne grunn bør en også unngå allmenngjøring av innfasingstariffen på lavere nettnivåer – innfasingstariffen kan ses som et negativt anleggsbidrag som er fullt ut finansiert gjennom inntektsrammen (den er bare et spørsmål om fordeling mellom kunder, ikke om nettselskapets tillatte inntekter).

### *Nettbegrunnet innfasingstariff for produksjon*

Nettbegrunnet innfasingstariff er ett tiltak som reduserer koordineringsproblemet mellom nett og produksjon.

Energiloven gir mulighet til å differensiere tariffer til nettkunder, basert på relevante nettforhold og objektive og ikke-diskriminerende vilkår. Siden 2005 har det vært mulig å få redusert innfasingstariff (0,1 øre/kWh i 2007) for ny produksjon i utvalgte nettregioner. Den reduserte nettтарiffen sørger for å heve lønnsomheten av investeringer i et underskuddsområde ved å gi en slags kompensasjon for at prisdifferansen forsvinner. Statnett bestemmer hvilke områder innfasingstariffen skal gjelde for og i hvilket omfang. Tariffen vedtas årlig og skal gjelde i 15 år. Tariffen gjelder for all ny produksjon i et område, og diskriminerer ikke mellom teknologiene. Når det kommer investeringsprosjekter i tilstrekkelig omfang i et område, faller innfasingstariffen bort (for nye anlegg).

I 2007 er det to slike områder: Midt-Norge (max produksjonsvolum 9 TWh) og det såkalte BKK-området (max produksjonsvolum 3 TWh). I 2006 var også Sunnhordland/Nord-Rogaland omfattet av ordningen. I løpet av 2006 kom det imidlertid søknader om investeringsplaner som til sammen oversteg det fastsatte volumet på 3 TWh, så tariffen ble ikke videreført i 2007.

Innfasingstariffen er et relativt grovt virkemiddel, men det har den fordelen at det er vesentlig mindre sårbart for strategisk atferd enn negative anleggsbidrag. Den gjelder også i utgangspunktet for alle aktører og teknologier, noe som er godt egnet i et markedsbasert system.

### **4.3.5 Koordineringsproblemet mellom nett og produksjon som komplementære investeringer**

Jf. reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg i dagens nettforskrift må produsenten dekke nettutvidelser og andre forsterkninger som er direkte relatert til det nye produksjonsanlegget. Kostnadene ved produksjonsrelaterte nettanlegg skal dekkes av produsenten og ikke inngå i tariffgrunnlaget for uttak. Produsenter som utløser behov for forsterkning i nettet kan få krav om å dekke kostnadene ved investeringene. Kostnadene ved tilknytning og innmating av kraft varierer fra prosjekt til prosjekt.

Spørsmålet om hvordan nettutvidelser skal finansieres og hvordan kostnadene fordeles blir stadig mer aktuelt, ikke minst pga. mer utbygging av småskala kraftverk. Tidligere var det gjerne ett stort kraftverk som utløste en nettinvestering, dessuten skjedde investeringen i regi av et vertikalt integrert selskap. Produksjonsanlegg som knyttes til nettet på distribusjonsnettsnivå er gjerne små anlegg med begrenset betalingsevne. Kostnadene knyttet til nødvendig nettutvidelse kan gi for svak bedriftsøkonomisk lønnsomhet i anlegg som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Ifølge case-studiene til SWECO Grøner opplever mange småskala investorer det som tilfeldig hvorvidt de får nettilgang gratis eller må betale et anleggsbidrag for en utvidelse.

En situasjon med flere, kanskje også konkurrerende, investorer avstedkommer to utfordringer: hvordan fordele eksisterende nettkapasitet på (potensielle) nye produsenter (såkalt først-til-mølla-problemet) og hvordan finansiere nødvendige nettforsterkninger som blir utløst av de nye produksjonsanleggene (gratispassasjerproblemer).

### *Først-til-mølla-problemet*

Nettselskapene har plikt til å stille hele nettkapasiteten til disposisjon på samme vilkår for alle som etterspør nettjenester. I praksis fordeles ledig kapasitet ofte etter et ”først til mølla”-prinsipp.

Hvis det i utgangspunktet er ledig kapasitet i nettet (men summen av de foreliggende planene om produksjonsinvesteringer overstiger den ledige kapasiteten), er utfordringen å fordele den ledige kapasiteten til ”riktig” produsent. Ved å gjennomføre de mest lønnsomme investeringene først, oppnås samfunnsøkonomisk optimale investeringer.

Nettselskapet kjenner imidlertid ikke lønnsomheten til alle prosjektene. Nettselskapet kan dele ut den ledige nettkapasiteten gratis, på grunnlag av informasjon om lønnsomheten til de ulike prosjektene, eller gjennom auksjon. En auksjon vil i prinsippet sørge for at produsenter med høyest betalingsvilje (som ”avslører” lønnsomheten i prosjektet) får tildelt nettkapasitet.

Problemet oppstår når ikke alle prosjektene er klare samtidig: det kan være at mindre lønnsomme prosjekter får nettilgang fordi de har kommet lengst i planleggingen. I prinsippet er det mulig å omfordele nettilgangen gjennom et annenhåndsmarked, men i praksis kan det være vanskelig å få til uten betydelige transaksjonskostnader. En beslektet problemstilling kan oppstå når et vertikalt integrert selskap tildeler nettkapasiteten til sitt eget produksjonsprosjekt, selv om det vel så mye er et mer generelt problem knyttet til strategisk atferd som følge av en asymmetrisk fordeling av informasjon.

### *Gratispassasjerproblemet*

Når det ikke er ledig kapasitet i nettet og nye produksjonsanlegg utløser nettinvesteringer, er spørsmålet hvordan kostnadene av nettutvidelsen skal fordeles. Hvis nettet kunne utvides gradvis, kunne hver ny produsent betalt et anleggsbidrag lik kostnaden av den nettutvidelsen han utløser. Nå må imidlertid nettinvesteringer skje i så store sprang at flere produsenter kan få tilknytning samtidig. Hvem skal betale og hvor mye?

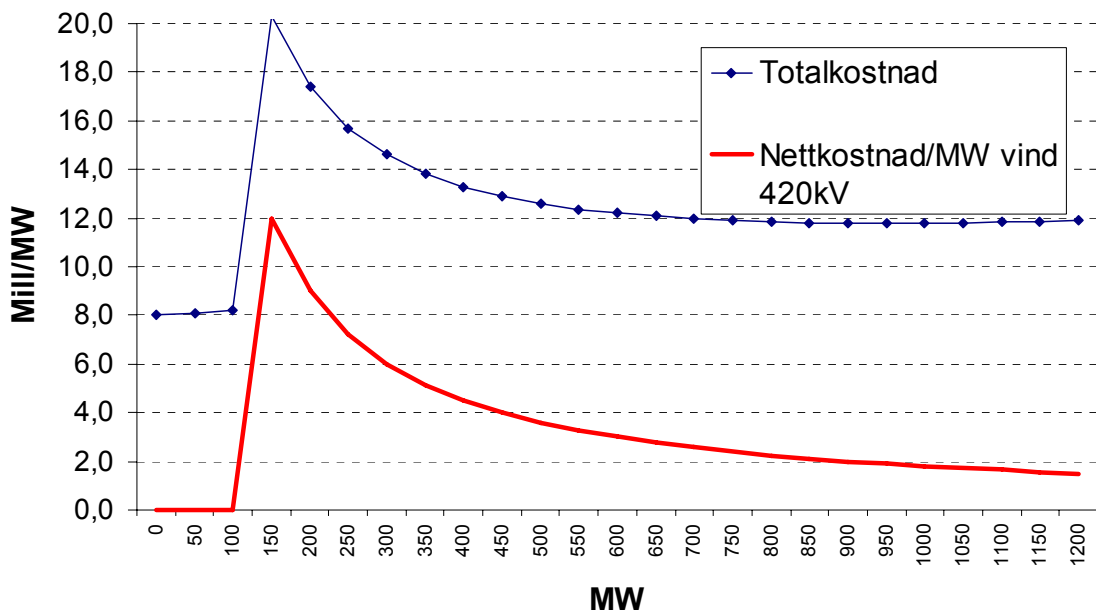
I prinsippet kan nettselskapet gjøre en vurdering av interessen for kraftutbygging i området eller be aktuelle investorer melde sin betalingsvilje for ny nettkapasitet. På bakgrunn av denne informasjonen kan nettselskapet vurdere hvorvidt en nettutbygging er lønnsom eller ikke.

Utfordringen i dette tilfelle er å få avslørt riktig betalingsvilje for å få riktig nivå for investeringene: produsentene har åpenbart incentiver til å melde om lavere betalingsvilje enn den faktiske, i håp om at andres betalingsvilje er stor nok til å utløse investeringen. I dette tilfelle kan resultatet bli altfor lite investeringer i nett (og dermed produksjon) fra samfunnsøkonomisk synspunkt.

## Koordinering mellom nett og produksjon som komplementære investeringer: Vindkraft i Finnmark

Vi skal se nærmere på et eksempel som tar utgangspunkt i planene om å bygge ut vindkraft i Finnmark.<sup>66</sup> Utgangspunktet er at Finnmark har gunstige vindforhold.

Figur 4.7      *Nettkostnader og totale kostnader ved utbygging av vindkraft i Finnmark*



Kilde: Statnett, ECON (2003c). Tallene i figuren er basert på 2003-data, og er ikke nødvendigvis representative for dagens situasjon.

Figur 4.7 viser kostnadene ved å bygge ut vindkraft i Finnmark når man tar hensyn til både investeringskostnaden for vindkraften og nødvendige investeringer i nettet. Dersom man begrenser utbyggingen av vindkraft til ca 100 MW er det *ikke* nødvendig å gjøre noe med nettet. Øker overføringsbehovet ut over det, er det nødvendig å gjøre investeringer i nettet. Det alternativet som framstår som mest aktuelt ved en større utbygging av vindkraft er å bygge en 420 kV linje. En slik linje koster anslagsvis 2 milliarder kroner. Figuren viser de økte nettkostnadene fordelt på det antall MW vindkraft som bygges ut (x-aksen). Vi ser at for eksempel kombinasjonen 200 MW vindkraft og 420 kV-linje blir meget dyr, regnet per MW. En nettinvestering på 2 milliarder er svært mye for å kunne bygge ut 100 MW ekstra vindkraft, og dette er åpenbart en svært uheldig kombinasjon.

I dette tilfellet vil den optimale løsningen være

- Enten å bygge ca 100 MW vindkraft og klare seg *uten* nettførsterkning, eller
- Å bygge ut større mengder vindkraft (mer enn 700 MW) og gjøre forsterkningen i nettet

<sup>66</sup> Se også ECON (2003c) og Statnett (2004) for nærmere analyser av Finnmarkscaset.

For å oppnå en ønsket løsning og spesielt for å unngå den uheldige mellomløsningen, er det *nødvendig med en form for koordinering av beslutningene*.

I dette tilfellet er det både ønskelig med koordinering mellom vindkraftutbyggerne internt og mellom vindkraftutbyggerne og netteieren. Koordineringen kan for eksempel skje gjennom konsesjonsprosesser og gjensidig forpliktende avtaler. Vindkraftutbyggerne ønsker neppe å bygge mye ut over grensen på 100 MW uten at de vet at nettet blir forsterket. TSOen vil på sin side ikke ønske å investere i nettet uten å vite at det faktisk kommer mye vindkraft.

Vi står her overfor *beslutninger som er gjensidig avhengige* – og slike beslutninger bør koordineres. Dette vil være tilfelle for mange produksjonsinvesteringer. Når det gjelder Finnmarks-caset, kan situasjonen kompliseres ytterligere av usikkerhet omkring framtidig petroleumsaktivitet i Nordområdene. Økt forbruk i regionen kan gjøre produksjonsinvesteringer lønnsomme uten ekspansjon av overføringskapasiteten.

Når produksjonskapasiteten skal ekspanderes er det samfunnsøkonomisk optimalt å vurdere ulike prosjekt ut fra de totale endringene i kostnader for *produksjon og nett*. Når disse beslutningene separeres, kan vi få unødvendig dyre totalløsninger.

## Mulige løsninger

### *Anleggsbidrag og omsettbare overføringsrettigheter*

Vi har i de foregående kapitlene drøftet noen sentrale samfunnsøkonomiske problemstillinger vedrørende ny kraftproduksjon som utløser nettinvesteringer. De viktigste konklusjonene er som følger:

- Først-til-mølla-problemet er bare et samfunnsøkonomisk problem i den grad det ikke finnes effektive økonomiske mekanismer for omallokering av kapasitet i det eksisterende nettet. Dersom slike mekanismer ikke lar seg utforme i praksis, gjenstår krav om spesifikke informasjonstiltak, utredningsarbeid og konsesjonsbehandling som mulige virkemidler for å sikre en best mulig allokering av kapasitet ex ante.
- Beslutninger om utbygging av ny overføringskapasitet og fordeling av nettkostnader ved produksjonsinvesteringer bør i størst mulig grad skje på grunnlag av økonomiske mekanismer. Anleggsbidrag og auksjoner er i prinsippet gode økonomiske virkemidler for å avsløre samlet betalingsvilje for nettinvesteringer fra ny kraftproduksjon. Et supplerende virkemiddel kan igjen være krav til informasjonstiltak fra nettselskapenes side, for eksempel i form av annonsering av mulige nettutbygginger dersom tilstrekkelige mengder ny produksjon melder seg. Informasjonstiltak kan også erstatte økonomiske virkemidler dersom auksjoner og lignende ikke lar seg benytte i praksis.
- Preinvesteringer – der det investeres i mer nettkapasitet enn det som er nødvendig for å betjene det marginale kraftverket for å ta høyde for mulige nye produksjonsprosjekter – reiser særskilte spørsmål. Det finnes i dag muligheter for å forskuttere anleggsbidrag og stille krav om at kunder som knytter seg til nettet senere, bidrar til å dekke en andel av det opprinnelige sanleggsbidraget. Dette gjelder for en periode på inntil 10 år fra første kunde (produsent) knyttes til nettet. Om dette er tilstrekkelig i alle tilfeller, er usikkert. Risikoen for første utbygger reduseres, men den fjernes ikke.

- Ønsket om samfunnsøkonomisk riktige prissignaler på lang sikt tilsier at nettselskapene blir forpliktet til å bruke anleggsbidrag overfor kraftproduksjon i størst mulig grad. Reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg inneholder et element av slik forpliktelse allerede, men dekker ikke alle relevante beslutningssituasjoner.
- Det er ikke nødvendigvis noe samfunnsøkonomisk problem at noen prosjekter må vente på netttadgang. Resonnementet om realopsjoner gjelder også her: Dersom det er genuin usikkerhet omkring verdien av ny overføringskapasitet, for eksempel som følge av usikkerhet om framtidig etterspørsel eller hvor mye ny produksjonskapasitet som vil komme et gitt sted, har det en samfunnsøkonomisk verdi å utsette utbyggingen.

Samtidig er det viktig å være klar over at nettselskapenes incentiver til å knytte ny produksjon til nettet og bruke anleggsbidrag avhenger av NVEs inntektsregulering, herunder mulighetene for å velte kostnader over i tariffene via kostnadsgrunnlaget og via modellene for effektivitetsmåling som ligger til grunn for nettselskapenes kostnadsnormer. Det faller utenfor rammen av denne rapporten å gjøre inngående drøftinger av mulige tiltak for å gi nettselskapene riktige incentiver, men vi vil likevel peke på at det kan være noen samspilleffekter som får effekt for virkemåten til det øvrige regelverket.

#### *Statnetts rolle og investeringsstrategi*

Statnett befinner seg et sted mellom forvaltning og forretning. Stortinget har i flere omganger behandlet Statnetts oppgaver som systemansvarlig nettselskap (se Innst.S. nr. 83, 2001-2002, og St.prp. nr. 100, 1990-91):

- å være ansvarlig for koordinering og daglig styring av hele det norske kraftsystemet.
- å drive sentralnettet, inklusive utenlandsforbindelser, så effektivt som mulig.

Statnett har dermed et overordnet ansvar for at kraftsystemet er i kortsiktig balanse og har tilfredsstillende kvalitet, og har også et ansvar for å utvikle sentralnettet på en hensiktsmessig måte. Statnett har dermed et residuelt ansvar for kraftsystemet: Systemansvarlig skal i siste instans sørge for at kraftsystemet fungerer på kort sikt, og varsle om langsiktige konsekvenser gitt alle de andre aktørenes disposisjoner.

Staten kan bruke sitt eierskap til å pålegge selskapet å gjennomføre investeringer basert på samfunnsøkonomiske kriterier. Et viktig spørsmål er hvordan kan Statnett sørge for at samfunnsøkonomisk mest lønnsomme investeringer (i produksjon, nett eller forbruk) gjennomføres. Statnett kan bare investere i nett (inklusive kabelforbindelser til utlandet), ikke i produksjonsanlegg. Statnett kan heller ikke pålegge noen markedsaktører å investere i produksjon, selv om investeringer i produksjon kan være billigere enn investeringer i nett. Statnett kan imidlertid forsøke å påvirke andre aktørers investeringsbeslutninger. Dette henger tett sammen med Statnetts egen investeringsstrategi.

Hvilken investeringsstrategi Statnett følger, har betydning for markedsaktørenes forventning om flaskehals, og vil dermed påvirke deres lokaliseringsbeslutning. I den ene enden av skalaen kan man i prinsippet tenke seg at Statnett følger en tilnærmet passiv investeringsstrategi, dvs. automatisk responderer på markedsaktørenes valg: Statnett investerer i nett for å unngå flaskehals. I et underskuddsområde betyr det at

hvis ingen markedsaktører investerer i produksjonsanlegg, utvider Statnett nettet inn til underskuddsområdet for å sørge for forsyningssikkerhet. Det kan lett lede til en suboptimal tilpasning: hvis Statnett velger å bygge ut nettet ut fra en *forventet* storutbygging av vindkraft, kan man få overinvesteringer i nettet hvis ikke utbyggingen kommer likevel. En slik investeringsfilosofi kan også føre til altfor store investeringer i produksjon (særlig i kombinasjon med sprangvise investeringer), slik at flaskehalsen snur (underskuddsområde har blitt til overskuddsområde). Hvis det gjennomføres store investeringer med påfølgende flaskehalsproblemer, er det riktignok samfunnsøkonomisk lønnsomt å utvide overføringskapasiteten etterpå. *Ex ante* ville imidlertid en mindre omfattende utbygging vært en bedre løsning, særlig i kombinasjon med utbygging andre steder i landet. Produsenten vil i dette tilfellet fatte en beslutning som skaper kostnader både i nett og produksjon, mens han selv bare betaler produksjonskostnadene – en investering i produksjonskapasitet utløser nettforsterkninger uten at produsenten som investerer må betale de økte nettkostnadene. Dette kan føre til at utbygginger som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomme blir gjennomført.

På den annen side kunne en tenke seg at Statnett følger en aktiv investeringsstrategi, der de identifiserer og definerer områder som trenger investeringer, og deretter går aktivt ut i markedet og annonserer etter prosjekter. På den måten kan man finne de samfunnsøkonomisk mest lønnsomme investeringene – enten i produksjon, nett eller forbruk.

En mer aktiv opptreden fra Statnetts side kan tenkes å reise spørsmål om selskapets nøytralitet, men etter vår vurdering er selskapets investeringsfilosofi en integrert del av systemansvaret, og er fundert på behovet for å finne de samfunnsøkonomisk riktige løsningene som minimerer kostnadene. Ingen av Statnetts disposisjoner, enten det gjelder generelle tariffregler, egne investeringer eller investerings signaler til markedsaktørene, er fullstendig nøytrale i en snever tolkning av ordet. En passiv eller ”reaktiv” investeringsfilosofi kan føre til for høye investeringer i nett og gal lokalisering av produksjon og forbruk, noe som er i direkte strid med energilovens formål – særlig med hensyn til miljø og kostnadseffektivitet. Statnetts handlinger de siste årene (jf. diskusjonen om vindkraft i Finnmark) går i økende grad retning av å innta en relativt aktiv rolle, og det er i tråd med våre anbefalinger.

### *Investeringsplikt*

Vi har så langt diskutert økonomiske virkemidler og Statnetts rolle i å sikre en effektiv koordinering av ny kraftproduksjon slik at de riktige nettinvesteringene blir gjennomført. I den grad disse virkemidlene ikke er tilstrekkelige, reises spørsmålet om det kan gjøres tiltak av juridisk karakter som bidrar til en effektiv koordinering og utbygging av nett for å sikre tilknytning av ny produksjon.<sup>67</sup> Et mulig virkemiddel i så måte er å innføre *investeringsplikt* på alle nettnivåer. Spørsmålet drøftes også i en rapport fra en arbeidsgruppe nedsatt av NVE (NVE, 2007). NVE peker blant annet på at nettselskapene i dag ikke kan pålegges verken å utrede eller søke konsesjon for konkrete nettprosjekter som selskapene ikke tar initiativ til selv. Dette gjelder selv om NVE vurderer at nettselskapene ”i utgangspunktet har en plikt til å knytte produsenter til nettet, men at det ikke foreligger en ubetinget plikt til å investere for å dekke den

---

<sup>67</sup> Det er lett å lage incentiver til investeringer som sådan, men det er ikke like enkelt å gi incentiver til riktige investeringer og koordinering. Jf. igjen ECON (2003a) og ECON et al. (2006).

kapasiteten som etterspørres”. Plikten gjelder alle nettnivåer, men den er altså ikke tilstrekkelig til å sikre at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer blir gjennomført, blant annet som følge av usikkerhet om hvordan nyinvesteringer vil påvirke framtidige inntektsrammer.

I sentralnettet er Statnett av Olje- og energidepartementet pålagt en plikt til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer i nett, men det er ikke tilfelle på lavere nettnivåer. En eventuell investeringsplikt må gjelde alle nettnivåer, selv om behovet i prinsippet er mindre på sentralnettnivå. Det er også klart at investeringsplikten ikke kan utformes som en mekanisk tilknytnings- og utbyggingsplikt, men at det må gjøres grundige vurderinger av så vel selskaper som NVE av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektene. Samfunnsøkonomisk ulønnsomme prosjekter må avslås.<sup>68</sup> Det viktige er at NVE får hjemmel til å kreve utredning og konsesjonssøknad for alternative prosjekter og påfølgende plikt til å investere dersom prosjektene i sum oppfyller samfunnsøkonomiske lønnsomhetskrav i tråd med energilovens formål.

En investeringsplikt er etter hva vi kan forstå beslektet med Eldirektivets paragraf om muligheter for å nekte nettilknytning av ny produksjon eller nytt forbruk.<sup>69</sup> Denne muligheten går sammen med en forpliktelse for netteier til å begrunne avslaget. Det er ikke eksplisitt at det hviler noen plikt for netteier til å påvise alternative løsninger som sikrer tilstrekkelig kapasitet, men med utgangspunkt i Eldirektivet vil det være nærliggende å føre resonnementet et skritt videre fram til investeringsplikt i utformingen beskrevet ovenfor.

En investeringsplikt reiser en del spørsmål knyttet til samspillet med den økonomiske reguleringen av nettselskapene. NVEs kalibrering av kostnadsnormene for nettselskapene for å sikre at forventet avkastning blir lik NVEs normalavkastning vil håndtere risikoen på bransjenivå, men det vil ventelig oppstå store forskjeller mellom nettselskaper i investeringsbehov. Da kan det bli aktuelt med individuelle inntektsrammejusteringer for å sikre at selskaper med store forpliktelser på grunn av ny produksjon kan oppnå en tilstrekkelig avkastning. Konsekvensene er vanskelige å overskue uten mer detaljerte analyser av den økonomiske reguleringen av nettselskapene.

En investeringsplikt vil være viktigst for investeringsbehov som utløses i det maskede nettet eller på høyere nettnivåer. Plikten er i mindre grad relevant for kundespesifikke anlegg. Disse kan best håndteres ved en kombinasjon av anleggsbidrag, reglene om produksjonsrelaterte nettanlegg og aktiv innsats fra nettselskapene til å identifisere mulige prosjekter som kan finansiere nettinvesteringer i fellesskap. Investeringsplikt kan imidlertid også tenkes å bidra til at andre koordineringsutfordringer løses. Det gjelder for eksempel dersom det er ønskelig å foreta pre-investeringer for å legge til

---

<sup>68</sup> Investeringsplikten må med andre ord ikke bli en plikt til å bygge bort alle flaskehalsen i nettet.

<sup>69</sup> Fra Eldirektiv II (Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2003/54/EF af 26. juni 2003 om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ophævelse af direktiv 96/92/EF): ”En transmissions- eller distributionssystemoperatør kan nægte adgang, hvis systemet ikke har den nødvendige kapacitet. Afslaget skal begrundes behørigt, særlig under hensyntagen til artikel 3. Medlemsstaterne sikrer, at transmissions- eller distributionssystemoperatøren i givet fald, og når der nægtes adgang, giver relevante oplysninger om de foranstaltninger, der vil være nødvendige for at styrke nettet. Den part, som anmoder om sådanne oplysninger, kan pålægges et rimeligt gebyr, som afspejler omkostningerne ved at fremlægge sådanne oplysninger.”



rette for økt produksjon senere, men der det er vanskelig å finne tilstrekkelig betalingsvilje fra ny kraftproduksjon i dag.

#### *Statnetts rolle på lavere nettnivåer*

Statnett har de siste årene økt sitt eierskap i sentralnettet og redusert det i regionalnettet. I kjølvannet av de regulatoriske utfordringene vi har drøftet, kan det stilles spørsmål om Statnett burde ha en mer omfattende rolle på lavere nettnivåer. Bjørndal et al. (1994) anbefaler en tonivåløsning for det norske nettet, med ansvar for Statnett ned til 22 kV (Hope, 2007, diskuterer også temaet). Det ville i praksis innebære at Statnett overtok det hele av dagens regionalnett. Imperfekt regulering av investeringer i regionalnettet er et åpenbart argument for at Statnett skal få en slik rolle, enten ved at hele regionalnettet inngår som en del av Statnetts systemansvar, eller ved at Statnett gis utvidet anledning og implisitt plikt til å investere i regionalnettet når det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Dette gjelder forutsatt at det ikke finnes økonomiske eller juridiske virkemidler som ivaretar de nødvendige hensynene. Som diskusjonen i de foregående avsnittene har vist, er det ingen enkle løsninger på reguleringsutfordringene. Det taler for en utvidet rolle for Statnett.

Det er imidlertid også åpenbare samfunnsøkonomiske ulemper ved en slik tonivåløsning. NVE (2007) peker blant annet på administrative begrensninger hos Statnett og uklare eier- og ansvarsforhold i regionalnettet. I et langsiktig perspektiv er selve nettorganiseringen likevel et viktig spørsmål, og vi anbefaler at utviklingen følges nøye.

### **4.3.6 Konklusjoner om samspill nett/produksjon**

Vi har ovenfor diskutert hvordan kortsiktige og langsiktige prissignaler i nettet påvirker incentivene til å investere i kraftproduksjon. Vi kan trekke følgende hovedkonklusjoner:

- Reglene er i stor utstrekning prinsipielt riktige. Utbyggere av ny kraftproduksjon blir i stor grad møtt med kostnadene de påfører nettet, og det er samfunnsøkonomisk riktig. Det er ikke mulig å lage generelle virkemidler (utover de som allerede er der) som gir bedre investeringssignaler uten at det samtidig får noen uheldige vridende virkninger. Det er mulig å gå lenger i retning av nodeprising (dvs. flere prisområder med mindre geografisk omfang), men det løser ikke de grunnleggende utfordringene knyttet til sprangvise investeringer.
- Regelverket fungerer antakelig bedre for større vannkraftutbygginger og andre storskala utbygginger som kan bære betydelige nettinvesteringer på egenhånd, ettersom koordineringsutfordringene da blir mindre. Særlig i tilfeller med mange små aktører (i forhold til aktuelle nettforsterkninger) kan det være vanskelig å få realisert samfunnsøkonomisk riktige nettutbygginger. Den marginale aktøren kan ha en begrenset betalingsvilje for en forsterkning, men gitt at det finnes flere andre aktuelle utbyggingsprosjekter som kan dra nytte av den samme forsterkningen. Utfordringen blir da å avdekke den samlede betalingsviljen for nettinvesteringen. Vi vil understreke at det samfunnsøkonomiske problemet ikke består i at aktørene blir møtt med krav om å dekke nettkostnader, men at det er eventuelle koordineringsproblemer som er utfordringen.
- Manglende koordinering mellom forbruk, produksjon og nett vil fortsatt være en utfordring, og er vanskelig å få til med generelle økonomiske virkemidler. Det kan være nødvendig med mer situasjonsspesifikke virkemidler. Anleggsbidrag og

nettbegrunnede innfasingstariffer er eksempler på det, men disse vil bare løse deler av utfordringene. Det er generelt ønskelig at nettselskapene har sterke incentiver til å velge de riktige tiltakene uavhengig av om det er nettinvesteringer, energieffektivisering eller produksjon (dvs. høy grad av normregulering), men det er viktig å unngå at vertikalt integrerte selskaper kan utnytte eventuelle svakheter i reguleringen til å subsidiere egne produksjonsprosjekter og drive andre former for strategisk tilpasning.

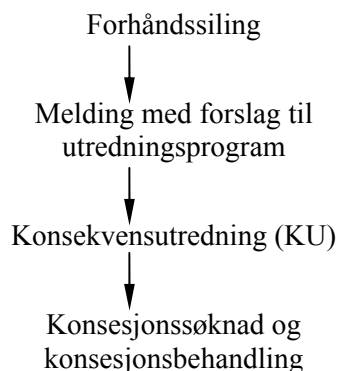
- Når det gjelder andre mål for kraftmarkedet enn effektiv ressursutnyttelse (for eksempel mer småskala og fornybar kraft), bør man fortsatt etterstrebe riktig lokalisering og samfunnsøkonomisk lønnsom utnyttelse av ressurser, gitt målene. Nettreguleringen og tariffregelverket bør ikke brukes til å fremme andre mål. Det bør i stedet være oppgaven for andre deler av rammeverket (støtte til nye fornybare osv.).

#### 4.4 Plan- og konsesjonssystemet

Utbygging av ny kraftproduksjon som kobles til høyspentnettet krever konsesjon etter energiloven,<sup>70</sup> og det kreves normalt også konsesjoner og forskjellige former for tillatelser i henhold til annet lovverk. Hvilke lover som kommer til anvendelse, avhenger delvis av hvilken produksjonsteknologi det er snakk om. I figuren nedenfor gir vi en oversikt over de viktigste trinnene i saksgangen. For en detaljert beskrivelse av systemet viser vi til Hammer (2007) og Rogstad (2007) og referansene der.

I figur 4.8 nedenfor har vi illustrert de ulike stadiene i saksbehandlingsprosessen for beslutninger omkring ny kapasitet for kraftproduksjon. Hvilke og hvor mange trinn et planlagt prosjekt må gå gjennom, er avhengig av energibærer og størrelse på prosjektet. Et større vannkraftprosjekt må gjennom samtlige stadier, mens et større gasskraftprosjekt slipper det første stadiet.

Figur 4.8      *Stadier i saksbehandlingsprosessen ved investeringer i ny kraftproduksjon*



*Det første stadiet* omfatter en siling av prosjekter ut fra om det er adgang til å søke om konsesjon for prosjektet eller ikke. Silingen har for vannkraftprosjekter blant annet skjedd gjennom Verneplan I-IV og Samlet plan for vassdrag: Prosjekter i *vassdrag* som er plassert i verneplanene, kan ikke konsesjonsbehandles, heller ikke *prosjekter* som er plassert i kategori II i Samlet plan. Det er da satt bom for prosjektet inntil videre. Er det derimot slik at prosjektet ikke berører vassdrag i verneplanene og er plassert i kategori I,

---

<sup>70</sup> Høyspentnettet er i denne sammenhengen definert som nett med spenningsnivå over 1 kV.

går prosessen videre til de neste trinnene.<sup>71</sup> Regelverket for Samlet plan er i endring blant annet som følge av forskjellige stortingsvedtak og implementering av EUs vanddirektiv, men det synes klart at en form for siling gjennom forvaltningsplaner fortsatt vil finne sted. Blant annet er det under utvikling regionale planer for så vel vindkraft som småskala vannkraft på fylkesnivå.<sup>72</sup> Andre former for siling kan for eksempel være politiske signaler om krav om CO<sub>2</sub>-håndtering i gasskraftverk, kommunale reguleringsplaner som legger restriksjoner på arealbruk.

*Det andre stadiet* omfatter melding av prosjektet til ansvarlige myndigheter. Plan- og bygningsloven pålegger utbyggere på et tidlig stadium å melde fra om at planleggingen av prosjektet er satt i gang og komme med forslag til program for konsekvensutredninger. Målet med melding er at myndigheter og andre berørte interesser tidlig skal få kjennskap til det planlagte prosjektet og kunne påvirke premissene for den videre planlegging og behandling.

*Det tredje stadiet* omfatter konsekvensutredningen: Det er i plan- og bygningsloven bestemmelser for hvilke tiltak som omfattes av plikten til konsekvensutredning. Det stilles også krav til hvilke forhold utredningen skal omfatte, til høring av utredningen og frister for høringsuttalelser. Det er også regler for hvem som er ansvarlig myndighet for behandling og godkjenning av utredningen.

*Det fjerde stadiet* omfatter innsending og behandling av søknad om konsesjoner/-tillatelser. Det må søkes om konsesjon eller tillatelse etter flere lover. Lovene regulerer hvilke krav som stilles til konsesjonssøknaden og hørings- og behandlingsrutiner, inkludert hvilken myndighet som fatter endelig vedtak i saken. Lovene fastsetter hvilke vilkår som kan stilles i konsesjonen, hvilket overordnet kriterium som gjelder for når konsesjon skal tildeles, hvor lang konsesjonsperioden er og hvilken adgang det er til å revidere konsesjonsvilkårene før konsesjonsperiodens utløp. For enkelte typer prosjekter er saksbehandlingen etter flere ulike lover parallell, mens for andre typer prosjekter følger konsesjonsbehandlingen etter ulike lover *etter hverandre*. Eventuelle anker til Olje- og energidepartementet eller andre instanser kan regnes som en del av konsesjonsbehandlingen.

---

<sup>71</sup> I forbindelse med Stortingets behandling av St.prp. nr. 75 (2003-2004) ble det vedtatt å åpne for konsesjonsbehandling av vannkraftprosjekter med installert effekt under 1 MW i vernede vassdrag.

<sup>72</sup> Miljøverndepartementet og Olje- og energidepartementet har pr. oktober 2007 på høring en veileder for regionale planer for vindkraft. Formålet er at planene skal være retningsgivende for kommunal og statlig planlegg og virksomhet i hvert fylke, og de skal styrke grunnlaget for helhetlig vurdering av søknader om vindkraftkonsesjoner og bidra til en mer effektiv og forutsigbar saksgang. De vil inngå i grunnlaget for NVEs konsesjonsbehandling, men selvsagt ikke erstatte den ordinære behandlingen av søknader etter energiloven og andre relevante lover. Det er usikkert hvordan slike planer vil fungere i praksis. Samlet plan for vannkraft har i hvert fall ikke vist seg å forenkle saksgangen nevneverdig, i hvert fall ikke i de kontroversielle sakene, som Øvre Otta (se ECON, 2000).

Tabell 4.5      *Relevante lover i konsesjonsbehandlingen av investeringer i ny kraftproduksjon*

	Vannkraft	Vindkraft	Gasskraft	Bioenergi
Plan- og bygningsloven	x	x	x	x
Energiloven	x	x	x	x
Industri-konsesjonsloven	Gjelder fallrettigheter der det kan bygges ut mer enn ca. 3 MW (4000 naturhestekrefter)			
Vannressursloven	NVE har fått delegert myndighet til å gi konsesjon til kraftverk under 10 MW  Gjelder i prinsippet alle verk, men en del mikro- (<0,1 MW) og minikraftverk (<1 MW) er unntatt			
Vassdragsreguleringsloven	Gjelder bare vannkraftverk med reguleringsanlegg (magasin), småkraftverk under 10 MW er vanligvis unntatt			
Forurensingsloven			x	

---

Kilde: Olje- og energidepartementet, Hammer (2007)

Plan- og konsesjonssystemet påvirker beslutningene om investeringer i ny kraftproduksjon på flere måter:

- Det kan settes grenser for hva slags investeringer som er tillatt og i hvilke geografiske områder.
- Det kan utformes vilkår for investeringer for å ivareta hensyn til miljø, tekniske systemkrav og andre forhold. Slike vilkår kan påføre utbygger kostnader ved at utformingen av kraftverkene må endres, eller det må gjøres forskjellige avbøtende tiltak.<sup>73</sup>
- Prosessene for å få konsesjon og andre nødvendige tillatelser kan påføre utbygger økonomiske kostnader knyttet til selve prosessene.
- Utfallet av prosessen er beheftet med usikkerhet, både med hensyn til tiden det tar å få behandlet saken, hva slags utfall saken får (ja eller nei til konsesjon) og hvilke vilkår som eventuelt blir stilt.

Nedenfor drøfter vi nærmere egenskapene til dagens regelverk.

#### **4.4.1 Plan- og konsesjonssystemet gjør det i prinsippet mulig å ta hensyn til alle relevante miljøvirkninger**

Søknad om konsesjon for bygging av kraftverk innebærer blant annet at det må gjennomføres konsekvensutredninger hvor miljøvirkninger står sentralt. Ulike

---

<sup>73</sup> Det kan også stilles vilkår til konsesjonærens organisasjon og kompetanse samt vilkår til den som eventuelt overlates driftsoppgaver fra konsesjonæren. Vi drøfter ikke disse bestemmelsene nærmere her.

myndigheter har vide fullmakter gjennom lover og forskrifter til å stille vilkår til ny kraftproduksjon for å ivareta miljøsensyn. Dette gjelder så vel kommuner og fylker som statlige etater og til syvende og sist regjering og Storting. Den samlede virkningen av regelverket kan oppsummeres i følgende punkter:

- Lokale miljøsensyn ivaretas gjennom plan- og bygningsloven samt NVEs konsesjonsbehandling. Også verdier av nasjonal og regional karakter (som for eksempel kulturminner) kan tas hensyn til i disse prosessene. I en del tilfeller vil også prosjekter være utelukket som følge av verneplaner. En gjennomgåelse av konsekvensutredningene i konkrete investeringsprosjekter (jf. også case-studiene fra SWECO Grøner) viser tydelig at en rekke forskjellige miljøvirkninger tas hensyn til (se listen under).
- Nasjonale og globale miljøsensyn knyttet til utslipp av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub> fra termisk kraftproduksjon håndteres ved søknad om utslippstillatelse i henhold til forurensingsloven, som håndheves av Statens Forurensingstilsyn.

I den grad regelverket har noen svakheter med hensyn til ivaretagelse av miljøvirkninger, kan det skyldes to forhold:

- Miljøvirkninger beskrives i stor detalj, men det skjer i mindre grad noen tallfesting av de forskjellige virkningene. Det er store forskjeller mellom prosjekter og teknologier med hensyn til miljøvirkninger, både positive og negative. Manglende tallfesting av virkningene kan føre til at en gjør gale avveininger mellom investeringsprosjekter.
- Forholdet mellom sentrale konsesjonsmyndigheter og planmyndighetenes kompetanse kan være uklart (jf. Rogstad, 2007, s. 23). Det kan i noen tilfeller skape betydelig usikkerhet om den praktiske gjennomførbarheten av investeringen. For eksempel kan sentrale konsesjonsmyndigheter gi konsesjon til investeringer som ikke er i samsvar med gjeldende kommunale planer. Det finnes ikke i dag noen automatiske prosedyrer for hvordan slike motstridende vedtak skal håndteres.

Det er uansett klart at energiloven på ingen måte utgjør noe hinder for at miljømål prioriteres. Snarere gir energiloven og det tilhørende rammeverket meget gode muligheter til å ivareta miljøsensyn på en systematisk måte, og på en måte som reflekterer samfunnets overordnede prioriteringer mellom miljø og andre mål. Om ivaretagelsen er optimal, hviler i stor grad på *håndhevelsen* av regelverket og i siste instans den politiske behandlingen av investeringene, ikke regelverket i seg selv.

I de åtte case-studiene som SWECO Grøner har gjort som underlag til denne utredningen, er følgende miljøvirkninger kommentert eller berørt i forbindelse med et eller flere av prosjektene:

- Næringsvirksomhet: Reindrift, beiting
- Fugleliv: Havørn, kongeørn, vandrefalk, sangsvaner (rødlistede arter), fossefall
- Topografi/flora: Villmark, våtmarksområder, lyngheier
- Fauna: Begroings- og bunndyrsamfunn
- Biologisk mangfold, sjeldent planteliv
- Kulturminner
- Friluftsliv, fiske, vilt

- Opplevelsesverdi av landskap

#### Boks 4.2      Miljøeffekter av ulike typer kraftproduksjon

*Vannkraft:* Det er gjennomført verdsetningsanalyser av flere prosjekter. Sist er det gjort en analyse for å dokumentere miljøkostnaden pr. kWh av et representativt, mindre opprustnings- og utvidelsesprosjekt. Effektene som ble tatt med var naturvern, kulturminner og friluftsliv/jakt/fiske. Studien viser store forskjeller mellom ulike prosjekter (i dette tilfelle delprosjekter i samme område), og antyder at miljøkostnadene (pr. kWh) er størst for små prosjekter.

*Vindkraft:* NVEs håndbok opererer med en miljøkostnad på 0,4-2 øre/kWh for vindkraft i Norge. Dette bygger på relativt gamle undersøkelser. To studier gjennomført sommeren 2002. Effektene som er tatt med er landskapsestetiske effekter, støy og effekter på dyreliv, og anslår miljøkostnadene til 30-112 øre/kWh! Stilt overfor alternativet import av kullkraft, avslørte imidlertid undersøkelsen en betalingsvilje (miljønytte) for vindkraft på 41-173 øre/kWh.

*Nettinvesteringer:* NVEs håndbok refererer her til en studie fra 2002 som kartlegger betalingsviljen for å erstatte en luftlinje med jordkabel i et område som blir brukt til rekreasjon, skole, bolig, kontor og forretningsområde (Abildsø i Oslo). Studien avslører en betalingsvilje på mellom 700 og 1400 kr/år pr. kilometer kabel. Det finnes også flere tilsvarende internasjonale studier.

*Bioenergi:* NVEs håndbok dekker her bare luftforurensninger. En norsk studie i ExternE-prosjektet anslår kostnadene som relativt lave, ca. 1,6 øre/kWh. Det er helsekostnader som følge av atmosfæriske utslipp som er de mest dominerende. (Netto CO<sub>2</sub>-utslipp er satt til null.)

*Gasskraft:* Nevnes heller ikke spesielt i NVEs håndbok. Her er det imidlertid effektene av utslipp til luft som dominerer, og kostnaden avhenger bl.a. av scenarier for global oppvarming.

Kilde: SWECO Grøner (2006)

### Verdsetting av miljøvirkninger

Boks 4.2 viser status for hvordan miljøvirkninger ivaretas innenfor NVEs regelverk i dag. Både internasjonalt og nasjonalt gjennomføres det omfattende studier for å kartlegge og ikke minst verdsette miljøvirkninger av kraftverksprosjekter, og det er utviklet en lang rekke metoder for slik verdsetting. Det er særlig vanskelig å verdsette subjektive verdier som landskapsopplevelse og effekter på friluftsliv av ulike inngrep. Det vil derfor være betydelig usikkerhet omkring disse anslagene.

Her skal vi nøye oss med å beskrive noen av hovedtypene av verdsettingsmetoder. Framstillingen bygger i sin helhet på en rapport SWECO Grøner har utarbeidet for NVE (SWECO Grøner, 2006).

*Skadefunksjonsmetoden:* Setter verdier på de eksterne kostnadene (miljøskadene), dvs. kostnader som påføres andre produsenter og/eller forbrukere, og som utbygges av prosjektet ikke bærer. Metoden beskrives i fem steg: Steg 1 er å beskrive utslippene fra prosjektet, Steg 2 er å beskrive påvirkningen av utslippet på det ytre miljø, Steg 3 er å

beregne endringer i effekter på miljøet, Steg 4 er å kartlegge konsekvensene av endringer i miljøet (dose-respons-funksjoner), og Steg 5 er den økonomiske verdsettingen av effektene.

I noen tilfeller er det en klar sammenheng mellom utslippene og de økonomiske konsekvensene, og man kan gå direkte fra Steg 1 til Steg 5. I andre tilfeller er det behov for å undersøke verdiene for de berørte partene nærmere.

*Måling av berørte individers preferanser:* Den samfunnsøkonomiske nytten av en miljøforbedring er de berørte partenes maksimale betalingsvilje for å oppnå den, uten at nyttenivået endres. Nyttverdien (betalingsviljen) kan knyttes til to verdier: Bruksverdi og ikke-bruksverdi. Bruksverdien er verdien av å bruke et område til for eksempel friluftsliv, mens ikke-bruksverdien kan deles i opsjonsverdi (mulighet for framtidig bruk), eksistensverdi (vissheten om at området med tilhørende dyreliv fins) og bevaringsverdi (at området vil være tilgjengelig for framtidige generasjoner).

For metoder som bygger på individers preferanser, skilles det mellom ”avslørte preferanser” (Revealed Preferences) og ”oppgitte preferanser” (Stated Preferences).

- Revealed Preferences (RP): preferansene avsløres implisitt gjennom atferd i relaterte markeder (transporttjenester, eiendomsmarked). Man kan også bruke indirekte metoder som for eksempel folkeavstemninger.
- Stated Preferences (SP): preferansene avsløres ved at individene blir bedt om å prioritere mellom ulike (hypotetiske) alternativer (Choice Experiments, der man velger mellom to alternativer, eller Contingent Ranking, der flere alternativer skal rangeres). Under disse hovedgruppene finnes det også ulike varianter av metoikkene. Den mest brukte verdsettingsmetoden, Contingent Valuation, er en indirekte SP-metode. Metoden går ut på å spørre respondentene om deres maksimale betalingsvilje/minste nødvendige kompensasjon for å få/unngå en endring i kvaliteten på et miljøgode.

I prinsippet kan undersøkelser fra ett område overføres til andre områder, men usikkerheten i anslagene vil i så fall øke.

*Beslutningstakeres/eksperters preferanser:* I stedet for å måle berørte parters preferanser, er det her representanter for interessegrupper og beslutningstakere sine preferanser som kartlegges.

Når det gjelder kraftverksprosjekter i Norge, kan mange av miljøeffektene verdsettes med utgangspunkt i tidligere studier, men for noen effekter eksisterer det ikke tidligere studier.

Miljøeffekter av fornybare energikilder er i større grad stedsspesifikke enn for eksempel effektene innen transportsektoren. ”Det vil derfor være ressurskrevende å framskaffe mange nok gode studier som skal til for å framskaffe tilfredsstillende robuste miljøkostnadsestimat til bruk i konsesjonsvurderingen av prosjekter med stedsspesifikke effekter.” Det anbefales derfor at man i første omgang konsentrerer seg om å utarbeide anslag for de viktigste miljøkostnadene knyttet til *nasjonale og regionale* planer for utbygging av nye anlegg for produksjon og overføring av elektrisitet. Det anbefales for eksempel å bruke Stated Preference (Contingent Valuation, CV, eller Choice Experiments) for verdsetting av miljøkonsekvensene for alternative måter å dekke kraftunderskuddet i for eksempel Midt-Norge.

#### 4.4.2 Kommunene gis mulighet til å ivareta lokale interesser

Plan- og konsesjonssystemet gir kommunene rikelige muligheter til å påvirke beslutninger om investeringer i kraftproduksjon ut fra lokale interesser, både indirekte via høringsuttalelser til andre myndighetsorganer og direkte via plan- og bygningsloven. Miljøhensyn står sentralt som beskrevet ovenfor, men plan- og konsesjonssystemet gir også kommunene mulighet til å vurdere arealbruken knyttet til kraftvirksomhet opp mot andre anvendelser (boliger, næringsvirksomhet, rekreasjonsområder osv.).

#### 4.4.3 Prosessene kan være lange, uforutsigbare og dyre

Plan- og konsesjonssystemet gir som vi har sett gode muligheter for å ivareta miljøhensyn og forskjellige lokale og nasjonale interesser. Dette har imidlertid også en kostnadsside:

- Antallet lokale og sentrale myndigheter som skal involveres i saksbehandlingen er høyt. Det er også mange lover og forskrifter som inngår i saksbehandlingen. Det fører i seg selv til betydelige prosesskostnader og relativt langvarige prosesser. *Kostnadene* forbundet med saksbehandlingen kan deles inn i tre hovedtyper:
  - Utbyggers kostnader til utredninger og analyser som kreves på de ulike stadiene av saksbehandlingsprosessen. Det omfatter både innkjøp av konsulenttenester og arbeidsinnsats fra utbyggeren.
  - Kostnader knyttet til offentlig saksbehandling i offentlige etater samt til innkjøp av utredninger når det offentlige dekker dette.
  - Offentlige og private høringsinstansers kostnader knyttet til å sette seg inn i saken og utarbeide høringsuttalelser på forskjellige trinn i prosessen.
- Det kan være flaskehals i saksbehandlingen som følge av manglende kapasitet hos de relevante myndighetene.
- Manglende politisk avklaring av motstridende hensyn kan føre til ytterligere forsinkelser, og bidrar dessuten til å gjøre utfallet av saksbehandlingen mer uforutsigbart. For eksempel ble konsesjonsbehandlingen av Naturkrafts gasskraftverk på Kollsnes og Kårstø og Industrikraft Midt-Norges prosjekt på Skogn først avsluttet etter at regjeringen Bondevik I hadde gått av som følge av kabinettspørsmål om de aktuelle sakene.<sup>74</sup>
- Håndteringen av forskjellige miljøvirkninger kan skje på en lite systematisk måte, og manglende tallfesting kan gjøre det vanskelig å etablere tilstrekkelig funderte konklusjoner (jf. også case-studiene i vedlegget). Her må det imidlertid påpekes at et slikt informasjonsproblem vil gjøre seg gjeldende nesten uansett, selv om det kanskje kan reduseres med et bedre kunnskapsgrunnlag.
- Generelt er det også et press i retning av å gjøre sakene enda mer kompliserte enn de er i dag, nettopp fordi investeringer i kraftproduksjon kan ha mange forskjellige miljøvirkninger og fordi lovverket er svært omfattende, slik at det finnes en arena for de fleste typer innspill.

I sum fører alle disse faktorene til at de forskjellige prosessene blir dyre og lite forutsigbare.

---

<sup>74</sup> At de aktuelle gasskraftverkene likevel ikke er blitt realisert, eller først er blitt besluttet bygget et antall år senere, skyldes primært kommersielle forhold.



Manglende effektivitet og forutsigbarhet i prosessene fører til at investorene påføres kostnader og risiko som i sin tur må kompenseres for at investeringene skal være lønnsomme. I den grad prosesskostnadene ikke kan gjenvinnes i markedet, vil det oppstå en risiko for underinvesteringer. Dette er mest problematisk for prosjekter med marginal lønnsomhet, som typisk vil være gasskraftprosjekter og fornybare prosjekter som vindkraft og bioenergi gitt dagens markedsforhold. For vannkraftprosjekter vil bildet være mer sammensatt. En del prosjekter har såpass god lønnsomhet at de kan bære betydelige prosesskostnader, mens andre er mer utsatt. Dette vises også i case-studiene referert i vedlegget.

Uansett blir utfallet at en risikerer at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer ikke blir gjennomført. Det er imidlertid vanskelig å anslå hvor mye produksjon det dreier seg om. Over tid vil det også kunne skje tilpasninger i markedet eller rammevilkår og politikk på andre måter. Manglende investeringer resulterer i høyere priser, som igjen fører til at prosjekter blir lønnsomme på tross av prosesskostnadene. Det er også sannsynlig at manglende investeringer fører til et politisk trykk på å effektivisere beslutningsprosessene og eventuelt gjøre nye prioriteringer mellom miljøhensyn og for eksempel forsyningssikkerhet. Det samfunnsøkonomiske tapet er i dette perspektivet begrenset til en utsettelse av investeringer. I tillegg kan utsettelsene få forretningsmessige konsekvenser for investorene. For eksempel kan en aktør ha sikret seg en gunstig gasskontrakt eller avtale om leveranser av vindmøller som det ikke blir mulig å utnytte på grunn av utsettelsen, noe som i verste fall kan medføre bedriftsøkonomiske tap og kanskje også samfunnsøkonomiske tap. De samlede samfunnsøkonomiske tapene kan bli betydelige i en periode, men de er likevel tidsbegrenset.

#### **4.4.4 Hjembfallsreglene stenger aktører ute og svekker incentivene til vedlikehold og investeringer i private verk**

Det finnes også elementer i konsesjonssystemet som kan fungere som inngangsbarrierer for nye aktører innen kraftproduksjon. Industrikonsesjonsloven stiller krav om hjemfall for vannkraftverk med mer enn 1/3 privat eierskap. Dette har til nå ikke vært til hinder for private investeringer i vannkraftproduksjon, verken historisk eller etter energiloven, jf. for eksempel byggingen av nye Tyin kraftverk. Private eiere har kunnet få konsesjon i en periode på 60 år, og det har også vært adgang til såkalt foregrepet hjemfall.<sup>75</sup> Foregrepet hjemfall har gjort det mulig for private eiere å få forlenget konsesjon eller adgang til å leie tilbake kraftverk når det har nærmet seg utløpet av den opprinnelige konsesjonstiden.

Med regjeringens provisoriske anordning fra august 2007 vil imidlertid private aktører være utelukket fra vannkraftkonsesjoner i framtiden, med unntak av småkraftverk under 4000 naturhesterkrefter (ca. 3 MW ifølge Olje- og energidepartementet, 2006). Ordningen med foregrepet hjemfall vil også bli fjernet. I utgangspunktet legges det opp til at private aktører skal kunne eie inntil 1/3 av vannkraftverk over 4000 naturhesterkrefter, men dette er ikke avklart ennå. Det er også foreløpig uklart om det blir mulighet for å leie kraftverk for kortere eller lengre perioder for andre enn offentlige aktører. I den grad private aktører har særlig kompetanse eller finansielle ressurser til å utvikle og drive vannkraftprosjekter eller har andre fortrinn, vil en slik utestengelse som det legges opp til, føre til samfunnsøkonomiske tap.

---

<sup>75</sup> NOU 2004:26 inneholder en grundig beskrivelse av regelverket for hjemfall.

Inngangsbarrierer med hensyn til investeringer er også generelt problematisk innenfor rammen av et markedsbasert kraftsystem. Hjemfall er et rammevilkår som ligger utenfor energiloven, men det kan altså ikke ses separat ettersom det påvirker den langsiktige utviklingen av markedet med hensyn til aktørmønster.

Problemet med inngangsbarrierer gjelder i dette tilfellet bare for vannkraft. Ettersom det er mulig for investorer å velge andre teknologier enn vannkraft, begrenses problemet. I den grad storskala vannkraftinvesteringer er uaktuelle i fremtiden, vil vi tro at eventuelle samfunnsøkonomiske tap knyttet til selve investeringene er tilnærmet neglisjerbare (det kan selvsagt være andre samfunnsøkonomiske gevinster og tap ved ordningen, men det faller utenfor problemstillingene vi drøfter i denne rapporten).

Et annet problem som den provisoriske anordningen medfører, er knyttet til opprusting og utvidelser i eksisterende kraftverk samt vedlikehold og reinvesteringer. Private eiere av vannkraftverk vil i utgangspunktet ikke ha incentiver til å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer når det nærmer seg hjemfall.<sup>76</sup> Dette er i utgangspunktet et tidsbegrenset tap inntil ny eier tar over, men utsettelsen er like fullt en reell samfunnsøkonomisk kostnad. Det er imidlertid mulig å redusere tapene ved å innføre andre typer virkemidler, for eksempel eksplisitte incentivkontrakter eller skatteincentiver for private eiere slik at nødvendig vedlikehold og kanskje O/U-prosjekter blir gjennomført (se ECON, 2002a, og NOU 2004:26 for en nærmere analyse av mulige virkemidler). Selv om de samfunnsøkonomiske tapene kan begrenses, kreves det altså regelverktilpasninger og administrative kostnader.

#### **4.4.5 Planprosessene utvikles over tid**

Det norske kraftsystemet er i ferd med å gjennomgå betydelige endringer på produksjonssiden. Pr. 2007 er ca. 99 prosent av produksjonskapasiteten vannkraft, men sammensetningen vil endres de nærmeste årene. Ca. 1 TWh vindkraft er allerede i drift, og en stor mengde prosjekter innen forskjellige teknologier (jf. beskrivelsen av investeringsplaner i kapittel 3). I tillegg kommer gasskraftverkene på Kårstø (i prøvedrift pr. oktober 2007) og Mongstad (under bygging med planlagt driftsstart i 2010).

Endringene i sammensetningen av produksjonsapparatet reflekteres også i konsesjons-systemet. Historisk har statlige og lokale myndigheter primært behandlet søknader om investeringer i vannkraftverk, som oftest av en betydelig størrelse (se ECgroup, 2007). Verken myndigheter eller markedsaktører har med andre ord opparbeidet betydelig erfaring med konsesjonsprosesser for andre teknologier.

Over tid er det grunn til å vente at konsesjonsprosessene for nye produksjonsteknologier forbedres og effektiviseres. Spesielt interessant i denne sammenhengen er NVEs initiativ for å samordne konsesjonsbehandlingen av vindkraftprosjekter i utvalgte regioner, som Midt-Norge, hvor behovet for å få prosessert søknadene er særlig stort på grunn av den regionale kraftsituasjonen, og Rogaland, hvor det foreligger mange søknader. Slik koordinert konsesjonsbehandling vil bidra til mer effektive beslutningsprosesser, både i forhold til lokale myndigheter og ved at eventuelle nettspørsmål kan identifiseres og håndteres på en effektiv måte.

---

<sup>76</sup> Det finnes en plikt til å overlevere hjemfalte kraftverk i en viss stand, men denne er neppe tilstrekkelig til å ivareta alle relevante samfunnsøkonomiske hensyn.

#### **4.4.6 Det er vanskelig å effektivisere prosessene vesentlig uten at det går på bekostning av miljøhensyn og viktige lokale hensyn**

Til tross for at det kan være ønskelig å redusere saksbehandlingstiden og kostnadene, vil vi påpeke at det er klare grenser for hvor store forenklinger som kan gjøres uten at det går på bekostning av lokale og nasjonale miljøhensyn og andre interesser. I den grad det er ønskelig at prosjekter behandles på mest mulig individuelt grunnlag – selv innenfor samme geografiske område eller samme teknologi – vil dessuten prosessene nødvendigvis kreve betydelig ressursbruk og tid.

Endringer kan selvsagt være ønskelige i den grad det er mulig å forbedre prosessene uten at det fører til en vesentlig svekkelse av ivaretagelsen av andre viktige hensyn. Vi kommer tilbake til behovet for endringer og konkrete forslag i kapittel 5 og 6.

#### **4.4.7 Oppsummering**

Vi kan oppsummere egenskapene til det gjeldende plan- og konsesjonssystemet i følgende punkter:

- Både lokale og globale miljøhensyn ivaretas gjennom så vel energiloven som andre lover. I en del tilfeller har manglende prioritering av hensyn og lange beslutningsprosesser åpenbart vært til hinder for investeringer. Særlig gjelder dette mulige investeringer i gasskraft. Forsinkelsene skyldes imidlertid primært manglende avklaringer på politisk nivå og ikke plan- og konsesjonssystemet i seg selv.
- Kravene om kraftsystemutredninger og energiutredninger, som er en del av rammeverket rundt energiloven, bidrar til å identifisere eventuelle utfordringer for forsyningssikkerheten og mulige løsninger i form av investeringer i overføringsnett, produksjon eller andre tiltak. Plansystemet innebærer ikke noen forpliktelser eller incentiver til å investere, men incentivene til å investere ivaretas gjennom markedsbaserte signaler for øvrig (kraftmarkedsdesign, støttesystemer osv.).
- Plan- og konsesjonssystemet har i seg selv ikke noen direkte innvirkning på hvorvidt kraftsystemet bygges ut på en kostnadseffektiv måte, men legger til rette for at de riktige prosjektene kan realiseres gitt kravene til miljø og andre hensyn.
- Det er en risiko for at investeringene blir unødvendig dyre og at saksbehandlingen eksponerer investorene for en ekstra risiko. Saksbehandlingen tar ofte lang tid, og utfallet kan være uforutsigbart. For høye kostnader og risiko kan føre til at samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer ikke blir gjennomført.

Plan- og konsesjonssystemet har med andre ord primært en rolle i å ivareta miljøhensyn samt andre arealbrukshensyn, men kan også bidra til koordinering mellom prosjekter, særlig gjennom å legge til rette for at informasjon om mulige investeringer kommer fram til aktørene. Prinsipielt gir systemet muligheter til å ivareta alle typer miljøhensyn, selv om det kan diskuteres om alle hensyn ivaretas på en tilstrekkelig god måte. Derimot er det grunn til å tro at hensyn til forsyningssikkerheten kan bli skadelidende. Det skyldes at planprosessene virker fordyrende på prosjektene og gjør det mer risikabelt å investere, og i noen tilfeller blir de nødvendige investeringene ikke gjennomført overhodet. Dette skaper et såkalt "NIMBY"-problem (Not In My Back Yard). Konsekvensen kan bli underinvesteringer på nasjonalt plan dersom det ikke

fattes vedtak på sentralt politisk nivå for å sikre at investeringer som er nødvendige for å opprettholde forsyningssikkerheten blir gjennomført.

Det er likevel vår vurdering at systemet vanskelig kan forenkles vesentlig uten at viktige hensyn blir skadelidende. Så vel kommuner som andre interessenter har fullstendig legitime interesser i å påvirke beslutningene om investeringer i kraftproduksjon. Vi kan heller ikke se at det kan bygges inn mekanismer i lovverk eller forskrifter som sikrer at en helt unngår koordineringsproblemer. Dette utelukker likevel ikke at det kan gjøres forbedringer som får prosessene til å gå smidigere og redusere kostnader og uforutsigbarhet for utbyggere. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 6.

## 4.5 Betydningen av politikk og samfunnsinteresser

Politikk og rammebetingelser gir viktige premisser for investeringer i ny kraftproduksjonskapasitet. Investorene må basere seg på forventinger om kostnads- og inntektsstrømmer over hele levetiden av prosjektet (typisk 20-30 år avhengig av teknologi). Politikk og rammebetingelser påvirker disse forventingene, ikke minst gjennom påvirkning på markedet. Derfor etterlyser markedsaktørene ofte langsiktighet og stabilitet i rammebetingelser og de politiske målsettinger. Usikkerhet kan føre til at prosjekter blir skrinlagt, eller at de blir utsatt. Uavklarte rammebetingelser vil for eksempel øke opsjonsverdien av å vente med en beslutning (se avsnitt 2.2.3).

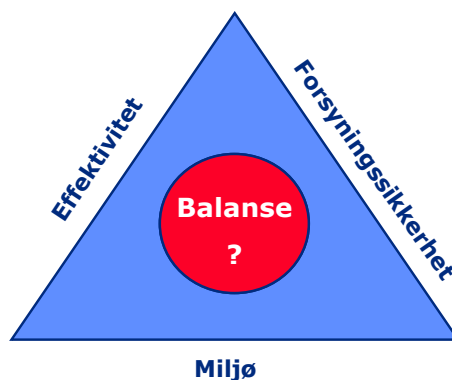
I tillegg til de regulerings- og markedsmessige rammebetingelsene, og de overordnede politiske signalene, kan investeringsbeslutninger påvirkes av ulike interessegrupper. Dette kan være næringsinteresser som for eksempel kraftkrevende industri, kommuner og lokalsamfunn, frivillige organisasjoner som miljøorganisasjoner, og media.

I dette avsnittet skal vi se nærmere på hvordan energipolitikken har utviklet seg siden innføringen av energiloven, og hvordan ulike samfunnsinteresser har påvirket utviklingen.

### 4.5.1 Overordnede politiske hensyn i energipolitikken

De viktigste målsettingene for energipolitikken er kostnadseffektivitet og forsyningssikkerhet. I tillegg kan man si at miljøpolitikken er så tett sammenvevd med energisektoren, at det er naturlig å inkludere miljø og bærekraftig utvikling som en integrert del av energipolitikken. Det innebærer at vi kan snakke om et energipolitisk triangel, jf. figur 4.9.

Figur 4.9 Det energipolitiske triangelet



Energipolitikken formes altså til dels i et spenningsforhold mellom ulike hensyn og målsettinger. De viktigste områdene for politikken under de tre hovedområdene er:

- Effektivitet/marked: Kostnadseffektive priser (på kort og lang sikt) og monopolregulering
- Forsyningssikkerhet: Markedsstabilitet og –robusthet, leveringstrygghet (nett og produksjon)
- Miljø: Naturvern, klimapolitikk, utslipp til luft og vann, kjernekraftsikkerhet

### **Det gjelder å balansere ulike hensyn**

Det behøver ikke å være motstrid mellom målene eller hensynene på de ulike politikkområdene. Trianglet illustrerer først og fremst at det kan være en utfordring å finne den rette balansen i politikken fordi det generelt er nødvendig å utforme en samlet politikk som tilgodeser flere hensyn.

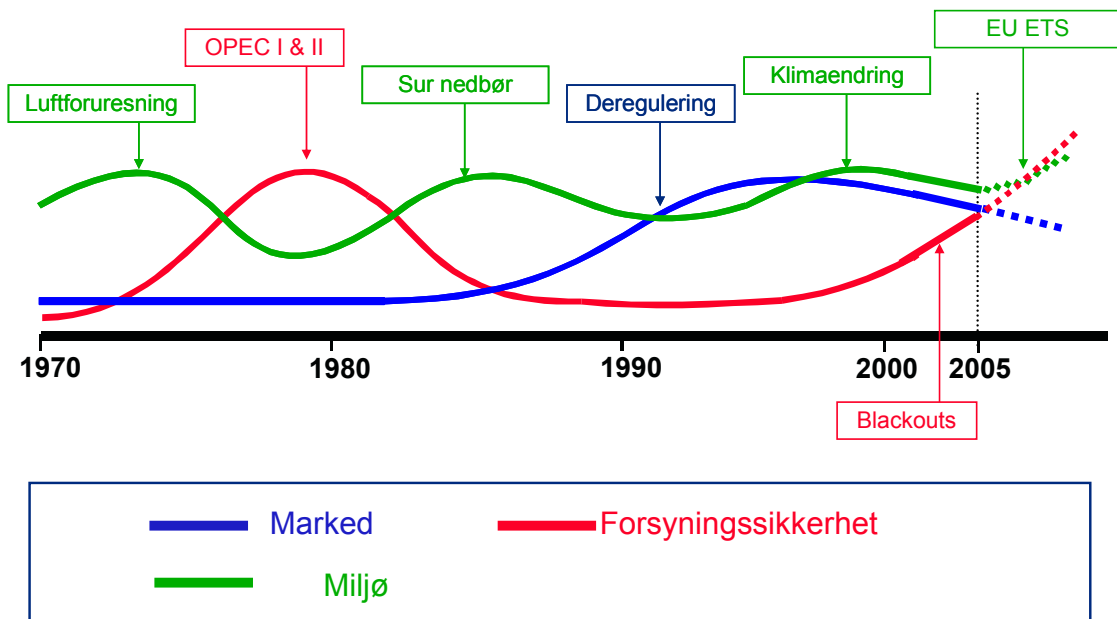
Støtte til fornybar kraftproduksjon gis for eksempel først og fremst ut fra miljøhensyn, men kan utformes på ulike måter (jf. avsnitt 4.2.1 og 4.2.3) som i varierende grad bidrar til å ivareta de andre hensynene. Det er for eksempel viktig å utforme fornybarpolitikken slik at forsyningssikkerheten ikke settes i fare, at det ikke gis uheldige investeringssignaler eller at prisdannelsen i markedet ikke forkludres. Dersom politikk og virkemidler ikke balanserer de ulike hensynene, vil det medføre unødvendig høye kostnader (ineffektivitet). Hvilken utforming av støtteordninger som er effektiv, kommer an på hvilke mål man har for politikken. (Har man for eksempel et overordnet mål om en bestemt mengde fornybar kraft, er det mest effektivt å ha støtteordninger som omfatter alle teknologier, men har man delmål om for eksempel en viss mengde vindkraft eller en bestemt lokalisering av kapasiteten, kan det være kostnadseffektivt å ha differensierte satser.)

### **Prioriteringer og krav endres over tid**

Det kan ikke forventes at energipolitikken vil finne fram til et ”likevektsleie” som definerer en ”evig” balanse. Det kommer av at virkeligheten, både når det gjelder internasjonale og nasjonale forhold og krav, utvikler seg dynamisk. Over tid vil det derfor variere hvilke hensyn og områder som står høyest i fokus i energipolitikken. På 90-tallet var det for eksempel liten grunn til bekymring om forsyningssikkerheten fordi nettet var godt utbygd og det var overskudd av produksjonskapasitet. Dermed var den energipolitiske agendaen i stor grad preget av miljøspørsmål og, i noe mindre grad, spørsmål omkring markedets effektivitet på kort sikt. Klimapolitikken er også et godt eksempel på hvordan nye utfordringer kommer opp på dagsorden og utfordrer balansen i politikken. På mange måter kan vi derfor si at energipolitikken utvikler seg i en dynamisk virkelighet, og at balansen beveger seg rundt i trianglet over tid.

Figur 4.10 illustrerer hvordan prioriteringene i energi- og miljøpolitikken har utviklet seg over tid. De stiplede linjene på slutten av figuren antyder usikkerheten i den videre utviklingen. Det er ingen tvil om at både forsyningssikkerhet og klima står høyt på dagsorden i dag. Hvilket hensyn som vil bli prioritert høyest framover, avhenger blant annet av i hvilken grad utfordringene forsterkes eller ikke.

Figur 4.10 Utvikling i energipolitikken over tid



Det er verdt å notere seg at mange av utfordringene er internasjonale eller i hvert fall felles for mange land. Betydningen av internasjonale avtaler, som for eksempel Kyoto-avtalen og ulike EU-direktiver, har økt i perioden. Norske politikere har derfor ikke full kontroll over de langsiktige premisene for politikk og rammebetingelser som påvirker vilkårene for investeringer i kraftproduksjon i Norge. Politikken i våre naboland er også viktige for utviklingen i markedspriser, både når det gjelder nivå og prissvingninger.

#### 4.5.2 Tilbakeblikk på utviklingen i energi- og miljøpolitikken

I dette avsnittet gir vi en kortfattet oversikt over utviklingen i energipolitikken de siste 10 årene med utgangspunkt i de Stortingsmeldinger som er publisert i perioden, men også med et øye til hendelser i markedet og omgivelsene som har påvirket utviklingen.

*1991: Energiloven trår i kraft*

*1997: Naturkraft får konsesjon til bygging av gasskraftverk*

I første halvdel av 90-tallet var forsyningssituasjonen god og kraftprisene lave. Ulike aktører jobbet likevel med planer om å bygge gasskraftverk i tilknytning til ilandføringsstedene fra Nordsjøen (Kollsnes ved Bergen, Kårstø ved Haugesund og Tjeldbergodden ved Kristiansund). Grunnlaget for disse planene var lave gasspriser og forbruksvekst som ga forventning om tilstramming av kraftbalansen mot slutten av 90-tallet. Planene var imidlertid omstridte fordi gasskraftverkene ville gi utslipp av CO<sub>2</sub> (og til dels NO<sub>x</sub>). (Kyoto-avtalen ble inngått i desember 1997.) Konsesjonene som ble gitt, ga ikke pålegg om CO<sub>2</sub>-rensing eller andre kostnader knyttet til utslipp av CO<sub>2</sub>, men åpnet for at slike pålegg kunne komme senere. Investeringsbeslutningen har latt vente på seg, men ett kraftverk er nå under bygging på Kårstø.

*1998: Nye fornybare kommer på dagsorden for fullt*

I St.meld.nr.29 (1998-1999) "Om energipolitikken mv." presiseres det at epoken for store vannkraftutbygginger i Norge er over, og at energipolitikken skal støtte opp omkring en ambisiøs miljøpolitikk. Økt produksjonskapasitet må baseres på nye

fornybare energikilder, og det anses nødvendig med en omlegging av energisystemet slik at deler av oppvarmingsbehovet dekkes av andre kilder enn elektrisitet. Dette legger grunnlaget for nye støtteordninger for nye fornybare energikilder og energispareprogram, og etter hvert for opprettelsen av Enova. Norge har ikke som mål å være selvforsynt med energi, men å utnytte handelsmulighetene med andre land. I meldingen fokuseres det også på at det nå må rettes større oppmerksomhet mot sikkerheten i kraftsystemet. Det varsles at nye gasskraftverk som søker konsesjon, vil få pålegg om CO<sub>2</sub>-rensing.

*1998: Hydro offentliggjør planer om bygging av et gasskraftverk med fullskala CO<sub>2</sub>-rensing og deponering*

Planene kommer i kjølvannet av St.meld. 29 (1998-1999) som slår fast at nye gasskraftverk vil få pålegg om CO<sub>2</sub>-rensing. Investeringsbeslutning må tas relativt raskt dersom planene skal kunne integreres med utbyggingsløsningen på Grane-feltet, der CO<sub>2</sub>-gassen er tenkt brukt som trykkstøtte. For å produsere tilstrekkelig CO<sub>2</sub> til dette formålet, må det bygges et relativt stort gasskraftverk. Nærmere bestemt jobbes det med planer om et verk med en kapasitet på 800 MW. Et såpass stort verk vil gjøre det mindre lønnsomt å etablere annen produksjonskapasitet på kort sikt. For Naturkraft skaper det dessuten økt usikkerhet om lignende renskrav vil bli pålagt Naturkrafts prosjekter.<sup>77</sup> Hydrokraft-prosjektet blir etter hvert skrinlagt, hovedsakelig pga. usikkerhet om teknologien og om man vil rekke å få en løsning på plass før Grane skal settes i produksjon, og fordi det er usikkerhet om verdien av CO<sub>2</sub> generelt.

*2000: Industrien tilbys nye kraftkontrakter på myndighetsbestemte vilkår, men de fleste takker nei. Naturkraft får utslippstillatelse for gasskraftverket på Kårstø.*

De kontraktene som tilbys i markedet oppleves som like attraktive som det myndighetene har å tilby. Resten av de myndighetsbestemte kontraktene går ut fram til 2011. De tradisjonelle kontraktene er i strid med ESAs regler for statsstøtte, men det diskuteres fortsatt om industrien kan gis kontrakter på særskilte vilkår mot å gjenytelser i form av systemtjenester.

I juni fikk Naturkraft utslippstillatelse fra SFT.

*2000: Industrikraft Midt-Norge får konsesjon til å bygge gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-utslipp på Skogn*

Verket skulle etter planen vært i drift i 2003 og i full drift i 2005, men endelig investeringsbeslutning er ennå ikke tatt. Stigende gasspriser og manglende avklaring om finansiering av gassrør fra Tjeldbergodden til Skogn har i tillegg til usikre rammebetingelser, bidratt til at investeringsbeslutningen stadig utsettes.

*2001: Tiden for de store vannkraftutbygginger er forbi – og bekymringen for forsyningssituasjonen øker. Klimapolitikken skal samordnes med EU.*

St.meld.nr.37 (2000-2001) ”Om vasskrafta og kraftbalansen mv.” satte en stopper for videre utbygging ved Saltfjellet/Svartisen, samtidig som Regjeringen redegjorde for Stortinget om at kraftbalansen var blitt betydelig strammere de siste årene, og at et

---

<sup>77</sup> Siden Norsk Hydro den gang også var deleier i Naturkraft, skapte prosjektet dessuten usikkerhet om Hydros intensjoner med Naturkraft.

tørrår ville kunne få alvorlige konsekvenser. Fokuset på sikkerhet og innfasing av nye fornybare energikilder ble forsterket.

St.meld.nr.54 (2000-2001) ”Norsk klimapolitikk” slår fast at Norge skal følge opp sine forpliktelser i henhold til Kyoto-protokollen, og arbeide for en videreføring av internasjonale forpliktelser etter 2012. Det legges til grunn at Kyoto-protokollen vil tre i kraft fra og med 2008, og at det vil være mulig å benytte de fleksible mekanismene som det åpnes for der. Norge legger også til grunn at vi skal delta i EUs ordninger med kvotehandling. Fram til da er CO<sub>2</sub>-avgifter og avtaler med industrien viktige virkemiddel for å holde CO<sub>2</sub>-utslippene nede, inntil et nasjonalt kvotemarked blir etablert.

St.meld.nr.15 (2001-2002) ”Tilleggsmelding til Norsk klimapolitikk” foreslår opprettelse av et nasjonalt kvotesystem fra og med 2005 og en rekke andre nasjonale tiltak. Det skal derfor utarbeides en strategi for konvertering fra oljefyring til ny fornybar energi, blant annet gjennom å stimulere til økt utnyttning av biomasse og metangass fra landbruket til energiformål. Begge meldingene legger stor vekt på satsing på teknologiutvikling, særlig knyttet til CO<sub>2</sub>-fri gasskraft.

*2002: Enova opprettes for å fremme miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon.*

Enova SF er et statsforetak som ble etablert i 2001 og var operativt fra og med 2002. Hovedformålet til Enova er å fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon. Enova forvalter et energifond som finansieres av årlige bevilgninger over statsbudsjettet og et påslag på nettariffen. Midlene skal bidra til samlet sett 10 TWh ny eller spart energi innen 2010, hvorav minimum 4 TWh skal komme fra vannbåren varme og minimum 3 TWh skal komme fra ny vindkraftproduksjon.

*2002/2003: Høstregnet uteblir og det er fare for kraftrasjonering våren 2003. Industrien reduserer sitt kraftforbruk.*

En relativt mild og våt vinter, og ikke minst tilpasninger i industrien, bidrar til at krisen kan avblåses, men kraftprisene når i januar og februar 2003 høyder man ikke før har opplevd. Reduksjonen i industriens kraftforbruk henger sammen med at planlagte omlegginger kan justeres slik at anlegg som skulle fases ut, fases ut tidligere, og nye anlegg kan utsettes en tid. I tillegg er verdensmarkedsprisene på industriens produkter relativt lave, slik at kostnadene for industrien ikke er så høye som de ellers kunne vært.

*2003: Strategi for å ta i bruk gass innenlands. Tørrårvinteren 2002/2003 setter forsyningssikkerheten på dagsorden, men få nye virkemidler foreslås.*

St.meld.nr.9 (2002-2003) ”Om innenlandsk bruk av naturgass mv.” legger fram en helhetlig strategi for bruk av gass. Det slås igjen fast at ”satsingen på gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering er et hovedelement i Regjeringens energipolitikk”. Det skal ikke gis støtte til gasstransport til konvensjonelle gasskraftverk.

St.meld.nr.18 (2003-2004) ”Om forsyningssikkerheten for strøm mv.” kom i kjølvannet av og som en respons på den tørre høsten og vinteren 2002/2003. Fokuset på forsyningssikkerhet forsterkes ytterligere, men i praksis lanseres det ikke nye, omfattende virkemidler. Det presiseres at Regjeringen baserer sin strategi på et velfungerende kraftmarked, og at det er krafthandel mellom landene. Det satses på en ny ordning for å stimulere til investeringer i infrastruktur for fjernvarme. Videre satses



det på opprustning av eksisterende vannkraftverk, i tillegg til småskala vannkraftverk, etablering av et felles marked for grønne sertifikat med Sverige, økt miljøvennlig bruk av gass innenlands og klargjøring av ansvaret til rasjoneringsmyndigheten og den systemansvarlige i svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS).

*2004: Fond for utvikling av CO<sub>2</sub>-fri gasskraftverksteknologi og planer om et felles marked for grønne sertifikater med Sverige.*

St.meld. nr. 47 (2003-2004) ”Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv.” som kom i august 2004, er en oppfølging av St.meld.nr.9. I meldinga gjøres det nærmere rede for hvilke virkemidler som skal benyttes for å ta i bruk gass innenlands, det opprettes et fond for utvikling av miljøvennlige gasskraftteknologier og det opprettes en innovasjonsvirksomhet. Videre presiseres det at det skal etableres et marked for pliktige grønne sertifikat, i samarbeid med Sverige, fra og med 2006. Det varsles at detaljene i sertifikatsystemet vil bli offentliggjort våren 2005.

*2005: Innføring av et nasjonalt kvotemarked for CO<sub>2</sub>-utslipp i industrien*

Norge innfører et nasjonalt kvotemarked for CO<sub>2</sub> som omfatter industri ”som i dag i liten grad har incentiver til å begrense disse utslippene”. Hensikten er å redusere utslippene fra prosessindustrien med 20 prosent innen 2007. Systemet omfatter oljeraffinerier, jern- og stålprodusenter og produsenter av sement, kalk, glass, glassfiber og keramiske produkter, samt kraftproduksjon. Systemet ligger nært opp til EUs kvotesystem. Foreløpig fungerer det norske kvotesystemet parallelt med kvotesystemet i EU, men det foregår forhandlinger om en integrasjon.

*2005: Flertall i Stortinget for å be Gassco koordinere konkrete drøftinger om gassrør til Grenland og Trøndelag*

Under behandlingen av Innovasjonsmeldinga kom det innspill om at spesielt gassrøret til Grenland kunne være mer lønnsomt enn forutsatt. Gassco ble derfor bedt om å undersøke det kommersielle grunnlaget for gassrør til Grenland og Skogn nærmere. Gassco sin rapport ble overlevert i desember 2005. Konklusjonen er at prosjekteringen av Grenlandsrøret fortsetter, og planene utvides til å omfatte grenrør til Agder og videreføring til Østfold og Vest-Sverige. Prosessen rundt gassrørledning til Skogn legges inntil videre på is fordi lønnsomheten er ”avhengig av Industrikraft Midt-Norges gasskraftverk, som er blitt forsinket i forhold til de opprinnelige planene”, heter det i pressemeldinga fra departementet. Samtidig kommer det fram at Statnett har beregnet at etablering av et gasskraftverk i Midt-Norge vil gjøre det mulig å redusere investeringer i kraftledningsnettet med inntil 1 mrd. kroner. Det er imidlertid Fræna som er den mest gunstige lokaliseringen av et gasskraftverk i Midt-Norge med hensyn på reduserte investeringer i kraftnettet. Etablering av et gasskraftverk i Grenland vil også redusere investeringskostnadene i nettet med tilsvarende beløp, men på noe lengre sikt (en 10-årsperiode).

2006: Forhandlingene om et felles sertifikatmarked bryter sammen – Regjeringen varsler ny ambisiøs fornybarpolitikk.

I slutten av februar 2006 ble det klart at forhandlingene om det lenge bebudete<sup>78</sup> felles markedet for grønne sertifikater, ikke førte fram. Etableringen av et slikt sertifikatmarked skulle sikre en teknologi- og lokaliseringsnøytral støtte til fornybar energi. Sverige har hatt en slik ordning siden 2004. I stedet varslet Regjeringen at det skal settes av 20 mrd. NOK i et fond som skal forvaltes av Enova. Avkastningen fra fondet skal bidra til realisering av 30 TWh økt fornybar energiproduksjon og energieffektivisering fra 2001 til 2016.

I forbindelse med framleggelsen av Statsbudsjettet høsten 2006 kom den konkrete utformingen av det nye støttesystemet på plass, med en differensiert såkalt feed in-tariff. Systemet går ut på at vindkraft, småskala vannkraft (inntil et visst samlet volum) og biobasert kraftvarmeproduksjon får en produksjonsstøtte for kraft som mates inn i kraftnettet. Satsene er differensiert slik at biomasse får en feed in-tariff på 10 øre/kWh, vindkraft 8 øre/kWh og småskala vannkraft 4 øre/kWh.

Figur 4.11 Viktige hendelser og utviklingstrekk i norsk energipolitikk siden 1995



Man kan gjøre flere observasjoner på bakgrunn av gjennomgangen over:

- Kraft- og energisektoren er en bransje som er viktig i politikken, og ikke minst har miljøutfordringene preget utviklingen på 90-tallet.
- Forsyningsikkerheten har også vært framtrødende, særlig i forbindelse med tørrårssituasjonene i 1996 og 2002/2003.
- I forhold til tidligere perioder har industripolitikk ikke spilt noen framtrødende rolle i utformingen.
- Til tross for det sterke fokuset på klima og miljø, har det tatt lang tid å utforme rammebetingelsene for ny kraftproduksjon.

Et annet framtrødende trekk er manglende avklaringer når det gjelder rammene for investeringer i gasskraft og fornybar kraft, og liten diskusjon rundt den langsiktige krafttilgangen.

<sup>78</sup> Daværende olje- og energiminister Einar Steensnæs varslet allerede i 2004 at alle vindkraftanlegg som ble bygd etter 1. januar 2004 skulle få rett til sertifikater.

Det som er blitt klarest slått fast i løpet av perioden, er at det vil bli vanskelig å bygge ut nye, store vannkraftanlegg. For de prosjektene som har fått konsesjon, har behandlingen tatt mange år. Sakene har som regel endt opp i Stortinget og prosjektene har i flere tilfeller blitt redusert (for eksempel Sauda og Øvre Otta). Flere gasskraftprosjekter er blitt lansert og konsesjonssøkt, men forventninger om teknologi for CO<sub>2</sub>-rensing/CO<sub>2</sub>-kvoter/CO<sub>2</sub>-injisering, i tillegg til usikkerhet omkring støtte til infrastrukturbygging og stigende gasspriser, har bidratt til at disse stadig har blitt skjøvet ut i tid.

Mange vindkraftprosjekter er meldt og har søkt konsesjon. Av de 23 prosjektene som har fått konsesjon, er 13 satt i drift og flere er under bygging. Hele 39 prosjekter har søkt og 56 prosjekter har meldt at de vil søke om konsesjon. Det ser altså ut til at vindkraftprosjektene kommer, men at det tar tid, bl.a. fordi flere konsesjoner er blitt påklagd. Inntrykket er også at det er økende lokal motstand mot vindkraftprosjektene, men vi har ikke tall for å underbygge dette.<sup>79</sup>

### 4.5.3 Betydningen av andre samfunnsinteresser

Prioriteringene i energipolitikken, utviklingen i rammebetingelsene og vilkårene for ny kraftproduksjon påvirkes også av andre forhold enn det vi kan kalle den overordnede energipolitikken. Dette kan både være interesser som målbæres av ulike interesseorganisasjoner lokalt og nasjonalt, eller områder der energisektoren berører andre overordnede politikkhensyn. Slike forhold kan være

- Sysselsettingshensyn
- Hensyn til bosettingsmønstre (for eksempel hjørnesteinsbedrifter)
- Lokale næringsinteresser
- Jordbruksinteresser, turisme, etc.
- Lokale lag og foreninger

Slike samfunnsinteresser påvirker vilkårene for ny kraftproduksjon både gjennom påvirkning av energipolitikken på overordnet nivå, og gjennom mobilisering (for eller mot) konkrete prosjekter. Ut over den generelle forsyningshensynet (elektrifisering av landet), er det liten tvil om at særlig miljøvernorganisasjoner og industriinteresser (knyttet til kraftkrevende industri) har hatt stor påvirkning på utviklingen av energipolitikken i Norge i et historisk perspektiv.

Både gjennomgangen av utviklingen i politikken og case-studiene viser at energipolitikken og etablering av energiproduksjon er et område det er stor oppmerksomhet om og fokus på. Oversikten over plan- og konsesjonsprosessene viser også at ulike lokale og nasjonale interesser har rikelig anledning til å komme med sine innspill i forbindelse med konkrete utbyggingsprosjekter. Det gjelder både nett og produksjon. Kommunale planprosesser har også sin plass og betydning i prosessene. Så kan man innvende at det kanskje er for mange hensyn som ivaretas, men det er kan man vanskelig mene er et problem i et demokratisk system. De mange interessene som berøres, og den generelle betydningen av energipolitiske problemstillinger, betyr at det er viktig og riktig at vi har konsesjonsprosesser som veier ulike hensyn – målbare og

---

<sup>79</sup> Ifølge daværende olje- og energiminister Odd Roger Enoksen, uttrykte de fleste epostene han fikk fra personer i Møre og Romsdal seg om motstand mot planlagte vindkraftprosjekter (foredrag på Energirikes konferanse i Haugesund 6. august 2006).

ikke målbare – og politikere som tar et ansvar for de overordnede prioriteringene og avveiningene.

#### 4.5.4 Forventningen om rammebetingelser/støtteordninger framover

De viktigste rammebetingelsene for norsk energi- og miljøpolitikk bestemmes i økende grad internasjonalt. Det gjelder naturligvis særlig gjennom Direktiver fra EU som dels påvirker oss gjennom markedet og dels gjennom EØS-avtalen, men også gjennom internasjonale klimaforpliktelser. Imidlertid gir utviklingen på disse internasjonale arenaene i stor grad bare rammer for *virkemiddelbruken* her hjemme – særlig i forhold til implementeringen av EU-direktivene gis hvert enkelt land ganske stor handlefrihet når det gjelder virkemiddelbruken. Siden Norge står utenfor EU, omfattes vi heller ikke alltid direkte av byrdefordelingsnøkklene som utformes mellom EU-landene, for eksempel når det gjelder tildelingen av utslippskvoter innenfor EU ETS (kvotehandels-systemet) og utbyggingen av fornybar energi.

Prisutviklingen på kraft i Norge og Norden påvirkes imidlertid i høyeste grad av EUs politikk, og av hvorvidt det kommer en videreføring av Kyoto-avtalen internasjonalt. Det er stor usikkerhet om utviklingen. Da ECON i samarbeid med en rekke nordiske og europeiske aktører lagde sitt siste scenarioprojekt for utviklingen i kraft- og gassmarkedene i Europa i 2005, var mange av de viktigste usikkerhetsmomentene knyttet til politiske faktorer. De viktigste drivkreftene som ble identifisert som drivere for scenariene var:

- Klimapolitikken (høy/lav kostnad)
- Forsyningssikkerheten (nasjonalt vs. koordinert politikk)
- Fornybarpolitikken
- Brenselsprisutviklingen (olje, kull)
- Utviklingen i gassmarkedet (oljeprisindeksing/markedsbaserte priser)
- Utviklingen i verdensøkonomien

Framtiden formes med andre ord i et samspill mellom markedsmessige og politiske forhold. Det er også et viktig moment at ulike markeder påvirker hverandre, markedsutvikling påvirker politikken og omvendt, og ulike politiske mål og virkemidler påvirker hverandre. Det er altså en rekke forhold og kompliserte sammenhenger som bestemmer de langsiktige kostnads- og prisforholdene. Dette er sammenhenger og usikkerhetsmomenter som markedsaktørene må forholde seg til.

For å illustrere de ulike usikkerhetsmomentene, gir vi nedenfor en oversikt over viktige usikkerhetsmomenter for utviklingen i kraftprisen i Norge framover. Listen er hentet fra drøftingen av ned- og oppsidepotensialer for kraftprisprognoser som ECON utarbeider for ulike markedsaktører med ujevne, men relativt hyppige mellomrom. Listen og diskusjonene rundt de ulike punktene burde derfor gi en god illustrasjon av hvor komplisert det er å forutsi prisutviklingen og hvordan ulike markedsmessige og politiske forhold spiller inn.

Utgangspunktet er at vi på lang sikt antar at prisnivået bestemmes av fulle kostnader for ny kapasitet. For at en investor skal finne det interessant å investere i et nytt kraftverk, må han forvente å få kostnadene sine dekket gjennom inntekter fra markedet og/eller støtteordninger. Avhengig av utbyggingen av fornybar kraft, veksten i forbruket og

kostnadene ved import, antar vi at det før eller senere vil bli lønnsomt å investere i ny ”kommersiell” kapasitet. Videre antar vi at det er gasskraft som er den rimeligste alternativet for slik kapasitet. Det langsiktige prisnivået bestemmes derfor av forventninger om investeringskostnadene, driftskostnader, brenselkostnader (gasspris) og eventuelle avgifter (inkludert kvotekostnader). Tidspunktet for når markedet når dette likevektsleiet avhenger av dagens prisnivå og markedssituasjon, og hvilket utviklingsforløp man forventer i de ulike variablene. På bakgrunn av dette kan man konstruere en prisbane 20-30 år fram som kan betraktes som et best guess for prisutviklingen.

En investor må i tillegg forholde seg til usikkerheten i anslagene. Usikkerheten påvirkes av følgende forhold:

#### *Brenselpriser og andre kostnader knyttet til investeringer i kraftverk*

Gassprisen kan utgjøre en oppside så vel som en nedside. Høyere gasspris gir høyere kraftpris på lang sikt. Det er stor usikkerhet om utviklingen i det europeiske kraftmarkedet og hvordan konkurransen i et eventuelt liberalisert gassmarked på Kontinentet vil virke. Sterk gass-til-gass-konkurransen kan gi lavere priser, mens et oligopolmarked kan gi høyere priser. Alternativt kan gassprisen fortsatt bli knyttet til oljeprisutviklingen, og dermed vil prisutviklingen bestemmes av usikkerheten i oljeprisen.

I tillegg til gassprisen er det usikkerhet rundt andre kostnader (investeringskostnad, avkastningskrav, osv.) knyttet til bygging av gasskraftverk. For eksempel påvirkes kostnadene av lokaliseringen av verkene. Dersom det blir en sterk økning i utbygging av gasskraft i Norge, kan det hende at ny kapasitet lokaliseres stadig lenger fra ilandføringsstedene, slik at rørledningskapasiteten etter hvert må økes.

Krav om CO<sub>2</sub>-rensing i nye gasskraftverk vil det også medføre økte kostnader dersom myndighetene ikke bærer disse kostnadene.

#### *Markedet for CO<sub>2</sub>-kvoter*

Den største usikkerheten for utviklingen i kraftprisen, i tillegg til brenselprisutviklingen, er knyttet til utviklingen i kvotemarkedet for CO<sub>2</sub>-utslipp. Foreløpig er det fastsatt kvoter for perioden 2008-2012. Intensjonen er at handelsregimet skal videreføres etter Kyoto-perioden fra 2013, men en rekke av premisene for denne perioden er ennå ikke klarlagt.

Kvotemarkedet er et nytt marked som har vist sterkt svingende priser. Det er en grunn til at det er vanskelig å forutsi prisutviklingen. Kvoteprisene er dessuten følsomme for utviklingen prisforholdet mellom kull og gass, men også for utviklingen i andre fundamentale forhold i kraftmarkedet som tilsig, temperaturer og industrietterspørsel. På lang sikt er utviklingen i de internasjonale klimaforhandlingene og import av kvoter fra utviklingsland en viktig usikkerhetsfaktor.

Kvotepreisene er viktigere for prisforventningene på kort sikt fordi det ofte (i mange timer) er kostnadene for kullkraft som bestemmer prisene på kort sikt. På lengre sikt, dersom gasskraftkostnadene blir prissettende, slik vi har antatt, vil karbonkostnadene spille en mindre rolle. Det kommer av at gasskraft er mindre CO<sub>2</sub>-intensiv enn kullkraft. CO<sub>2</sub>-prisene og tildelingen av gratiskvoter er imidlertid viktige for konkurranseflaten mellom kull og gass, og også for de samlede kostnadene for ny gasskraft.

### *Utbygging av fornybar kraft*

Det er usikkert om det bygges ut så mye fornybar kraft som de politiske målsettingene tilsier. Av erfaring vet vi at politiske mål ikke alltid nås, blant annet fordi de endres over tid av skiftende regjeringer, eller fordi virkemidlene ikke er sterke nok. Når det gjelder utbygging av fornybar kraft, ser vi også tendenser til at den lokale motstanden øker. Dersom målsettingene for fornybar kraftproduksjon innfris, kommer ikke prisene opp i det prisnivået som skal til for at ny gasskraft skal bli lønnsom i et 20-årsperspektiv. Dette innebærer at usikkerheten omkring støtteordningene for fornybar kraft ikke bare påvirker vilkårene for å investere i fornybar kraftproduksjon, men skaper stor usikkerhet for investeringer i ”kommersiell” kraftproduksjon. Dersom støtteordningene forbedres, kan det rive vekk markedsgrunnlaget for konvensjonell kapasitet, og dersom støtteordningene viser seg å være for dårlige, risikerer vi å ikke få investeringer i fornybare energikilder heller.

### *Forbruksutvikling*

Sterkere forbruksutvikling vil gi en raskere prisstigning opp mot langsiktig grensekostnad for gass i Norden. Prognoser for forbruksutviklingen bygger på historiske sammenhenger mellom forbruk, priser og BNP-vekst (elastisiteter), sammen med antagelser om utviklingen i fjernvarme og energisparing. Dersom tiltakene for å bremse veksten i kraftforbruket ikke virker, eller BNP-veksten blir høyere, tilsier det en sterkere forbruksvekst. Strukturendringer i økonomien spiller også en viktig rolle, og er vanskelig å forutse. En omlegging av rammebetingelsene for kraftkrevende industri, særlig i Norge, kan gi et forbrukssjokk i markedet. Dette representerer en viktig nedside for kraftprisen, som også påvirkes av politikk.

Det er for tidlig å ha noen klar formening om langtidseffektene av de siste årenes høye kraftpriser på forbruket i kraftintensiv industri. Vinteren 2002/2003 og til dels høsten 2006 så vi en reduksjon i kraftforbruket i denne sektoren. Noe av årsaken var tidligere nedstenging av anlegg som uansett skulle stenge. I mars 2007 var forbruket i kraftintensiv industri på samme nivå som i perioden før prisene skjøt i været i begynnelsen av 2006.

På den annen side kan nye store prosjekter, for eksempel elektrifisering av oljeinstallasjonene i Nordsjøen ved hjelp av elektrisitet fra land, føre til en sterkere forbruksvekst. Dette er også forhold som til en viss grad påvirkes av politikk.

### *Valutakursutvikling*

På mellomlang sikt er kraftprisen i Norden i stor grad influert av kostnadene i danske kullkraftverk. Det betyr at en sterkere norsk krone gir lavere kraftpriser i Norge, mens en svekkelse av den norske krona gir høyere kraftpriser i Norge. Dersom det er større sannsynlighet for at krona svekkes enn at den styrkes ytterligere (mot DKK), representerer dette en oppside for prisene på mellomlang sikt. På lang sikt bestemmes gjennomsnittsprisene av kostnadene ved gasskraft i Norge, og da er det dollarkursen som er viktigst for kostnadene i NOK.

### *Mulige klimaendringer*

Endelig er det viktig å påpeke usikkerheten om eventuelle klimaendringer. Det er flere som mener at vi allerede har fått et våtere og mildere klima. Det vil gi større vannkraftproduksjon og lavere etterspørsel og representerer således en nedside i prisene i prognoseperioden. Dersom tilsig og temperatur de neste årene blir som gjennomsnittet

fra de siste 15 årene, innebærer det at kraftmarkedet blir om lag 9 TWh slakkere enn om vi legger en lengre tidsperiode til grunn (eksempelvis tilsig i Sverige, som er basert på perioden 1950 til 2001).

#### *Markedsmakt*

Etter vår vurdering representerer strategisk atferd blant produsentene både i Norden og på Kontinentet en oppside. Vi tror det er mer sannsynlig at man vil få priser som pga. markedsmakt heves over marginalkostnad enn at man vil se et marked med fullkommen konkurranse. Dette gjelder først og fremst for det nordeuropeiske markedet, men kan også bli et problem i den nordiske markedet dersom markedskonsentrasjonen øker. Størst effekt får man naturligvis med strategisk atferd begge steder. I tillegg til å heve det generelle prisnivået, vil markedsmakt sannsynligvis gi større prisvariasjoner både mellom sesonger og over døgnet enn en frikonkurransetilpasning.

#### *”Ikke-optimal” investeringsatferd*

Som vi har vært inne på tidligere, er det slett ikke utenkelig at nye kraftverk ikke blir bygd selv om forventninger prisnivå og støtteordninger tilsier at det er lønnsomt. De politiske rammebetingelsene må også ligge til rette for at investeringer skal realiseres, og usikkerheten om framtidige rammebetingelser spiller en viktig rolle. Slike realopsjoner representerer en oppside for kraftprisprognosen.

Gjennomgangen viser at

- Politiske prioriteringer, målsettinger og virkemidler påvirker prisutviklingen og vilkårene for å investere i ny kraftverkskapasitet
- Det er stor usikkerhet knyttet til politiske og markedsmessige forhold
- Politiske prioriteringer, virkemidler og målsettinger endrer seg over tid
- De politiske prioriteringene bestemmes i økende grad internasjonalt
- Utformingen av viktige premisser og virkemidler som påvirker vilkårene for ny kraftproduksjon, gjøres fremdeles nasjonalt

## 5 Tre utfordringer til energiloven

Vi har i de foregående kapitlene beskrevet hvordan energiloven har påvirket investeringene i den norske kraftsektoren historisk, og analysert i detalj hvordan regelverket fungerer både isolert og i samspill med andre rammevilkår, som støtteordninger for fornybar energi, skattesystemet og plan- og bygningsloven. I dette kapitlet vender vi blikket framover og ser på hvilke utfordringer energiloven må kunne håndtere i framtiden. Det danner grunnlaget for forslagene til endringer som vi presenterer i kapittel 6.

### 5.1 Koordineringen mellom nett, produksjon og forbruk må styrkes

#### 5.1.1 Koordinering av (småskala-)investeringer i et område

Det at produsenter må betale for nettanlegg som deres investering utløser er *ikke* et problem fra samfunnsøkonomisk synspunkt. Det er imidlertid et problem dersom manglende koordinering mellom potensielle investorer (spesielt småskalainvestorer) og nettselskapet hindrer samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer.

Utfordringen er å løse gratispassasjerproblemet. I dag kjenner ikke nettselskapet nødvendigvis alle planene for potensielle investeringer i et område før konsesjonssøknaden er sendt. Dette medfører stor usikkerhet om anleggsbidraget som hver enkelt investor må betale og om framtidige innmatingstariffer i området.

Nettselskapene er allerede forpliktet til å utarbeide lokale energiutredninger og regionale kraftsystemutredninger årlig, men utredningene kan få en større koordinerende funksjon. Utredningene bør brukes systematisk for å kartlegge potensielle investeringer i produksjon (og forbruk), og deretter brukes som grunnlag for å utrede det *samlede* behovet for nettinvesteringer. Tilsvarende, når noen investorer offentliggjør investeringsplaner og søker om konsesjon, kan nettselskapet oppfordre andre i samme område om å melde om sine planer og søke konsesjon samtidig, slik at det er mulig å planlegge nettinvesteringer i sammenheng. (En utfordring vil likevel være å vurdere hvorvidt alle investeringsplaner som framkommer på denne måten er like reelle.) På den måten kan nettselskapet bidra til å danne et "spleiselag" for anleggsbidraget til nettutvidelsen og ha et bedre grunnlag til å anslå framtidige innmatingstariffer, noe som igjen reduserer usikkerheten til investorene. Et slikt tiltak kan også bidra til at utbyggere kommer i dialog med nettselskapet tidligere.

Også nettselskapet kan bidra i spleiselaget gjennom å betale for sine reinvesteringskostnader (som ville funnet sted uansett, men som nå kanskje skjer tidligere enn strengt tatt nødvendig). Slike nettinvesteringer som tar høyde for framtidig produksjonsutvidelse premieres ikke nødvendigvis i dagens ordning for nettregulering. Videreutvikling av reguleringsmodellen, særlig modellene for effektivitetsmålinger som ligger til grunn for nettselskapenes kostnadsnorm, er imidlertid et tema NVE arbeider med, delvis i samarbeid med nettselskaper og bransjeorganisasjoner. Det er derfor grunn til å tro at man vil komme nærmere på en løsning på slike problemer, særlig dersom de viser seg å være omfattende. Nettreguleringen er ikke en statisk størrelse.



Det er også betimelig å trekke forbrukere inn i spleiselaget. I case-studiene har vi et eksempel der det ble lønnsomt å gjennomføre en investering i produksjonskapasitet (som isolert sett var bedriftsøkonomisk ulønnsom når man tok hensyn til nettkostnadene) når forbruket i området økte. Økt forbruk (nytt hyttefelt) betydde høyere betalingsvilje for nettutvidelsen, og forbrukere var med på å dekke nettkostnadene.

### 5.1.2 Vertikal integrasjon og strategisk atferd

Vi har de siste årene sett at mengden produksjon som knyttes til lavere nettnivåer øker. Samtidig blir de regionale kraftsituasjonene stadig mer komplekse, med betydelige overskudd i noen regioner og underskudd i andre. Den norske kraftsektoren er dominert av store regionale aktører med både produksjon og distribusjons- og regionalnett, og flere har også etablert virksomhet innen fjernvarme og naturgass.

Det er etter vår vurdering viktig å overvåke utviklingen med hensyn til integrasjon mellom nett og produksjon også i Norge. NVEs netregulering går i en retning hvor inntektene blir stadig mer uavhengig av kostnadene. Det er prinsipielt viktig, ettersom det reduserer risikoen for direkte kryssubsidiering av produksjon via nettet. Det kan imidlertid også oppstå risiko for andre former for strategisk atferd, for eksempel ved at integrerte selskaper utnytter informasjonsfortrinn om regionale kraftsituasjoner til å sikre seg nettadgang og tilgang på produksjonsprosjekter på en måte som gir samfunnsøkonomiske tap. I så fall vil vertikal integrasjon over tid kunne fungere som en nettbetinget inngangsbarriere knyttet til informasjonsfortrinn.

En annen risiko ligger i muligheten for å la være å investere i nett for på den måten å øke verdien av egen produksjonskapasitet (øke negative marginaltapssatser eller Statnetts behov for å bruke motkjøp/spesialreguleringer). Det er også mulig for integrerte selskaper i overskuddsområder å investere for å fjerne flaskehals og på den måten å øke verdien av egen produksjon. Begge typene atferd kan være samfunnsøkonomisk ønskelige, men de kan også være uheldige. Hovedpoenget er at integrerte selskaper kan ha andre incentiver enn rene nettselskaper, og det må tas hensyn til i vurderingen av utformingen av rammevilkårene for investeringer i så vel nett som produksjon.

Nettselskaper som også driver andre virksomheter (som fjernvarme) kan dessuten bruke nettariffene som et virkemiddel til å øke lønnsomheten av investeringer i andre energiinfrastrukturer som ikke nødvendigvis er samfunnsøkonomisk lønnsomme. I dag er for eksempel prisen på fjernvarme regulert oppad til prisen på elektrisk oppvarming i området. Da kan et integrert selskap velge å øke energileddet i tariffene til sluttbrukere for på den måten å vri oppvarmingsetterspørsel bort fra elektrisitet og samtidig øke inntektene i fjernvarmevirksomheten.<sup>80</sup>

Det er etter vår vurdering prinsipielt riktig å etterstrebe et reelt skille mellom nett og annen virksomhet i et markedsbasert kraftsystem. På dette feltet er det dessuten grunn til å påpeke at EU har lagt meget stor vekt på behovet for reell unbundling (oppsplitting) av nett og konkurranseutsatt virksomhet (produksjon) i sine analyser og anbefalinger vedrørende utviklingen av det indre energimarkedet (se for eksempel EU-kommisjonen, 2007b). EUs policy er primært rettet mot transmisjonsnivået, men de grunnleggende

---

<sup>80</sup> Se ECON et al. (2006) for en nærmere analyse av dette spørsmålet.

økonomiske problemstillingene er relevante også på lavere nettnivåer – særlig når omfanget av produksjon nedover i nettet øker (se også Hope, 2007, for en vurdering av disse spørsmålene i et prinsipielt og historisk perspektiv i norsk sammenheng).

Vi vil understreke at det ikke finnes empirisk belegg for at vertikal integrasjon utgjør noe samfunnsøkonomisk problem i dag. I et langsiktig perspektiv er det likevel viktig å ha en beredskap for at det kan oppstå problemer i framtiden, og som kan gjøre dagens organisering (konsernmodellen) uegnet til å ivareta viktige samfunnsøkonomiske hensyn. Her må en også ta med i betraktningen at EUs overordnede politikk kan komme til å få betydning også for norske nettselskaper.

## **5.2 Plan- og konsesjonssystemet må tilpasses endringer innen teknologi og politikk**

### **5.2.1 Klimaendringene og EUs 2020-mål stimulerer til omstilling av energisystemet**

Den norske regjeringen har selv formulert et mål om 30 TWh ny fornybar energiproduksjon og energieffektivisering innen 2016. EU har i løpet av 2007 formulert en ambisiøs energi- og miljøpolitikk som blant annet innebærer mål om 20 prosent kutt i de europeiske CO<sub>2</sub>-utslippene, 20 prosent andel fornybar energi i forhold til primærenergiforbruket og 20 prosent energieffektivisering. Alle målene er referert til 2020. Målet om fornybar energi er særlig viktig, ettersom det vil være et bindende mål for medlemslandene (til forskjell fra de indikative målene som hittil har vært retningsgivende for politikken).

Selv om målene ikke nødvendigvis blir nådd, vil EUs energi- og miljøpolitikk vil sannsynligvis gi støtet til omfattende investeringer i nye teknologier for kraftproduksjon. Dette får konsekvenser også for Norge, både fordi vi er fysisk integrert med de europeiske energimarkedene (så vel kraft som olje og gass) og fordi vi er tilknyttet EU politisk gjennom EØS-avtalen og har tatt flere av EUs direktiver på energi- og miljøområdet inn som en del av norsk lovverk. I tillegg kommer de nasjonale målene med hensyn til klima og energiomlegging. I sum vil dette antakelig innebære en enda større interesse for investeringer i fornybar energiproduksjon på norsk jord i framtiden, og kanskje også offshore (vindkraft og gasskraft med CO<sub>2</sub>-fangst).

Vi vet ikke i dag eksakt hva de neste 15-20 årene vil bringe av investeringsplaner, og hvilke alternativer som til sist vil vise seg å være konkurransedyktige. Vi har allerede observert stor interesse for å utvikle vindkraftprosjekter – selv om få er blitt realisert så langt – og det er økende oppmerksomhet omkring bioenergi, offshore vind og andre havbaserte energiformer. Det er all grunn til å være forberedt på at plan- og konsesjonssystemet må kunne håndtere både en større mengde nye prosjekter enn hva som har vært tilfelle de siste årene, og ikke minst nye typer prosjekter. For øvrig er det nettopp når usikkerheten om framtidige løsninger er stor, at et markedsbasert system er særlig godt egnet til å fange opp dynamikken i teknologiutviklingen. Også et teknologinøytralt støttesystem (eventuelt kombinert med særlige støtteordninger for FoU innen de minst modne teknologiene) vil være et prinsipielt godt virkemiddel i denn situasjonen.

## 5.2.2 Endringer i energibruk understreker betydningen av lokalisering av ny kraftproduksjon

Samtidig som sammensetningen av produksjonsparken i Norge og Europa endres, skjer det betydelige endringer også på forbrukssiden. Selv om tilbudssiden i kraftmarkedet er underlagt omfattende konsesjonsbehandling, er det ingen slik ordening for forbrukssiden. I en situasjon med "vanlig" etterspørselsvekst er dette ikke noe problem, men en betydelig forbruksøkning på kort tid, for eksempel som følge av etablering eller utvidelse av industribedrifter, kan skape store problemer. Tilpasning av kraftsystemet tar lang tid: både planleggingsfase og byggefase er tidskrevende. For eksempel anslår Statnett at det tar ca. ti år å gjennomføre de nettutvidelsene som er nødvendige for å få transportert eventuell vindkraft fra Finnmark sørover. Investeringer i nett er dessuten i økende grad omstridt. Det gjelder særlig luftlinjer i sentralnettet, noe diskusjonen omkring Statnetts konsesjonssøkte 420 kV-linjer i Hordaland (Sima-Samnanger) og Midt-Norge (Ørskog-Fardal) viser.

Det er særlig to utfordringer med hensyn til forbruk som er relevante for investeringer i kraftproduksjon:

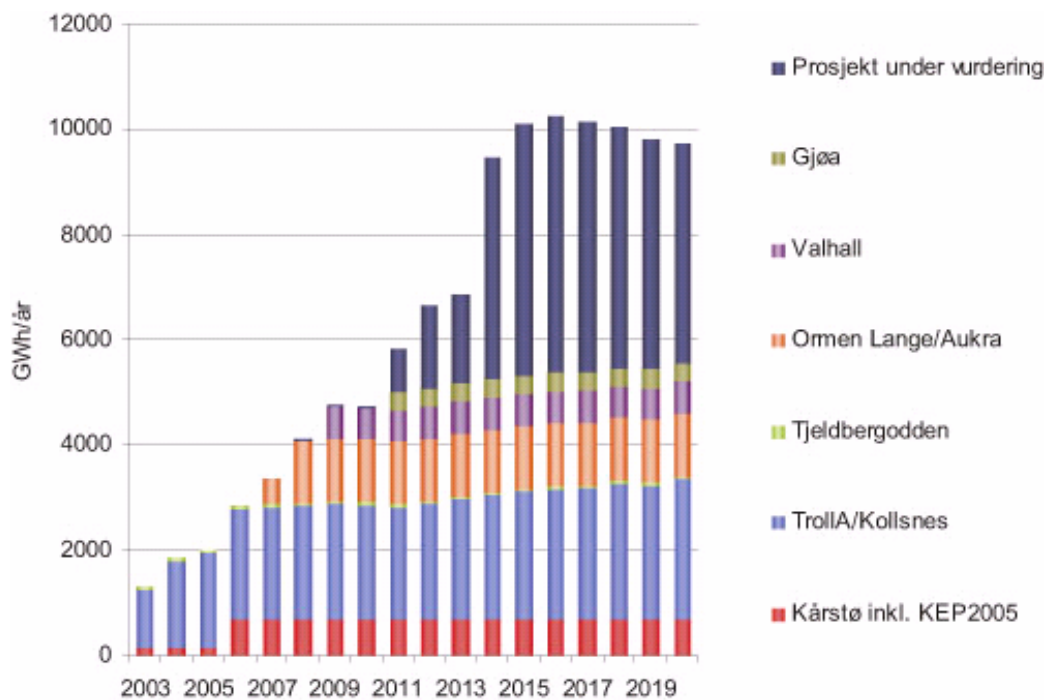
- Petroleumssektorens etterspørsel etter kraft fra land er økende, særlig i tilknytning til landanleggene (som Nyhamna og Kollsnes). En betydelig vekst i størrelsesorden 3-4 TWh pr. år ser ut til å bli realisert uansett (Troll Videreutvikling på Kollsnes, Gjøa-plattformen, Valhall, Ormen Lange) Ytterligere etterspørselsvekst kan komme avhengig av aktivitetsnivået på sokkelen og i tilknytning til landanleggene, og særlig dersom det blir stilt krav om økt bruk av elektrisitet fra land i fremtiden.<sup>81</sup> Petroleumssektorens etterspørsel kan raskt summere seg til mer enn 10 TWh pr. år de nærmeste årene (se figur 5.1), og etterspørselsøkningen vil dels komme i regioner med svak forsyningssikkerhet (Midt-Norge, BKK-området).
- Kraftintensiv industri kan bli bygd ut raskt, men det kan like gjerne skje at industri blir lagt ned. I det første tilfellet kan vi få lignende utfordringer som for petroleumssektorens kraftforbruk, mens vi i det andre tilfellet kan oppleve at enkelte områder får store kraftoverskudd (Sogn og Fjordane er et eksempel på en slik mulig utvikling).

I begge tilfeller er det viktig at ny kraftproduksjon får de riktige lokaliseringssignalene, samt at planleggingen av nye produksjons- og overføringsanlegg skjer på en effektiv måte. I denne sammenhengen er det ikke minst viktig at det nye forbruket er kjent tidnok til at ny produksjons- eller overføringskapasitet er på plass.

---

<sup>81</sup> Regjeringens klimamelding våren 2007 (St.meld. nr. 34, 2006-2007) inneholder ingen konkrete krav om elektrifisering, men det blir foreslått at "Med bakgrunn i tekniske, økonomiske og forsyningsmessige forhold skal kraft fra land/utslippsfri kraft til offshore eller landanlegg vurderes ved nye utbygginger og større utviklingsprosjekter."

Figur 5.1 Utvikling i petroleumssektorens etterspørsel etter kraft fra land



Kilde: Olje- og energidepartementet, gjengitt i St.meld. 34 (2006-2007)

### 5.3 Politikk og rammebetingelser bør utformes med utgangspunkt i markedsdynamikken

Samtidig som politikken utvikles over tid, er det viktig at noen rammer legges fast. I dag fungerer markedet, innenfor de gitte rammene, rimelig effektivt på kort sikt. Selv om det er diskusjoner om for eksempel flaskehalshåndtering og nettpriser, følger handelen i Norden stort sett forskjeller i variable kostnader. Handelen mellom Norden og Tyskland har også blitt stadig mer effektiv de siste årene. Vi ser at markedsprisene endrer seg med endringer i fundamentale forhold som kullpriser og CO<sub>2</sub>-priser, som øker produksjonskostnadene i kullkraftverk i Finland og Danmark, produksjon i kjernekraftverkene i Sverige, og vannsituasjonen i norske og svenske vannmagasiner.

Markedet tilpasser seg også politiske beslutninger som endringer i CO<sub>2</sub>-kostnad og innfasing av vindkraft. Det er ingenting som tilsier at markedet ikke også på lang sikt vil tilpasse seg de politiske rammebetingelsene, hvordan nå avveiningen mellom ulike hensyn blir. Det vesentligste for markedsutviklingen på lang sikt, er at avveiningene og valgene gjøres. I et politisk styrt system uten konkurranse, kunne både produsenter og netteiere overvelte sine kostnader på sluttbrukerne, selv om grunnlaget for en investering endret seg underveis i prosjektets levetid. Det er ikke mulig i et markedssystem. Så lenge de langsiktige rammebetingelsene er uavklarte, vil selskapene derfor være tilbakeholdne med å beslutte og gjennomføre investeringer. Finansteori viser da også at økt usikkerhet øker verdien av å utsette beslutninger.<sup>82</sup> Når politiske beslutninger stadig utsettes i tid, øker verdien av å vente med å ta beslutninger om investeringer i ny produksjonskapasitet. De politiske myndighetene har derfor et enda større ansvar for å gjøre politiske valg og prioriteringer i et markedsbasert system.

<sup>82</sup> Den såkalte Black-Scholes-formelen viser at en opsjon er mer verdt desto høyere volatilitet i underliggende objekt.

Som vi har vist over, er forventningene om framtidige markedspriser ett av de viktigste kriteriene for investeringer i ny kraftproduksjon. I et fungerende marked skal langsiktige priser avspeile langsiktig grensekostnad, dvs. fulle kostnader ved rimeligste utbyggingsalternativ. ECON har i lang tid utarbeidet langsiktige prisprognoser for det norske og nordiske kraftmarkedet for en rekke aktører. For noen år siden ble prognosene utarbeidet med utgangspunkt i kostnadene for nye gasskraftverk, som ble antatt å være den meste konkurransedyktige produksjonsteknologien på kommersielt grunnlag. Det langsiktige prisnivået kunne da estimeres ut fra tekniske egenskaper ved verket, antagelser om langsiktig gasspris og etter hvert en CO<sub>2</sub>-kostnad. Neste trinn i analysen var så å vurdere når markedsbalansen ville gi grunnlag for et slikt prisnivå. I denne delen av analysen inngikk forbruksutviklingen, handelsmulighetene (strømmer og priser) og utbyggingen av fornybar kraft som vi antok ville være bestemt av politiske mål og støtteordninger.

Vi ser også fra case-studiene og kartleggingen av investeringsplaner at kommersielle årsaker og politisk bestemte økonomiske årsaker spiller en viktig rolle for investeringsbeslutningene.

I dag er det vesentlig større usikkerhet omkring den langsiktige prisutviklingen, og nesten hele denne usikkerheten er knyttet til politikk:

- De norske målsettingene for utbygging av fornybar kraftproduksjon er økt betydelig, faktisk i en grad som tilsier at det antagelig ikke vil være lønnsomt å investere i større kraftverk på kommersielt grunnlag i lang tid dersom målsettingene oppfylles.
- Samtidig som det er satt av betydelige midler for støtte til fornybar kraftproduksjon, er de foreslåtte støttesatsene antagelig i knappest laget for å utløse investeringer.
- I stedet for å utforme et støttesystem som er dynamisk i forhold til en usikker markedsutvikling (ikke minst i sammenheng med prisutviklingen på CO<sub>2</sub>), har man valgt et støttesystem som har dårligere egenskaper når det gjelder treffsikkerhet i en markedsbasert kraftsektor.
- Gasskraftverk vil få pålegg om CO<sub>2</sub>-rensing, men det er uklart hvordan kostnadene ved CO<sub>2</sub>-rensingen skal fordeles. Det er også usikkerhet omkring tildelingen av gratiskvoter og hvordan rensing/gratiskvoter/statsstøtte skal samordnes i forhold til nye gasskraftverk.
- Det er betydelig usikkerhet omkring utviklingen i klimapolitikken. Denne usikkerheten er rett nok først og fremst knyttet til det internasjonale avtaleverket etter Kyoto-perioden (som varer til 2012) og til rammebetingelsene for videreføring av kvotesystemet i EU.

Til sammen gjør disse momentene det svært vanskelig å gjøre sikre anslag for utviklingen i kraftprisen framover. Det mest alvorlige utslaget av denne usikkerheten er hvordan den påvirker utfallsrommet for utviklingen i markedsprisen, noe som er av største betydning for investeringer i alle former for produksjonskapasitet (samt nett og forbruk) uansett om investeringsprosjektet er avhengig av støtte eller ikke.

Etter vår mening – og basert på analysene over – har markedet demonstrert evne til å fange opp endringer i underliggende markedsvilkår og endrede politiske virkemidler. Markedsaktørene har også i stigende grad lært seg å håndtere den usikkerhet og risiko som markedsomsetning innebærer. Den rasjonelle reaksjonen på de usikkerhets-

momentene vi har listet opp, er imidlertid å vente med investeringsbeslutninger inntil usikkerheten reduseres.

- Fornybare: Endringer i støttenivå eller støtteform hvis det viser seg at støtten ikke utløser investeringer? Vent med å investere hvis du har et marginalt lønnsomt prosjekt, og definitivt hvis du har et ulønnsomt prosjekt.
- Gasskraftverk: Avvent rammebetingelsene for CO<sub>2</sub>-rensing og utviklingen i fornybarpolitikken.
- Andre kommersielle prosjekter: Usikkert ”behov” og usikker prisutvikling, jf. punktene over.

Kan det gjøres noe med dette?

Det er i stor grad et spørsmål om politisk vilje og handlefrihet. Politikken utformes naturligvis også innenfor usikre rammebetingelser (jf. de skiftende politiske prioriteringene vi drøftet i forrige kapittel), og politikken har også sin dynamikk i form av avveininger, prioriteringer og kompromisser.

Gjennom innføringen av energiloven har politikerne etter vår mening lagt et godt grunnlag for samfunnsøkonomisk rasjonelle investeringer i kraftproduksjon. Samtidig eksponerer dereguleringen aktørene for en markedsusikkerhet som i utgangspunktet er relativt krevende å forholde seg til. Av grunner som er knyttet til utviklingen i internasjonale rammebetingelser, den politiske dynamikken og generell usikkerhet omkring for eksempel klimaendringene, er det naturlig at markedet også må forholde seg til politisk risiko. Det bør derfor pålegges politiske myndigheter et ansvar for å legge til rette for at markedsaktørene ikke i tillegg pålegges ekstra usikkerhet unødvendig. I utformingen av politikk og rammebetingelser bør man legge vekt på å utnytte og bygge videre på de gode incentiveegenskapene som markedet tilbyr.

I forhold til rasjonelle investeringer er det avgjørende at de viktige rammene for investeringer legges fast så tidlig som mulig, og at de tar hensyn til markedsdynamikken. For eksempel:

- Støtteordningene til fornybar kraft bør i størst mulig grad være generelle og fleksible i forhold til markedsutviklingen. Man bør også klart demonstrere hvorvidt det skal være en fast støtte *eller* et kvantitativt mål (begge deler er et overbestemt system). I dagens system må aktørene gjette på om støtten vil endres eller målet vil fravikes.
- Rammebetingelsene for kvoter til gasskraftverk og støtte til CO<sub>2</sub>-rensing bør avklares så tidlig som mulig: Hvor mye, hvordan og hvor?

Poenget er altså ikke å la markedet ordne opp for seg selv, men i utformingen av politikken være bevisst på hvordan usikkerheten påvirker markedet og markedsaktørenes atferd. Som vi har nevnt er det naturlig at aktørene tar hensyn til markedsusikkerheten, blant annet viser Kjærlands analyse av realopsjoner, at det på bakgrunn av volatiliteten i framtidige markedspriser, kan være en høy verdi av å vente med investeringsbeslutninger.



## 6 Forslag til endringer i regelverket for investeringer i kraftproduksjon

Vi har i de foregående kapitlene analysert en rekke forskjellige sider ved rammevilkårene for investeringer i ny kraftproduksjon, og pekt på noen viktige utfordringer for så vel regelverket som ansvarlige myndigheter. Det er vår samlede vurdering at energiloven utgjør et meget godt regulatorisk rammeverk for investeringer i kraftproduksjon. Energiloven med forskrifter er et fleksibelt system som er svært godt egnet til å reflektere endringer i etterspørsel, teknologi, internasjonale rammevilkår og endrede politiske prioriteringer. Energiloven er ikke til hinder for investeringer i fornybar energi, og er heller ikke noe verktøy for å fremme eller hindre gasskraft – med eller uten CO<sub>2</sub>-fangst. Det er ingen mangel på investeringsplaner i den norske kraftsektoren, og det er mange aktører involvert i planene. At investeringer ikke er blitt realisert i samme omfang som før energiloven, skyldes dels at de forventede kraftprisene jevnt over har vært for lave til å forsvare investeringer i ny kapasitet, dels at det er skapt betydelig politisk usikkerhet omkring viktige rammevilkår.

Vi tror det vil bli enda viktigere i årene som kommer at vi har en velfungerende energilov og et markedsbasert kraftsystem. Det skyldes at Norge – og for den saks skyld Norden og Europa – står overfor gjennomgripende endringer i energisystemene som følge av de nye miljøutfordringene. I tillegg er det særlig i Europa et økende behov for utskifting av den eksisterende produksjonsparken. Vi står overfor en investerings- og omstillingsfase som vil inkludere et bredt spekter av mulige nye løsninger og forbedrede modne teknologier, hvor den fysiske og økonomiske integrasjonen på tvers av landegrensene er økende. Energimessig har Norge vært en del av Europa i flere tiår (siden lenge før energiloven), både via kraftkabler og via transportsystemene for olje og naturgass, og utviklingen av det norske kraftsystemet kan ikke ses uavhengig av omverdenen. Så vel etterspørselsforhold som kostnader og teknologiske muligheter vil endre seg. Hva som er de riktige løsningene på lang sikt, er det svært vanskelig å si noe om i dag.

I tiden før 1991 var den norske energiutfordringen på mange måter vesentlig enklere: Det gjaldt å bygge ut vannkraften slik at landet ble elektrifisert og industrien fikk tilgang på kraft. Dette skjedde i stor grad på lokal og regional basis med utgangspunkt i en oppdekkingsplikt. Antallet aktører var begrenset, og prosjektene veldefinerte og basert på en kjent teknologi. Når antallet prosjekter, teknologier og aktører er sterkt økende, med en økende grad av internasjonalisering, som i dagens situasjon, er det i praksis bare veldesignede markedssystemer som kan gi den ønskede koordineringen – gitt at det regulatoriske rammeverket kompletterer og legger til rette for markedet på en hensiktsmessig måte. Et planbasert system der aktørene ikke får riktige prissignaler og ikke blir eksponert for dynamikken i markedet, vil være en uoverkommelig oppgave for planleggerne med hensyn til informasjon og analysearbeid dersom de riktige prosjektene skal realiseres.

Når det gjelder støtteordninger for fornybar energi og klimapolitiske virkemidler, så er dette forhold som faller utenfor energiloven. Vi drøfter derfor ikke konkrete forslag til endringer her, men nøyer oss med å vise til diskusjonen tidligere. Blant annet minner vi om at det i et markedsbasert system er ønskelig med miljøvirkemidler og støtteordninger som i størst mulig grad spiller sammen med markedet. Det taler for å



bruke markedsbaserte virkemidler som CO<sub>2</sub>-kvoter og sertifikatordninger som sentrale virkemidler for å nå mål knyttet til klimagassutslipp og utbygging av fornybar energiproduksjon.

I det følgende beskriver vi noen konkrete forslag til endringer i energiloven som vi mener bidrar til å gjøre rammeverket for investeringer i norsk kraftproduksjon enda bedre enn i dag. Det er likevel de politiske prioriteringene og praktiseringen av regelverket som til syvende og sist avgjør energilovens suksess. Energiloven er nødvendig, men ikke tilstrekkelig for at vi skal få samfunnsøkonomisk rasjonelle investeringer.

## **6.1 Forslag til endringer – regulatoriske forhold i nettet**

### **6.1.1 Begrenset rom for å styrke de økonomiske virkemidlene**

De store utfordringene i nettet er knyttet til koordineringen mellom produsenter for å få gjennomført samfunnsøkonomisk lønnsomme nettførsterkninger, koordineringen mellom nett, produksjon og forbruk og endelig spørsmålet om vertikal integrasjon, som kan komme til å bli mer problematisk i framtiden. Vår konklusjon er at det er vanskelig å se for seg at en kan komme særlig mye lenger med generelle økonomiske virkemidler for å løse koordineringsutfordringene. Tvert imot er det vår vurdering at dagens system med tariffer, anleggsbidrag og inntektsregulering av nettselskapene har mange prinsipielt gode egenskaper med hensyn til investeringer i produksjon, herunder risikoen for at vertikal integrasjon skal bli noe stort problem. Det utelukker ikke at det finnes forbedringsmuligheter, for eksempel med hensyn til hvordan nettselskaper kompenseres for tilknytning av ny kraftproduksjon på lavere nettnivåer. Slike forbedringer må vi imidlertid anta vil skje innenfor rammen av den generelle videreutviklingen av NVEs nettregulering, og det faller utenfor problemstillingen i denne rapporten å analysere hvordan disse endringene skal se ut.

Snarere vil vi peke på betydningen av å styrke plan- og utredningsprosesser for å oppnå bedre koordinering mellom produsenter som ønsker netttadgang. Her vil vi også peke på investeringsplikt som et mulig virkemiddel, men dette bør utredes nærmere både juridisk og økonomisk før det fattes noen beslutning. Særlig må samspillet med den økonomiske reguleringen avklares. I tillegg bør det vurderes spesifikke tiltak rettet mot forbrukssiden for å styrke koordineringen. Dette er drøftet nærmere nedenfor under forslag til endringer i plan- og konsesjonssystemet.

### **6.1.2 Betydningen av vertikal integrasjon må følges nøye**

Når det gjelder vertikal integrasjon, er vår anbefaling at utviklingen overvåkes og at reguleringen av nettvirksomheten (både inntektsreguleringen og regelverket for tariffer og anleggsbidrag) vurderes spesielt med tanke på å avdekke sårbarhet for strategisk atferd. Også her kan det være at endringer i plan- og utredningssystemet kan bidra til å redusere sårbarheten for strategisk atferd som følge av vertikal integrasjon. Vertikal integrasjon kan også ha samfunnsøkonomiske fordeler knyttet til synergieffekter og integrert planlegging av utviklingen av kraftsystemet, og det er derfor viktig at eventuelle strengere regler for selskapsorganisering underkastes en nøye vurdering. EUs utvikling av regelverk på dette feltet må også følges nøye.

## 6.2 Forslag til endringer – plan og konsesjonssystemet

Vi har pekt på at plan- og konsesjonssystemet står overfor nye utfordringer med hensyn til koordinering mellom nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisitet, samt utbygging av fornybar energi. Dagens system har enkelte svakheter, blant annet ved at beslutningsprosessene mange ganger tar lang tid og gir uforutsigbare utfall, noe som øker både kostnader og risiko for aktørene. Prosessene er også sårbare overfor manglende og skiftende politiske prioriteringer og uavklarte kompetanse- og ansvarsforhold i de tilfellene hvor ulike myndighetsinstanser fatter motstridende vedtak. Samtidig er systemet i prinsippet godt egnet til å ivareta en rekke forskjellige hensyn knyttet til miljø og forsyningssikkerhet som er viktige for å oppfylle energilovens formål.

Det er grunn til å anta at plan- og konsesjonssystemet fortsatt vil tilpasses og effektiviseres over tid etter hvert som forvaltningen og markedsaktørene vinner erfaring med de nye problemstillingene, selv om vi igjen vil understreke at beslutningsprosessene nødvendigvis må være omstendelige og tidkrevende for at legitime demokratiske hensyn skal ivaretas. Vi ser også flere interessante tegn til bedre strukturerte beslutningsprosesser som vil ha gode virkninger også på lang sikt, slik som koordinert konsesjonsbehandling av investeringer i visse teknologier i utvalgte geografiske områder. Likevel er det flere ting som kan endres for å få systemet til å fungere enda bedre. Nedenfor drøfter vi noen slike forslag nærmere.

### 6.2.1 Utredningsarbeidet bør styrkes

Ordningen med kraftsystemutredninger og lokale energiutredninger, utgjør sammen med Statnetts nettutviklingsplan et godt grunnlag for å identifisere mulige utfordringer regionalt og nasjonalt, og for å identifisere mulige løsninger. Økende innslag av scenariobasert planarbeid er også et interessant utviklingstrekk.<sup>83</sup> Det er uansett ønskelig at utredningsarbeidet videreutvikles som plattform for koordinering mellom nett, produksjon, forbruk og alternativer til elektrisitet. Særlig er det viktig å fange opp større forbruksendringer i tide.

I den forbindelse er det også ønskelig at NVE bruker mer ressurser på å føre tilsyn med nettselskapenes utredningsarbeid, og helst evaluerer aktiviteten systematisk. Evalueringen bør primært være rettet mot å kontrollere at de riktige prosedyrene og metodene blir fulgt, og ikke selve innholdet. Selv om evalueringene ikke skulle få økonomiske konsekvenser for selskapene, er det viktig å rette søkelyset mot planarbeidet. Eventuelt kan NVE også gis adgang til å gi nettselskapene pålegg eller andre former for sanksjoner i de tilfeller hvor det er nødvendig. Dette krever formodentlig en endring av Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsrammer for nettvirksomheten og tariffen (FOR-1999-03-11-302, Kontrollforskriften).

### 6.2.2 Koordinert behandling av konsesjonssaker er ønskelig

Det er ønskelig at NVE og andre myndighetsorganer setter av tilstrekkelig med ressurser til å følge sakene gjennom systemet. SWECO Grønners kartlegging tyder på at norske myndigheter ikke er spesielt ineffektive sammenlignet med andre nordiske land,

---

<sup>83</sup> Se for eksempel Statnett (2007).

men gitt at vi står overfor en periode med andre typer investeringer enn det som har vært dominerende historisk, kan det likevel være ønskelig å øke ressursbruken noe. Det gjelder i hvert fall i en overgangs- og læringsfase hvor det skal etableres ny kunnskap og etablerte rutiner skal tilpasses nye typer investeringer.

Et særlig interessant trekk er NVEs økende koordinering av konsesjonssøknader for vindkraft i utvalgte regioner. Dette arbeidet bør videreføres og styrkes. En koordinert behandling av konsesjonssøknader har flere fordeler:

- Det er mulig å effektivisere saksgangen ved at lignende saker håndteres samtidig, slik at konsekvensutredninger, prosesser i forhold til kommunale og fylkeskommunale planer osv. kan samordnes.
- Det øker mulighetene for å koordinere mellom beslutninger om produksjonsinvesteringer og nettinvesteringer, jf. SWECOs casestudier og diskusjonen om utbygging av vindkraft i Finnmark, hvor nettopp koordinering av produksjons- og nettinvesteringer har vært sentrale spørsmål. En samlet saksbehandling øker for eksempel mulighetene for å etablere koalisjoner av utbyggere med en samlet betalingsvilje for nettinvesteringer, slik at en reduserer gratispassasjer- og først-til-mølla-problematikk. Dette vil i sin tur føre til bedre beslutninger samfunnsøkonomisk sett, enten den koordinerte behandlingen resulterer i ja eller nei til investeringene. Det er naturligvis viktig at den koordinerte behandlingen innbefatter alle relevante prosjekter, men her vil det øvrige planarbeidet inklusive nettselskapenes utredningsarbeid spille en viktig rolle (jf. diskusjonen om styrking av utredningsarbeidet ovenfor).
- Det kan styrke mulighetene til å finne løsninger på anstrengte regionale kraftsituasjoner ved at flere prosjekter kan realiseres samtidig grunnet en mer effektiv samlet saksbehandling.

Vi vil anta at punktene vedrørende styrket og koordinert konsesjonsbehandling ikke krever vesentlige endringer i regelverket, i hvert fall ikke i selve energiloven.

I denne sammenhengen vil vi også peke på arbeidet som pågår med fylkesvise eller regionale planer for vindkraft og etter hvert også småskala vannkraft. Slike planer gjør det mulig med en forhåndssiling av prosjekter basert på en objektiv og faglig vurdering av miljøvirkningene i forskjellige regioner, med mulighet for mer effektive beslutningsprosesser, og kan gjøre det mulig å avklare eller i det minste identifisere arealkonflikter i forkant. Det kan også være mulig å koordinere konsesjonssøknader i forhold til kommunale reguleringsplaner i forkant av søknadene, for eksempel ved at de regionale planene bare inkluderer prosjekter som er tillatt i henhold til kommunale reguleringsplaner.

Regionale eller fylkesvise planer vil ikke i seg selv løse uklarhet om kompetanse og ansvarsforhold med hensyn til for eksempel kommunale planer. Det vil normalt også være ønskelig med en fornyet, individuell behandling av prosjekter som følge av ny informasjon om miljøvirkninger og andre forhold, eller som følge av endrede politiske prioriteringer. En kommer ikke utenom detaljerte vurderinger av miljøkonsekvenser og avklaringer i forhold til annet lovverk uansett. Betydningen av planene vil derfor

primært være knyttet til en mer effektiv siling av prosjekter og kanskje noe enklere konsesjonsbehandling samt et styrket informasjonsgrunnlag for alle involverte aktører.<sup>84</sup>

### **6.2.3 NVEs rolle som konsesjonsmyndighet og andre ansvarsforhold bør klargjøres**

NVEs konsesjonsbehandling av nettinvesteringer er i dag i stor grad en vurdering av miljølemper, og ikke en samlet grundig samfunnsøkonomisk vurdering av nytte og kostnader ved ulike prosjekter (enkelte større investeringer i overføringskabler til utlandet er i noen grad unntak). NVE har derimot gått relativt langt i enkelte gasskraftsaker med å gjøre samlede vurderinger av samfunnsøkonomien i prosjektene (Tjeldbergodden, Mongstad, Hammerfest).<sup>85</sup> Spørsmålet er om NVE bør gå enda lenger i retning av å gjøre samlede samfunnsøkonomiske vurderinger av prosjekter innen produksjon (eller grupper av prosjekter).

Generelt bør investorene i et markedsbasert system ha store frihetsgrader med hensyn til investeringsbeslutninger. NVEs primære rolle bør være å kontrollere at viktige tekniske krav overholdes, og at de riktige trinnene i beslutningsprosessen er gjennomført (herunder vurderinger av miljøkonsekvenser).

NVEs rolle avhenger imidlertid også i noen grad av hvor godt nettreguleringen og tariffsystemet, inklusive reglene om anleggsbidrag, fungerer. Hvis produsentene møter noenlunde riktige prissignaler i nettet, er det mindre behov for at NVE gjør selvstendige vurderinger av prosjektlønnsomheten og sier ja eller nei til konsesjon på det grunnlaget. (Resonnementet gjelder også i forhold til alternativer til elektrisitet, som fjernvarme eller gassdistribusjon.) Olje- og energidepartementets rolle som ankeinstans er også relevant her. Departementet vil uansett spille en rolle som forvalter av samfunnets samlede interesser, både de som måtte følge av energilovens formålsparagraf og andre hensyn.

Det er ønskelig at NVEs rolle som konsesjonsmyndighet klargjøres. Etter vår vurdering bør NVE ta en enda tydeligere samfunnsøkonomisk rolle med hensyn til nettinvesteringer, og ved beslutninger om konsesjon legge vekt på samlet nytte for samfunnet i forhold til kostnadene. Det gjelder ikke minst i lys av mulige økende utfordringer knyttet til vertikal integrasjon og imperfeksjoner i nettreguleringen, som vil vedvare i en eller annen forstand (siden den teoretisk perfekte modellen for nettregulering neppe lar seg gjennomføre i praksis). NVE vil da kunne fungere som en sikkerhetsventil overfor svakheter i regelverket og risiko for strategisk atferd med hensyn til investeringer i så vel nett som produksjon.

Når det gjelder produksjonsinvesteringer, bør derimot rollen være mindre samfunnsøkonomisk, og mer rettet inn mot tekniske og prosedyremessige forhold, i hvert fall så lenge markedsdesign, skatter, støttesystem og tariffregelverk fører til at samfunnsøkonomisk nytte og kostnader er tilstrekkelig internalisert i investeringskalkylen.

---

<sup>84</sup> I Sverige er det etablert en ordning med såkalte "riksintressen". Områder kan bli pekt ut som "riksintressen" med hensyn til vindkraft. I disse områdene er det ingen automatikk i at prosjekter blir godkjent, men det skal mye til for å avslå søknader om konsesjon.

<sup>85</sup> Se [www.nve.no](http://www.nve.no) for fullstendige sakspapirer.

Et mulig unntak kan være investeringer i produksjonskapasitet som er samfunnsøkonomisk lønnsomme, men bedriftsøkonomisk ulønnsomme fordi store sprang i kapasiteten fjerner prissignaler og overfører verdiene av investeringene til forbrukerne (jf. Midt-Norge og lignende case). En kunne da tenke seg at NVE gav konsesjon og i tillegg fattet vedtak om tilleggsfinansiering via Statnett eller andre institusjoner for å sikre at produksjonsinvesteringen faktisk ble gjennomført. Det er imidlertid ikke opplagt at en slik tilnærming er bedre enn dagens modell med innfasingstariffer – selv om en kobling av økonomiske virkemidler med konsesjonsvilkår prinsipielt er bedre enn en generell modell med negative anleggsbidrag eller adgang til å bruke innfasingstariffer på lavere nettnivåer (som følge av risikoen for strategisk atferd). Avhengig av omfanget og ambisjonsnivået kan modellen med situasjonsspesifikk kompensasjon medføre store administrative kostnader, og en modell med innfasingstariffer kan være enklere og samtidig tilstrekkelig treffsikker.

Et annet mulig unntak kan være NVEs ansvar for å avslå konsesjon til nettinvesteringer som er ment å knytte samfunnsøkonomisk ulønnsom kraftproduksjon til nettet (i betydningen ulønnsom når nettinvesteringer og produksjonsinvesteringer vurderes samlet). Dette kan i så fall ses i sammenheng med en eventuell investeringsplikt som diskutert ovenfor.

Vel så viktig som NVEs ”dommerrolle” i forbindelse med investeringsbeslutninger i nett og produksjon, er NVEs rolle når det gjelder å sikre at investeringsplaner utvikles. NVE bør ideelt sett spille en rolle som tilrettelegger og ”inspirator” for at de riktige prosjektene kommer inn i beslutningssystemet. Dette skjer antakelig best gjennom tilsyn med plan- og utredningsarbeidet i regi av nettselskapene, jf. diskusjonen ovenfor.

I denne forbindelse vil vi også peke på behovet for å klargjøre kompetanse- og ansvarsforhold (jf. Rogstad, 2007) mellom sentrale konsesjonsmyndigheter og planmyndighetene (kommuner og fylker). Det er selvsagt særlig viktig i de tilfellene hvor vedtak fattet av forskjellige myndigheter står i motstrid til hverandre, og hvor manglende avklaring kan føre til at investeringer ikke blir gjennomført. Dette kan gjøres på flere måter juridisk måter, og vi drøfter ikke spørsmålet nærmere her.

Endelig vil vi peke på at EUs energipolitikk understreker behovet for sterke og uavhengige reguleringsmyndigheter. Hva som må til for å sikre en tilstrekkelig uavhengighet for NVE som reguleringsmyndighet, drøfter vi ikke her, men vi nøyer oss med å påpeke at så vel ankebehandling av NVEs vedtak og finansieringen av NVEs virksomhet, er spørsmål som kan komme opp på et senere tidspunkt, avhengig av utviklingen av EUs regelverk.<sup>86</sup>

Forslagene vi har drøftet i dette avsnittet vil i varierende grad kreve endringer i eksisterende lover og forskrifter, særlig dersom kompetanse- og ansvarsforhold mellom myndigheter skal klargjøres.

---

<sup>86</sup> Fra Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EU, 2007): ”It is proposed that the regulatory authority be legally distinct and functionally independent of any other public or private entity, and that its staff and any member of its decision-making body act independently of any market interest and neither seek nor take instruction from any government or other public or private entity. For that purpose, it is proposed that regulatory authorities have legal personality, budgetary autonomy, appropriate human and financial resources and independent management.”

## 6.2.4 Behov for mer systematisk behandling av forbruksetableringer og lengre varslingstid

De siste årene har vi opplevd utfordringer knyttet til rask vekst i forbruket i regioner med begrenset produksjons- og overføringskapasitet. Gitt den lange responstiden for investeringer i produksjon og nett (og for den saks skyld for energieffektivisering og utbygging av alternative energikilder), kan konsekvensene for kraftsystemet bli alvorlige, i hvert fall i en overgangsperiode fram til løsninger er på plass. Dette har vært særlig synlig i Midt-Norge (Ormen Lange og Hydro Sunndalsøra), men også i Bergensområdet (Troll A og gassterminalen på Kollsnes) er rask forbruksvekst en problemstilling.

I den grad økonomiske virkemidler som tariffen og anleggsbidrag ikke er tilstrekkelige til å bremse forbruksetableringer som skaper problemer for forsyningssikkerheten, er det nødvendig å vurdere andre tiltak for å sikre at informasjon om forbruksetableringer tilflyter kraftaktørene, inklusive Statnett og relevante myndighetsorganer, snarest mulig. Det kan skje på flere måter:

- Det kan etableres en meldeplikt, eventuelt også utredningsplikt, ved større forbruksetableringer. En forbruker kan ikke forvente å få netttadgang før det er gått en viss tid fra meldingen eller utredningen er levert, med mindre det dokumenteres at kraftsystemet har kapasitet nok til det nye forbruket (eventuelt etter at det er gjennomført konkrete investeringer hvor det foreligger forpliktende investeringsbeslutning).
- Det kan etableres en konsesjonsordning for forbruk som oppfyller visse kriterier, for eksempel størrelse. Hvis det ikke er nok kapasitet i kraftsystemet, kan forbrukeren nektes konsesjon, eller det kan gis konsesjon på nærmere vilkår (krav om utkoblingsmuligheter, investeringer eller lignende). Dette må betegnes som et nokså sterkt tiltak, men er i prinsippet fullt mulig å gjennomføre uten å bryte energilovens prinsipp om fri markedsadgang og selvbetjening. Vi kan ikke se at energilovens selvbetjeningsprinsipp strekker seg utover de grenser som følger av kraftsystemets tekniske beskaffenhet og krav til sikkerhet.<sup>87</sup> I en viss forstand kan et konsesjonskrav ses som en forlengelse av regelverket om anleggsbidrag, men det vil være særlig relevant i de tilfellene hvor anleggsbidrag ikke lar seg anvende.<sup>88</sup>

Her er det for øvrig verdt å peke på at EUs eldirektiv gir både systemansvarlig og distribusjonsnett muligheter for å nekte netttadgang dersom kraftsystemet ikke har tilstrekkelig kapasitet, mot en forpliktelse til å informere om hvilke tiltak som kan iverksettes for å styrke nettet (jf. diskusjonen om investeringsplikt i avsnitt 4.3).

Vi vil i denne omgang anbefale at det innføres en form for meldeplikt generelt, og at det innføres spesifikke utredningskrav overfor petroleumssektoren. Dette er for så vidt også i tråd med regjeringens klimamelding (St.meld. nr. 34, 2006-2007), hvor det legges opp til at nye felt og utviklingsprosjekter på sokkelen må vurdere å ta i bruk kraft fra land

---

<sup>87</sup> Med forbehold om at en nærmere juridisk vurdering kommer til et annet svar.

<sup>88</sup> I så måte oppstår noen av de samme problemstillingene som ved anleggsbidrag. Det kan være at det nye forbruket har en høyere betalingsvilje for netttadgang enn eksisterende forbruk, men så lenge det ikke finnes noe eksisterende annenhåndsmarked for netttadgang, kan eventuelle konsesjonskrav eller andre hindre av økonomisk eller juridisk karakter føre til samfunnsøkonomiske tap. Vi kan imidlertid ikke se at dette lar seg løse på noen enkel måte.

eller utslippsfri kraft offshore. Det vil etter vår vurdering være umulig å legge til rette for elektrifisering av sokkelen på en samfunnsøkonomisk effektiv måte uten at koordineringen mellom petroleumssektorens forbruk og tiltak i kraftsystemet styrkes. Et krav om utredning av kraftsystemkonsekvensene i forbindelse med innlevering av en PUD (Plan om Utbygging og Drift) er et nærliggende tiltak i så måte. Dette er tiltak som i prinsippet faller utenfor energiloven, men vi kan ikke se annet enn at en satsing på elektrifisering reiser behov for økt koordinering på tvers av energisektorene.<sup>89</sup>

Styrking av nettselskapenes plan- og utredningsarbeid vil uansett være et ønskelig tiltak som diskutert ovenfor, ikke minst for å overvåke forbruksutviklingen og øke varslingstiden.

### **6.3 Økonomiske og administrative konsekvenser av endringsforslagene**

#### **Økte administrative kostnader – men små i forhold til nytten**

De foreslåtte endringene vil kreve et antall nye årsverk i NVE knyttet til konsesjonsbehandling og tilsyn med nettselskapenes planarbeid, avhengig av ambisjonsnivået. Et titalls årsverk vil antakelig bidra til å realisere en stor del av forbedringspotensialet. Det vil ventelig også påløpe noen kostnader knyttet til innføringen av endringene, men vi ser ikke for oss at disse kostnadene vil være vesentlige. I all hovedsak dreier det seg om endringer i gjeldende forskrifter og en systematisering av pågående utrednings- og planarbeid, ikke etablering av nye institusjoner eller datasystemer. I den grad man gjennomfører endringer som øker den administrative byrden for store kraftforbrukere (meldeplikt, konsesjon), kan det gi økte kostnader hos så vel forbrukere som myndigheter og kraftselskaper. Det kan imidlertid argumenteres for at slike tiltak sannsynligvis sparer samfunnet for kostnader som ellers ville ha påløpt ex post.<sup>90</sup>

Omfanget av ny kraftproduksjon som følge av endringene er ikke mulig å tallfeste, men det er vår vurdering at de foreslåtte endringene styrker mulighetene for at investeringene i det norske kraftsystemet over tid, vil være bedre tilpasset endringer i forbruk (herunder handel med kraft over landegrensene) og overordnede politiske rammevilkår.

Verdien av den nedlagte kapitalen i det norske kraftsystemet kan grovt anslås til 350-400 milliarder kroner.<sup>91</sup> De årlige investeringene har variert mellom 4 og 9 milliarder kroner de siste årene, og har historisk ligget enda høyere målt i dagens kroneverdi. Målt i forhold til disse verdiene vil et titalls millioner kroner i økte administrative kostnader svært raskt vise seg lønnsomt dersom vi får bedre investeringsbeslutninger som resultat.

---

<sup>89</sup> På sikt kan også andre regulatoriske tiltak være nødvendige for å oppnå et optimalt samspill mellom petroleums- og kraftsektoren (håndtering av systemansvaret for offshore nett, tariffregler osv.). Det faller utenfor rammen av denne rapporten å diskutere dette nærmere.

<sup>90</sup> Kraftsituasjonen i Midt-Norge kan tjene som eksempel på en sak som har krevd store ressurser i etterkant – særlig hvis man inkluderer to mobile gasskraftverk i den samlede regningen.

<sup>91</sup> Da har vi antatt at nettvirksomheten har en gjenanskaffelsesverdi på om lag 150 milliarder kroner (se ECON, 2003) og at vannkraftproduksjonen på ca. 120 TWh ville ha kostet om lag 210 milliarder å bygge ut i dag, eller 1,75 kr/kWh. NVE beregnet i forbindelse med innføringen av kraftskattereformen i 1997 at gjenanskaffelsesverdien for norske vannkraftverk var 1,75 kr/kWh målt i datidens kroneverdi. Gitt en viss inflasjon, selv om det nok også har skjedd en viss teknologisk framgang, vil antakelig 1,75 kr/kWh være et nøkternt anslag. I tillegg kommer gasskraftverk og vindkraftverk til ca. 5 milliarder kroner totalt. Vi kommer da til 365 milliarder totalt.

Som en illustrasjon vil en økning i de administrative kostnadene på 40 millioner kroner pr. år svare til 0,01 prosent av en kapitalbase på 400 milliarder. Vi tror den samfunnsøkonomiske nytten av forbedringsforslagene er lett å forsvare på det grunnlaget.

### **Statsstøtteregele er neppe noe problem**

Vi kan ikke se at de foreslåtte endringene vil være i konflikt med EUs regler om statsstøtte. Ingen av dem innebærer noen direkte utbetalinger til noen aktører på bekostning av de fire friheter. Virkemidler som innfasingstariffer og lignende er begrunnet i realøkonomiske forhold i nettet, og skiller seg ikke prinsipielt fra dagens tariffer. Det sentrale er at det ikke diskrimineres mellom aktører på noe annet grunnlag enn fundamentale samfunnsøkonomiske forhold. Når det gjelder endringene i plan- og konsesjonssystemet, pålegges aktørene (og myndighetene) flere forpliktelser, men vi kan vanskelig se at de vil være i konflikt med EUs regelverk på noen måte. Snarere er flere av endringene vel så mye å betrakte som en eksplisitt implementering av eldirektivet, som for eksempel anbefalingene om en mer systematisk behandling av forbruksetableringer.





## Referanser

- Bjørndal, M., E. Hope og H. Husum (1994): *Sentralnettets utstrekning. En prinsipiell analyse*. SNF-rapport 62/94, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.
- Bjørndal, M. og K. Jörnsten (2001): Koordination av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet - gevinster ved bedret kapasitetsutnyttelse og mer fleksibel prisområdeinndeling, SNF-rapport 29/2001, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.
- Bjørnebye, H., F. Arnesen, I. Alvik og O. Mestad (2007): *EØS-rettslige rammer for revisjon av energiloven*. Utredning til Olje- og energidepartementet, 9. juli 2007. Senter for europarett, Universitetet i Oslo.
- Bowitz, E., T. Bye, O. Rosnes og H. Vennemo (2000): «The Nordic electricity reform: Economic and environmental consequences», Working Paper 3/00, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Bråten (1999): *Hvordan bør faste kostnader i nettet dekkes?* ECON-rapport nr. 73/99/Enfo publikasjonsnr. 463-2000.
- Bråten, J. (2000): *Prissignaler i kraftmarkedet*. ECON-rapport nr.56/2000/Enfo publikasjonsnr 464/2000.
- Bråten, J. (2001): *Det økonomiske samspillet mellom nett og kraftmarked. Sammendragsrapport*. Forskningsrapport 92/01, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Bye, T. og E. Fjærli (2003): *Dagens skattesystem i kraftsektoren – finnes det bedre alternativer?* Rapport 2003/3, Statistisk sentralbyrå.
- Carbon Trust (2006): *Policy frameworks for renewables. Analysis on policy frameworks to drive future investment in near and long term renewable power in the UK*.
- Dixit, A.K. og R.S. Pindyck (1994): *Investment under uncertainty*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press.
- Doorman, G., G. Kjølle, K. Uhlen, E.S. Huse og N. Flatabø: *Vulnerability of the Nordic Power System. Main Report*. Report to the Nordic Council of Ministers. May 2004. TRA5962, SINTEF Energy Research.
- Dresdner Kleinwort Benson (2000): *Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft*.
- ECgroup (2007): *Investeringer i kraftproduksjon – Kapasitetsutvikling 1975-2006*. Rapport, ECgroup, 6/6-2007.
- ECON (1998): *Håndtering av overføringsbegrensninger*. Rapport 29/98, ECON Senter for økonomisk analyse.

- ECON (2000): *Kraftskatt i Norden*. Rapport 27/00, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2002a): *Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet*. Rapport 20/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2002b): *Incentivregulering av systemansvarlig nettselskap*. Rapport 42/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2002c): *Kommunenes og fylkeskommunenes kraftformue og kraftinntekter*. Rapport 101/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2003a): *Kraftverksbeskatning og investeringer*. Notat 2003-019, ECON Analyse.
- ECON (2003b): *Nettregulering og investeringer*. Rapport 2003-072, ECON Analyse.
- ECON (2003c): *Investeringer i nett og alternative tiltak*. Rapport 2003-074, ECON Analyse.
- ECON (2005a): *Bunnfradrag for grunnrenteskatt*. Notat 2005-038, ECON Analyse.
- ECON (2005b): *Økonomiske virkninger av hjemfall*. Rapport 2005-060, ECON Analyse.
- ECON (2005c): *Kalkulasjonsrenta for vannkraftforvaltning på lang sikt*. Notat 2005-052, ECON Analyse.
- ECON (2006): *Innmatningsordning for fornybar elektrisitet*. Rapport 2006-064, ECON.
- ECON (2007): *Mulig ny norsk energiproduksjon*. Rapport 2007-015, ECON.
- ECON, Handelshøyskolen BI og Møreforskning Molde (2006): *Regulering av parallelle infrastrukturer: Virkemidler og incentiver*. Publikasjon nr. 211-2006, EBL Kompetanse.
- Energi (2007): "Høye kraftpriser gav knallresultater", *Energi*, nr. 6 juni 2007, s. 6-7.
- Ernst & Young (2000): *Verdivurdering av Statkraft*.
- Ernst & Young (2007): *Impact of banding the Renewables Obligation – costs of electricity generation*. Report to the Department of Trade and Industry. April 2007, URN 07/948.
- EU-kommisjonen (2005): *Commission Staff Working Document. Annex to the Communication from the Commission: The support for electricity from renewable energy sources. Impact assessment*. Brussels, 7.12.2005. SEC(2005) 1571.
- EU-kommisjonen (2007a): *Renewable Energy Roadmap. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future*. COM (2006) 848 Final.
- EU-kommisjonen (2007b): *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive 2003/54/EC concerning common rules for the*

*internal market in electricity*. Brussels, 19.9.2007. COM(2007) 528 final. 2007/0195 (COD).

Finansdepartementet (2005): *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*.

Green-X (2004): *Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market. Final report*. Vienna University of Technology, Energy Economics Group.

Halleraker, M. (1995): *Behandling av risiko i nytte-kostnadsanalyser - en prinsipputredning*. Rapport 41/95, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

Hammer, U. (2007): *Investeringer i kraftproduksjon og nett. En rettslig studie*. Oslo, 9. mai 2007.

Hogan, W. W. (2003) "Transmission market design", Arbeidsnotat, 4. april, Harvard University, Cambridge, Massachusetts.

Hogan, W.W. (1992): "Contract Networks for Electric Power Transmission", *Journal of Regulatory Economics*. 4:211-242.

Hogan, W.W. (1999): *Market-based transmission investments and competitive electricity markets*, Harvard University.

Hope, E. (2007): "Bakgrunnen for den norske kraftmarkedsreformen". I Moen, J. og S. Sivertsen (red.): *Et kraftmarked blir til. Et tilbakeblikk på den norske kraftmarkedsreformen*. Norges vassdrags- og energidirektorat.

Innst. O. nr. 62 (1995-96): *Innstilling fra finanskomiteen om skattlegging av kraftforetak*.

Innst.S.nr. 83 (2001-2002): *Innstilling frå energi- og miljøkomiteen om gjennomgang av Statnett SFs organisering og oppgaver*.

Johnsen, T. (1996): *Avkastningskrav ved vurdering av lønnsomheten i statlig eiet forretningsvirksomhet*. Rapport 90/96, Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning.

Joskow, P. og J. Tirole (2005) "Merchant transmission investment", *Journal of Industrial Economics*, Volume LIII June 2005, No. 2.

KanEnergi (2004): *Elproduksjon basert på biobrensler. Teknisk-økonomisk potensial*. Oppdragsrapport nr 1/2004, Norges vassdrags- og energidirektorat.

Kjærland, F. (2007): "Lavt investeringsnivå i mer kraftproduksjon – hva kan være årsaken?", *Økonomisk forum* nr. 1 2007, s. 26-32.

Lehman Brothers (2006): *Statkraft. Valuation Report*. 12 May, 2006

Menanteau, P., D. Finon og M.-L. Lamy (2001): *Prices versus quantities: Environmental policies for promoting the development of renewable energy*. Cahier de Recherche n° 25. Institut D'économie et de politique de l'énergie, Grenoble.

- Nordic Energy Perspectives (2006): *Ten perspectives on Nordic Energy*. Elforsk, Stockholm, Sverige
- NOU (1997:27): *Nytte-kostnadsanalyser*. Finansdepartementet.
- NOU (1998:11): *Energi- og kraftbalansen mot 2020*. Olje- og energidepartementet.
- NOU 2000:18: *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Finansdepartementet.
- NOU 2004:26: *Hjemfall*. Olje- og energidepartementet.
- NVE (2004): *Kostnader for produksjon av kraft og varme*. Håndbok 2-2002. Knut Hofstad (red.). Revidert september 2004.
- NVE (2007): *Nett – Produksjon. Utredning fra NVE-arbeidsgruppe: Investeringsplikt?* September 2007, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Olje- og energidepartementet (2006): *Fakta 2006. Energi og vannressurser i Norge*.
- Olje- og energidepartementet (2007): *Høringsnotat. Utkast til forskrift om støtteordning for produksjon av elektrisitet fra nye fornybare energikilder*. 2. oktober 2007, Olje- og energidepartementet.
- OPTRES (2006): *Interim Report of the project OPTRES: Assessment and optimisation of renewable support schemes in the European electricity market*. Karlsruhe, January 2006.
- Ot.prp. nr. 1 (2003-2004): *Skatte- og avgiftsopplegget 2004*. Finansdepartementet.
- Ot.prp. nr. 1 (2007-2008): *Skatte- og avgiftsopplegget 2007 – lovendringer*. Finansdepartementet.
- Ot.prp. nr. 23 (1995-96): *Skattlegging av kraftforetak*. Finansdepartementet.
- Rogstad, D. (2007): *Energiltak og plan- og bygningsloven*. Ås, 14. mai 2007.
- Schweppe, Fred C., Caramanis, Michael C., Tabors, Richard D. og Bohn, Roger E. (1988): *Spot pricing of electricity*. Boston/Dordrecht/London: Kluwer Academic Publishers.
- St.meld. nr. 11 (2006-2007): *Om støtteordningen for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder (fornybar elektrisitet)*. Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 15 (2001-2002): *Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk*. Miljøverndepartementet.
- St.meld. nr. 18 (2003-2004): *Om forsynings sikkerheten for strøm mv.* Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 29 (1998-1999): *Om energipolitikken mv.* Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 34 (2006-2007): *Norsk klimapolitikk*. Miljøverndepartementet.

- St.meld. nr. 37 (2000-2001): *Om vasskrafta og kraftbalansen mv.* Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 47 (2003-2004): *Om innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar mv.* Olje- og energidepartementet.
- St.meld. nr. 54 (2000-2001): *Norsk klimapolitikk.* Miljøverndepartementet.
- St.meld. nr. 9 (2002-2003): *Om innenlands bruk av naturgass mv.* Olje- og energidepartementet.
- St.prp. nr. 1 (2003-2004): *Skatte-, avgifts- og tollvedtak.* Finansdepartementet.
- St.prp. nr. 1 (2007-2008): *Skatte-, avgifts- og tollvedtak.* Finansdepartementet.
- St.prp. nr. 100 (1990-1991): *Omorganisering av Statkraft.*
- Statnett (2004): *Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge.* Desember 2004, Divisjon utvikling og investering.
- Statnett (2005): *Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge og på Østlandet.* Desember 2005.
- Statnett (2007a): *420 kV ledning Ørskog Fardal. Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse.* Februar 2007.
- Statnett (2007b): *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2007-2025.* August 2007.
- Statoil (2004): *Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden.* Juni 2004.
- SWECO Grøner (2006): *Økonomisk verdsetting av miljøeffekter av ulike energikilder og teknologier – Statusrapport.* Rapport nr. 140221, 14.7. 2006.
- Weitzman, M.L. (1974): "Prices vs. Quantities", *Review of Economic Studies*, 41, 477-491.



## Vedlegg: Sammendrag og konklusjoner av case-studier

SWECO Grøner har utført en studie av et utvalg caser på oppdrag for ECON Analyse og er en del av Olje- og energidepartementet sin utredning om vilkår for ny kraftproduksjon i Norge. Casestudien er dokumentert i en egen rapporten skal bidra med å underbygge de vurderinger som gjøres av ECON Analyse i det nevnte utredningsarbeidet. Rapporten er konfidensiell og er utarbeidet av SWECO Grøner ved Kåre Borgund, Kristin Magnussen og Håvard Nordvik i perioden mai til juli 2007. Rapporten er basert på informasjon om kraft- utbyggingssaker tilgjengelig på NVEs nettsider og i NVEs arkiver, samt innsamlede data fra en rekke aktører som har vært involvert i kraftutbyggingsprosjekter i Norge.

Som vedlegg til ECON Analyse sin rapport til OED, er følger følgende anonymiserte utdrag av Casestudien.

### Valg av caser

Det er gjennomført 8 casestudier, som omhandler både store og små utbygginger. Følgende hovedkriterier i uprioritert rekkefølge er lagt til grunn for valg av 8 kraftutbyggingsprosjektene (CASER):

- A. Prosjekter hvor regelverk for anleggsbidrag for nettilknytning/tariffer, eller netteiers håndtering av regelverket har hatt stor økonomisk betydning. Dette kan gjelde både positivt og negativt anleggsbidrag.
- B. Prosjekter hvor plan og konsesjonsregelverket for produksjon og nett har hatt stor fokus og kan ha vært avgjørende for saksutfall.
- C. Prosjekter hvor miljøeffekter (miljøkostnader) har hatt stor betydning.
- D. Casene skal fange opp ulike problemstillinger i forhold til behandling og hvordan ulike saker påvirkes av energiloven.
- E. Samtlige valgte saker skal ha vært gjennom en konsesjonssøknadsprosess. Utvalg av caser skal fange opp ulike grader av gjennomføring, samt saker som er utsatt eller ikke er gjennomført.
- F. Både store og små utbygginger av forskjellig type, vind-, vann- og gasskraftverk skal være representert i utvalget.
- G. Saker med nettilknytning både på sentralnettsnivå og distribusjonsnivå, med involvering av Statnett og distribusjonsselskap skal inngå i utvalget.
- H. Saker med mange aktører (investorer, grunneiere, m.fl.) som kompliserer/blir avgjørende for beslutningsprosessen skal være representert.
- I. Utvalget av saker skal også ha en spredning i type investorer, dvs. både kommunale og private eiere, samt innenlandske og utenlandske eiere.



## Oppsummering

### Vannkraftsaker

#### *Stor vannkraftsak i Oppland*

Prosjektet er en relativt stor vannkraftsak etter norske forhold og en sak som har fått mye omtale i mediene. Saken startet i 1984 med utredning av ulike utbyggingsalternativ i Samlet plan og endte opp med en redusert realisering i 2005 i form av to vannkraftverk. Etter omfattende saksbehandling og behandling i Stortinget, ble utbyggingen tilnærmet halvert i forhold til den opprinnelig planen til de to utbyggerne som er etter norske forhold er to mellomstore kraftprodusenter. Det at prosjektet var kommersielt lønnsomt var hovedårsaken til realiseringen. Avklaring i forhold til nettkapasitet og vilkår for netttadgang var også viktig i forhold til realisering. Den relativt omfattende 132 kV kraftlinjen for tilknytning til sentralnettet var omstritt og konsekvens- og konsesjonsprosessen var omfattende. Linjekostnadene var betydelige, det vil si 7 prosent av prosjektkostnadene. Samarbeidet lokalt og gevinster for lokalsamfunnet var viktig for utfallet fordi kommunen i hovedsak var positiv.

Motstanden lokalt og nasjonalt var knyttet til naturinngrep i form av redusert vannføring og virkning på fisk og dyreliv. Størst fokus blant naturinngrepene fikk den relativt omfattende kraftlinjen i prosjektet.

#### *Småkraftverk i Møre og Romsdal*

Kraftverket er lokalisert i Stranda kommune, ble idriftsatt høsten 2006. To private selskap står som utbyggerne. Den ene utbyggeren er et investeringsselskap eid av et eiendomsselskap og et energirelatert selskap. Den andre utbyggeren er et privat selskap eid av grunneiere. Prosjektet som gikk etter tidsplanen fra konsesjon i februar 2005 til idriftsettelse høsten 2006, ble dyrere enn antatt, men likevel innenfor akseptable lønnsomhetskrav for utbyggerne. I denne saken var behovet for investeringer for nettilknytning relativt lav sammenlignet med øvrige omtalte småkraftsaker. Nettinvesteringer svarte til 1,9 prosent av totale prosjektkostnader i et svært lønnsomt prosjekt. Prosjektet gikk over knappe to år fra oppstart av planlegging til idriftsettelse. Denne saken var betraktet av utbygger som lønnsom uten offentlig finansiell støtte. Likevel blir støtteordningene vurdert som viktige, men ikke avgjørende for realiseringen.

#### *Småkraftverk i Nord-Trøndelag*

Kraftverket planlegges i Nord-Trøndelag og har vært utredet og forsøkt realisert siden midten av 90-tallet. Anlegget er planlagt i et allerede tungt regulert vassdrag, men det må bygges 4,5 km ny linje for å sikre tilknytning. Denne omfattende nettinvesteringen medfører over 15 prosent kostnadsøkning i prosjektet, noe som har vært hovedbarrieren for realisering. I mai 2007 ble konsesjonssøknaden sendt til NVE. Det er uklart hvorvidt prosjektet blir realisert på grunn av den lave lønnsomheten, og utbygger som er et eiendoms- og forvaltningsselskap har foreløpig ikke tatt en endelig avgjørelse i saken.

#### *Småkraftverk i Sør-Trøndelag*

Kraftverket planlegges i Sør-Trøndelag og ble sendt ut på anbud i 2000. Det lokale energiselskapet som er vertikalintegreert nett- og produksjonsselskap er investor og utbygger. Prosjektet krever bygging av 3,5 km linje, og nettinvesteringen utgjør 9

prosent av totale investeringskostnader. I 2000 vurderte utbygger prosjektet som ikke lønnsomt først og fremst på bakgrunn av de nødvendige nettinvesteringene. Prosjektet som har relativt få inngrep da det utnytter fall i en eksisterende tunnel, ble sendt på anbud på nytt i 2006. Kraftverket er nå under bygging og linjen blir i dag utbygd av det lokale energiverket. Utløsende for prosjektet var at private hytteeiere vil ta del i kostnadene for linjeutbyggingen fordi linjen vil åpne for strømforsyning til nye og eksisterende hyttefelt (deling av anleggsbidrag).

#### *Småkraftverk i Rogaland.*

Kraftverket er planlagt i Rogaland, og utbygger er et selskap med bygging og drift av kraftverk som virksomhet og som eies av to norske energiprodusenter. Konesjon ble gitt i november 2004 og utbygger utsatte beslutning om prosjektrealisering ved årsskiftet 2005/2006 på grunn av at lønnsomheten ikke ble vurdert som tilfredsstillende. Prosjektet ble gjenopptatt høsten 2006, med ny gjennomgang og optimalisering av prosjektet. Denne saken har primært stoppet opp på grunna av usikkerheten knyttet til hjemfallsrettigheter. Det vil trolig bli fattet en beslutning i saken i løpet av høsten 2007.

### **Vindkraftsaker**

#### *Vindpark i Møre og Romsdal.*

Vindkraftparken i Møre og Romsdal er etablert med en installert effekt på 150 MW og en årsproduksjon på 450 GWh, og eies og driftes av en stor norsk energiprodusent. Trinn 1 av anlegget ble idriftsatt i 2002 og siste og andre trinn i 2005. Hovedbegrunnelsen for investeringsbeslutningen var at saken ble vurdert som kommersiell lønnsom med støtteordninger. Et viktig forhold var også at nettilknytning ble vurdert til ikke å ha vesentlige negative konsekvenser når det satt vilkår om at deler av kraftlinjen skulle legges som kabel.

#### *Vindpark i Sogn og Fjordane*

En stor norsk energiprodusent står bak vindkraftparken som ble planlagt etablert i Sogn- og Fjordane. Konesjonssøknaden ble først godkjent av NVE i 2000. OED avslo konesjonssøknaden i 2002 på bakgrunn av for store negative miljøkonsekvenser, og saken stoppet da opp. I 2005 påbegynte det lokale energiverket en utredning av en alternativ vindkraftpark, med en lokalisering ikke langt fra opprinnelig omsøkt utbygging. Den alternative vindparken ble konesjonssøkt i 2007.

#### *Vindpark i Troms fylke.*

Vindkraftparken ble planlagt etablert i Tromsø kommune. NVE ga den 16. februar 2001 et norsk investeringselskap konesjon for vindkraftverket med inntil 200 MW installert effekt. Investoren søkte om konesjonsendring 6. mai 2005, og fikk ny anleggskonesjon 1. juni 2005. I den nye konesjonen er det satt en ny dato for idriftsettelse av anlegget, og det er stilt krav om utarbeidelse av detaljplan ved eventuelle endringer i den planlagte vindparken. Utbygger og søker som eies av en rekke selskap, fortrinnsvis utenlandske, har valgt å stoppe prosjektet på grunn av for lav lønnsomhet.

I følgende tabell framkommer en sammenstilling av vannkraft- og vindkraftsakene som er vurdert i foreliggende case studie.

Prosjekt	Kategori	Årsprod GWh	Investering, MNOK	% andel nettin.	Støtte ordning avgjørende ?	Eiere	Status realisering 2007? Hvis nei, er saken gjenopptatt, søkt på nytt?	År start plan- legging	Varighet planfase, # år?
A	Stor vannkraftsak	542,0	897,0	7 %	Nei	To lokale kraftprodusenter	Ja, halv utbygging. I driftssatt i 2005	1984	21
B	Småskala vannkr.	6,6	27,0	10 %	Uavklart	Et privat forvaltnings- og eiendomsselskap	Nei, Ikke realisert foreløpig hovedsakelig pga nettilknytning. Konesjonssøknad sendt inn i mai 2007	1995	12
C	Småskala vannkr.	4,0	13,8	9 %	Nei	Lokalt vertikal integrert selskap (nett og produksjon)	Ja, men utsatt pga nettilknytning. Sak sendt på anbud i 2000, på anbud på nytt i 2006. Er nå under bygging.	1998	8
D	Småskala vannkr.	16,0	40,0	2 %	Ja	To private investorselskap. Et eid av energivirksomhet/eiendomsforvalter og et eid av grunneiere.	Ja, idriftssatt høsten 2006. Konesjon gitt i februar 2005 og installasjon på plass i 2006	2005	2
E	Småskala vannkr.	22,4	41,0	Ikke fastsatt	Ja	Investeringselskap eid av to norske produsenter	Nei, ikke realisert foreløpig pga for lav lønnsomhet og på grunn av usikkerhet knyttet til hjemfall. Konesjon gitt i 2004. Utsatt beslutning og gjenopptatt høsten 2006 for optimalisering.	2004	3
F	Vindpark	450,0	1 120,0	7 %	Ja	Stor norsk energiprodusent	Ja, realisert/idriftssatt. Konesjon gitt i 2000	1997	4
G	Vindpark	210,0	490,0	5 %	-	Første konesjonssøknad ved en norsk energiprodusent. Andre konesjonssøknad ved et nyetablert Vindkraftselskap eid av norske everk.	Nei, ikke realisert foreløpig ettersom at konesjonssøknaden som ble godkjent av NVE i 2000, ble avslått av OED i 2002. Saken gjenopptatt med nytt utbyggingsalternativ i 2005	1998	10
H	Vindpark	660,0	2 100,0	3 %	Ja	Vindkraftselskap med norske og utenlandske eiere.	Nei. Konesjon gitt i 2001 og godkjent konesjonsendring i 2005, men ikke realisert	1996	10
Sum		1 911,0	4 728,8						

Tabell 6.1 Sammenstilling av de ulike vann- og vindkraft- sakene

## Konklusjon

Utbygging av ny produksjon i vannkraftsektoren i dag handler i det vesentlige om bygging av småkraftverk og opprustning og utvidelse av utbygde kraftverk. Uttrykket småkraftverk brukes gjerne som et fellesbegrep på vannkraftverk fra 1 MW til 10 MW installert effekt. De fleste småkraftverk i Norge i dag er rene elvekraftverk, uten reguleringsmagasiner som utjevner vannføringen gjennom året. Det er bare de større småkraftverkene som gjør bruk av slike regulerings tiltak.

I de senere år har det også blitt betydelig fokus på vindkraftutbygging, som for tiden i stor grad er avhengig av offentlig støtte fra det nasjonale Energifondet. Begrepet vindkraftverk brukes om en eller flere vindmøller med tilhørende interne elektriske anlegg som fungerer som en samlet produksjonsenhet.

## Vilkår for ny vannkraftproduksjon

To av de fire småskala vannkraftsakene som er vurdert, er eller vil bli realisert. Det er tydelig at kostnader ved nettilknytning har hatt særlig fokus i alle de fire småkraftsakene.

I foreliggende studium er det valgt ut fire småkraftverk (elvekraftverk) i størrelsesorden 1-5 MW. I tre av de fire småskala vannkraftsakene, som har en forventet årsproduksjon

i intervallet 4-22 GWh, synes kostnader ved nettinvestering å stå svært sentralt i beslutningene. En av sakene viste seg ikke å være like relevant for denne studien da "hjemfallsproblematikk" synes å bli en avgjørende faktor. Beslutningen er ennå ikke fattet til tross for at prosjektet har en svært lav utbyggingskostnad i forhold til forventet produksjon (1,75 kr/kWh). I en av sakene, som har pågått i 12 år og hvor utbyggingsprisen er på hele 4,1 kr/kWh primært på grunn av høye nettinvesteringskostnader (anleggsbidrag), har den private investoren fremdeles ikke landet en beslutning. I en annen sak hvor det lokale everket står som tiltakshaver med utbyggingspris på 3,3 kr/kWh inkludert nettinvesteringskostnader, har man valgt å realisere prosjektet fordi den relativt høye nettinvesteringen kan deles mellom utbygger (det lokale everket) og hytteeiere i området. Den samme netteieren har gjennomført en analyse av konsekvenser for nettdriften ved småskala vannkraftutbygging som viser at avkastning på nettdriften vil bli redusert på grunn av "effektivitetsscore" i dagens reguleringsregime. Resultatet er det samme om utbyggingen gjelder hytter, boliger eller tilknytning av kraftproduksjon.

En observasjon ved småkraftsakene er at den relative størrelsen på nettinvesteringen kan være avgjørende for en rask beslutning om realisering. I en av de realiserte småkraftsakene som gikk over ca 2 år fra oppstart til realisering, var utbyggingskostnaden på 2,4 kr/kWh hvorav kostnaden for nettilknytning utgjorde 2 prosent.

Tilsvarende kan man registrere at en av de to småkraftsakene som har gått over 8-12 år og har en relativ nettinvesteringsandel på 9-10 prosent, også blir realisert, mens én fremdeles er til vurdering. Man kan her stille spørsmål ved om eierforhold spiller noen rolle i forhold til investeringsbeslutning då den ene utbyggeren som er et privateid investorselskap med lokal forankring fremdeles vurderer en sak med en relativt høy utbyggingspris på 4,1 kr/kWh.

For den større vannkraftsaken var nettilknytning en relativ stor kostnadspost på 7 prosent av totale investeringer, men det var ikke nettinvesteringen i seg selv som forsinket prosjektet og medførte halv utbygging. Betydelige negative miljøeffekter (miljøkostnader) med tilhørende stor nasjonal opposisjon var avgjørende for at denne saken ble løftet til øverste nivå i beslutningsprosessen i form av behandling i Stortinget. For småskala vannkraftsakene har negative miljøeffekter vært svært lite fokusert, selv om noen høringsinstanser har tatt til orde for at det trengs en slags "Samlet Plan" for vurdering av småskalautbygginger – fordi miljøeffektene ved hver enkelt sak er små – ofte ubetydelige, mens den samlede effekten, kan være stor.

## **Vilkår for ny vindkraftproduksjon**

De tre vindkraftsakene som er beskrevet i foreliggende rapport belyser både ulike og sammenfallende problemstillinger. En av de tre beskrevne vindkraftsakene er realisert, mens de to andre har stoppet opp. Den ene saken stoppet opp på grunn av manglende lønnsomhet i henhold til utbyggers krav. Den andre saken fikk opphevet godkjent konsesjonssøknad av OED, men saken er tatt opp igjen ved at det er sendt ny konsesjonssøknad i 2007 der vindparken er flyttet til et område noen kilometer unna opprinnelig planlagt område.

Realisering av vindkraftprosjekter i Norge synes utfordrende på grunn av høye utbyggingskostnader per produsert kWh. Samtlige spurte utbyggere og involverte

aktører i vindkraftsakene har understreket at tilskuddskroner er avgjørende for en eventuell realisering.

Et av prosjektene, som er lokalisert i et spesielt værutsatt område der ising er en teknisk utfordring og investeringskostnadene er høye, strandet til slutt på grunn av for lav lønnsomhet. Prosjektet fikk innvilget konsesjon og har en investeringskostnad på 2,1 mrd kroner, hvorav nettinvesteringen utgjør ca 3 prosent. Den planlagte vindparken har i tillegg en årlig leiekostnad av grunn på 6 øre/kWh. Prosjektet fikk innvilget et tilskudd på 8 øre/kWh, men ble ikke vurdert lønnsomt nok i forhold til lønnsomhetskrav fra nasjonale og internasjonale investorer.

I denne saken kom det også innvendinger fra riksantikvar og fylkeskommune i konsesjonsbehandlingen, noe som medførte betydelig utsettelse av saken.

I en annen vindkraftsak opplevde man også en relativt lang konsesjonsprosess med avslag fra OED, etter at innvilget konsesjon hos NVE ble anket etter protester fra blant annet friluft-, miljøvern-, og kulturinteresser. Utbygger og konsesjonssøker i denne saken var en stor norsk kraftprodusent. Tre år etter at OED avsto konsesjonssøknaden har et nyetablert vindkraftinvestorselskap, eid av de lokale energiverkene, tatt initiativ til en ny konsesjonssøknad sammen med den lokale grunneier/kommunen. Den planlagte vindkraftparken er i den nye konsesjonssøknaden flyttet noen kilometer fra det opprinnelige planområdet.

## **Vurdering av ulike forhold knyttet realisering av ny vann- og vindkraftproduksjon**

### **Plansystem**

Det ser ut som om kraftsystemutredninger og kommunevise energiutredninger fanger opp og kommenterer de ulike kraftutbyggingsprosjektene. I områder med mye kraftutbygging, småskala vannkraft og vindkraft, er det viktig med felles og overordnede innmatingsplaner til regionalnettet. Dette for å ivareta en helhetlig planlegging av kraftsystemet og en mest mulig ”rettferdig” tildeling av nettkapasitet og kostnadsfordeling. Dette synes i stor grad å bli ivaretatt i plansystemet. Imidlertid synes det som om det kunne vært hensiktsmessig i flere kraftsystemutredninger og energiutredninger å foreta mer omfattende konsekvensvurderinger for kraftsystemet ved ulik grad av realisering av ny kraftproduksjon, dette i samråd med aktuelle utbyggere. Det kan se ut som om dialogen mellom det lokale nettselskapet og potensielle utbyggere i en del tilfeller kommer i gang noe sent i planfasen.

Videre kan det registreres at mange konsesjons- og planprosesser trekker ut i tid på grunn av dette, og man opplever store variasjoner i nettinvesteringskostnader som pålegges utbyggerne. En av årsakene til dette kan være at noen av de potensielle og forventet realiserte utbyggingsprosjektene ikke blir realisert eller blir utsatt, slik at de prosjektene som blir realisert slipper billigere unna med hensyn til nettinvesteringer. I motsatt fall er det enkelte prosjekter som legger beslag på nettkapasitet, og dette medfører at senere prosjekter må ”ta støyten” for økte nettinvesteringer. Eksempelvis ser vi fra en av vindkraftsakene at en realisering ville medført økte kostnader for senere utbyggingsprosjekter i samme område/region.

### **Anleggsbidrag og tariffer for nettilknytning**

I noen tilfeller vil en produksjonsinnmating bidra til å redusere overføringstapet i nettet, mens man i andre tilfeller opplever at produksjonsinnmating både energi- og effektmessig vil medføre behov for oppgradering og/eller nybygging i det lokale overføringsnettet. I alle vann- og vindkraftsaker som er vurdert i foreliggende rapport, er det sistnevnte situasjon som er tilfelle, og nettinvesteringskostnader i form anleggsbidrag blir belastet utbygger.

Som forventet bekrefter de fire småkraftsakene at anleggsbidrag som belastes utbygger, ofte er avgjørende for om saken realiseres eller ikke. I noen tilfeller medfører nettinvesteringen, som gjerne gjenspeiles som 100 prosent anleggsbidrag for utbygger, en utsettelse av saken ved at man vurderer alternative utbygginger eller at man finner løsninger som gjør at nettinvesteringen kan deles med flere.

Blant småkraftsakene framkommer det signaler om at ordningen for anleggsbidrag i dag fungerer slik at utbyggere i enkelte tilfeller blir belastet med en "uforholdsmessig" stor andel av nettilknytningskostnadene og at dagens ordning ikke er godt nok tilpasset mindre utbyggere.

Det kan videre registreres at ut fra de studerte sakene, ser det ut som om tariffkostnader ikke har vært utslagsgivende for realisering.

### **Store vs. små utbyggingssaker**

Større saker med tilknytning til sentralnett eller regionalnett har ofte et mer oversiktlig kostnadsbilde og mer oversiktlige nettkonsekvenser.

Mindre saker med tilknytning i distribusjonsnett har ofte et mer komplisert kostnadsbilde og mindre oversiktlige konsekvenser for tilgrensende nett. Dette blir ofte ikke tilstrekkelig utredet av de mindre utbyggerne i konsesjonsprosessen. I områder hvor det planlegges mange vindparker og mange aktører er involvert, er kostnadsbildet ofte komplisert og det er ofte nødvendig med store nettinvesteringer. Hvorvidt nye nettanlegg blir regnet som produksjonsanlegg eller en del av sentralnett, blir også avgjørende for nettkostnadene for prosjektene, og dermed avgjørende for lønnsomheten i prosjektene.

Det er likevel sjelden at nettkostnadene blir avgjørende for realisering av de store sakene. Det kan registreres at prosentandelen nettinvestering i store og små saker ikke nødvendigvis er så forskjellig. For store prosjekter er det ikke grunnlag for å si at nettkostnadenes andel av de totale prosjektkostnadene nødvendigvis henger sammen med realisering av saken eller ikke.

I småkraftsakene hvor det ofte er mindre investorer (grunneiere) som er utbyggere, kan man registrere at en liten økning i prosjektkostnader som følge av at nettilknytning er av stor betydning for saksutfallet. I større vindkraftsakene, hvor kapitalsterke utbyggere er involvert, er gjerne nettilknytningskostnaden av mindre betydning.

Et annet poeng som kan registreres er at småkraftinvestorene opplever stor usikkerhet knyttet til tilgjengelig nettkapasitet med tilhørende kostnader (anleggsbidrag). I områder hvor det er mange kraftutbyggingsprosjekter vil tildeling av nettkapasitet med tilhørende kostnader fra den lokale netteier, være avhengig av tidspunktet for ønsket nettilknytning. Det vil si avhengig av om det er tilgjengelig nettkapasitet i et område

eller om en planlagt utbygging vil utløse nettinvesteringer i tilgrensende nett fordi det allerede er tilknyttet produksjonsanlegg som legger beslag på nettkapasiteten. Denne problemstillingen er velkjent, og mange småkraftaktører har signalisert dette ved flere anledninger. Det kan stilles spørsmål ved om dagens plan- og konsesjonssystem på en bedre måte kan sikre at ”tilfeldigheter”/tidspunkt for nettilknytning ikke blir utslagsgivende for om ”gode” utbyggingsprosjekter blir realisert eller ikke.

### **Konsesjonsregelverket.**

Konsesjonsbehandling ved kraftutbygging er en omfattende prosess. I konsekvensutredningsarbeidet som inngår i konsesjonssøknaden skal en rekke sider ved utbyggingen vurderes, herunder blant annet hydrologi, vannføring, tilsig, arealbruk, miljøkonsekvenser, landskap, biologiske forhold, økonomi, veitilkomst og nettilknytning. I dag er behandlingstiden for konsesjon ved kraftutbygging gjennomsnittlig 1-1,5 år, noe som bekrefter at Norge i en nordisk sammenheng ligger godt an. Blant de utvalgte casene i foreliggende rapport, ser det ut som om behandlingstiden på 1-1,5 år er representativt for småskala vannkraftsakene. Imidlertid synes det som om de utvalgte vindkraftsakene har hatt noe lenger behandlingstid for konsesjon hos NVE, ca. 2 år. Det er imidlertid klart at konsesjonssøknaden legger føringer for mye av planleggingsarbeidet i forkant, og således kan man si at konsesjonsprosessen starter lenge før søknaden eller melding sendes til konsesjonsmyndighetene.

### *Kompliserte saker er tidkrevende*

Et gjennomgående trekk ved case-studiene, er at sakene har pågått i lang tid, hvorav konsesjonssøknadsprosessen har utgjort et mindre tidsintervall, eller at de har gått over flere etapper med anke til OED eller revisjon av søknad. Dette synes å være tilfelle enten prosjektene er realisert eller ikke. Konsesjonsbehandling forutsetter en rekke lovbestemte trinn i prosessen – som hver tar sin (til dels lovpålagte) tid. Med unntak av de minste vannkraftsakene er regelverket tilnærmet likt for alle saker – uavhengig av størrelse og betydning – selv om for eksempel utredningsprogram ved konsekvensutredninger vil være mer omfattende jo mer kompliserte sakene er, og jo flere interesser som blir/ kan bli påvirket.

### *Miljøinngrep versus nytteverdi ved den enkelte sak*

Konsesjonsmyndigheten skal vurdere miljøkonsekvenser (miljøkostnader) ved de enkelte tiltak (utbygginger) i forhold til nytteverdien for samfunnet, og det gjøres skjønnsmessige vurderinger om dette i konsesjonsvedtakene.

Kriteriene for hvordan disse nytteeffektene (”fordelene” av prosjektet) og samfunnskostnadene (”ulempene” ved prosjektet) skal vurderes og verdsettes, er imidlertid litt diffuse. Spesielt kan miljøkostnadene være vanskelige å vurdere, og i dag vurderes de skjønnsmessig i forhold til om konsekvensene er ”store”, ”middels” eller ”små”.

Det er relativt sjelden at miljøkonsekvensene alene blir avgjørende for utfallet av saker (selv om ikke case-studiene her nødvendigvis er representative). Dette var imidlertid tilfelle for en av de vurderte vindparkene og den vurderte storskala vannkraftutbyggingen. I begge disse sakene var det opplagt store miljøinteresser, og utbyggingsplanene vakte stor *nasjonal* motstand. I begge tilfeller ble de opprinnelige utbyggingsplanene stoppet, og i begge tilfeller har det i etterkant blitt søkt om reduserte/endrede utbygginger i mer eller mindre samme område. I vannkraftsaken ble den reduserte

utbyggingen godkjent og er nå realisert. Den reviderte vindkraftsaken er ennå ikke behandlet.

For en storskala vannkraftutbygging og for en av vindkraftsakene er det beregnet miljøkostnader i kroner og øre mens slike estimater ikke foreligger for de øvrige sakene. Mer systematisk bruk av miljøkostnader i vurderingene av kraftutbyggingssaker kunne trolig være til hjelp i de vanskelige avveiningene mellom nytte og kostnader for samfunnet fordi en da får flere konsekvenser over på samme skala (kroner).

### *Støtteordninger*

Case-studiene i foreliggende rapport bekrefter i stor grad den velkjente observasjonen i ECON-rapport 2007-016 "Mulig ny norsk energiproduksjon" om at for lav lønnsomhet, dvs for høy investeringskostnad per kWh produsert er det største hinderet for realisering av vindkraftprosjekter. I spørreundersøkelsen utført ved ECON ble dette gjenspeilet som for lave "støtteordninger". I tillegg er de viktigste forklaringsfaktorene nettkapasitet, vilkår for netttadgang, kraftprisene og konsesjonsbehandling. De tre første faktorene inngår som kjent i utbyggingens lønnsomhetsvurdering sammen med støtteordninger. I teorien skal utbygging av ny kraft utløses når forventningsverdien av framtidige kraftpriser/inntekter fratrukket driftskostnader, er større enn kostnadene for utbyggingen. For småskala vannkraft sakene synes det som om støtteordninger ikke er fullt så avgjørende og at kraftpriser og nettilknytningskostnader er vel så viktig i lønnsomhetsvurderingen. Dersom man skal foreta en meningsfylt utredning må man også ha i mente hvilke aktører som står for investeringene og hvilke investeringsrisiko de er villig til å ta. På basis av foreliggende case-studie av 9 saker er det ikke mulig å gi et generalisert entydig resonnement om i hvilken grad støtteordninger er avgjørende for realisering av ulike typer kraftutbyggingsprosjekter i Norge.

### **Påstander/hypoteser om vilkår for ny kraftproduksjon**

Med tanke på å vurdere det faktiske situasjonsbildet av rammevilkår for ny kraftproduksjon i norsk energiforsyning, bør man i det videre utredningsarbeidet drøfte følgende hypoteser vi har utledet av case-studien. Det understrekes at hypotesene er basert på et lite antall saker (8 stykk) og kan betraktes som sanne eller usanne påstander.

*Hypotese 1: Mange småskala vannkraftprosjekter blir utsatt eller ikke realisert fordi nettilknytning utgjør en for stor andel av totale utbyggingskostnadene. Ofte er tidspunktet for nettilknytning avgjørende for kostnadene ved nettilknytning og dermed også avgjørende for saksutfallet.*

*Hypotese 2: Kostnader forbundet med nettilknytning på de større vann- og vindkraftsakene er sjelden avgjørende, selv om den prosentvise andelen ofte kan være like stor som i småkraftsakene. Dette kan henge sammen med både størrelsen på sakene og typen aktører. Større og kapitalsterke investorer er ofte mer villig til å ta investeringer som er mer risikofylte enn de mindre investorene samt at de større aktørene er mer oppmerksomme på nettilknytningsproblematikk på et tidligere stadium i planprosessen.*

*Hypotese 3: Det synes som om tilskuddsordninger bidrar til at flere saker realiseres. De fleste utbyggere blant småskala vannkraft poengterer at sakene ofte er "marginalt" lønnsomme uten tilskuddsordninger, men ikke lønnsomme nok til at*



*man hadde realisert saken uten støtte. I vindkraftsakene ser det ut som om tilskudd kan være av enda større betydning for realisering enn for vannkraftsaker.*

*Hypotese 4: Case-studiene tyder på at plansystemet fungerer bra og fanger opp alle igangsatte utbyggingsplaner, men kan forbedres. I mange energiutredninger og kraftsystemplaner foreligger det overordnede innmatingsplaner til regionalnettet. I de mest utbyggingsaktuelle delene av landet ville en felles plan med konsekvensvurdering av nettilknytning for alle potensielle utbyggingsprosjekter kunne bidra til bedre beslutningsgrunnlag og en mer effektiv saksprosess.*

*Hypotese 5: Konesjonsregelverket er mer tilpasset de "store" sakene. Det legges ned mye ressurser i utredninger mv for små, ukontroversielle saker med små effekter for miljø og samfunn.*

*Hypotese 6: Mer systematisk bruk av miljøkostnader i vurderingene av kraftutbyggingsaker kunne trolig være til hjelp i de vanskelige avveiningene mellom nytte og kostnader for samfunnet fordi en da får flere konsekvenser over på samme skala (kroner).*

*Hypotese 7: Vindkraftsakene er spesielt "vanskelige" fordi de er relativt nye for de involverte, og det er mye usikkerhet om hvordan de skal behandles, spesielt i kommunene. En mer overordnet plan (av typen Samlet Plan for vassdrag og Verneplaner for vassdrag) med noen overordnede retningslinjer og lokaliseringkriterier ville avhjelpe dette. Behandlingen preges nå av at "alle" vil ha forurensningsfri vindkraft, men "ingen" vil ha ulempene i sitt område.*

*Hypotese 8: Dagens nye reguleringsregime gir nettselskaper i de mest utbyggingsaktuelle områdene få incentiver til å knytte ny småskala vannkraftproduksjon til distribusjonsnettet. Dette skyldes spesielt den nye modellen for effektivitetsmåling, og at det i stadig flere saker er nødvendig med betydelige investeringer ved nettilknytning.*

*Hypotese 9: Dialogen mellom småkraftutbygger og nettselskap om nettilknytning av ny småskala vannkraftproduksjon kommer i gang så sent at det i noen tilfeller får uheldige konsekvenser for planleggingen. Dette kan innebære at sakene blir utsatt eller ikke realisert fordi nettilknytning viser seg mer tidkrevende, komplisert og kostbart enn forventet.*