

*Torstein Bye, Michael Hoel og Steinar Strøm*

## **Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner**

---

**Sosiale og økonomiske studier**

Serien Sosiale og økonomiske studier omfatter nye forskningsbidrag – monografier og redigerte arbeider – på de områder Statistisk sentralbyrå har forskningsvirksomhet. Analysemetoder og temavalg vil variere, men hovedsakelig vil arbeidene være av anvendt og kvantitativ natur med vekt på utnyttning av SSBs data i analyser for samfunnsplanleggingsformål og til allmenn forståelse av sosial og økonomisk utvikling.

**Social and Economic Studies**

The series *Social and Economic Studies* consists of hitherto unpublished studies in economics, demography and other areas of research in Statistics Norway. Although the studies will vary in analytical methods and in subject matter, they tend to be applied studies based on quantitative analysis of the data sources of Statistics Norway. The research programmes from which the studies originate typically emphasize the development of tools for social and economic planning.

© Statistisk sentralbyrå, august 1999  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen, vennligst oppgi Statistisk sentralbyrå som kilde.

ISBN 82-537- 4698-9  
ISSN 0801-3845

**Emnegruppe**  
01.03.10 Energi

**Emneord**  
Effektivt kraftmarked  
Energi  
Kraftintensiv industri  
Kraftkontrakter

Design: Enzo Finger Design  
Trykk: Falch Hurtigtrykk

# Forord

Store deler av den kraftkrevende industrien og treforedlingsindustrien har kraftpris-kontrakter der prisene har vært fastsatt gjennom politiske prosesser, noe som har gitt denne industrien lavere kraftpriser enn andre næringer. Tidligere studier der en har beregnet konsekvensen for kraftmarkedet, norsk industri og norsk økonomi av å innføre markedspriser på elektrisk kraft for denne industrien har basert seg på makrotall. I denne studien benyttes tall for enkeltbedrifter. Utgangspunktet er bedriftsdata fra industristatistikken. I tillegg har en i denne studien inkludert konsekvenser for utslipp av forurensende gasser til luft av en slik markedsorientering av pris kontraktene i den energiintensive industrien. Endelig har en studert hvilke konsekvenser en slik omlegging av prispolitikken kan få for de enkeltkommuner som eventuelt vil bli rammet av at energiintensiv industri blir ulønnsom og må legges ned.

Professor Michael Hoel og professor Steinar Strøm ved Sosialøkonomisk Institutt ved Universitetet i Oslo har sammen med forskningssjef Torstein Bye i Statistisk sentralbyrå vært redaktører for boken. Betydelige deler av stoffet i kapittel 8, om regionale virkninger, bygger på resultatene av arbeid utført av førsteamanuensis Nils Henrik von der Fehr og hovedfagsstudent Trond Hjørungdal ved Sosialøkonomisk Institutt.

Arbeidet med boken har vært mulig takket være finansiell støtte gjennom en forskningspris som professor Michael Hoel mottok fra Universitetet i Oslo i 1997 og ved støtte fra Miljøverndepartementet. Vi har også hatt mye glede av støtte til beregninger fra forsker Jan Larsson og førstekonsulent Finn Roar Aune i Statistisk sentralbyrå. Tone Veiby og Marit Berger Gundersen har gitt utmerket typografibistand.

# Sammendrag

*Torstein Bye, Michael Hoel og Steinar Strøm*

## **Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner**

**Sosiale og økonomiske studier 102 • Statistisk sentralbyrå 1999**

Et viktig prinsipp fra økonomisk teori er at dersom ikke spesielle grunner tilsier noe annet, bør alle brukere av et gode betale samme pris for godet. Dersom dette prisnippet blir brutt, får vi en situasjon hvor samfunnets knappe ressurser ikke blir utnyttet så effektivt som mulig. Prinsippet gjelder for alle goder, enten det er snakk om rene forbrugsgoder (for eksempel klær og matvarer), rene innsatsfaktorer (for eksempel råvarer av ulike slag), eller goder som dels brukes som forbrugsgoder og dels som innsatsfaktorer i produksjonsprosessen. Elektrisk kraft er et eksempel på sistnevnte type gode.

I Norge betaler den kraftkrevende industrien og treforedlingsindustrien mindre for sin bruk av kraft enn andre. Dette har vært mulig ved at denne industrien historisk har inngått kraftkontrakter der prisene har vært fastsatt gjennom politiske prosesser. En slik prising gir ikke en effektiv utnyttelse av den elektriske kraften. Hensikten med denne boken er å se på konsekvensene av å endre den nåværende situasjonen til en situasjon hvor kraftprisen er lik for alle brukere.

I boken gjennomføres beregninger som illustrerer hva som kan skje med den kraftintensive industrien og treforedlingsindustrien i Norge dersom de blir utsatt for markedspriser i kraftmarkedet. Vi beregner velferdsendringer gjennom endringer i det samlede produsent- og konsumentoverskudd som følge av en omlegging av prisingen av kraften overfor disse bransjene før og etter endringen av prisene. Vi beregner også endringer i forurensingsnivå som følge av en omleggingen av prisingen av kraften overfor disse bransjene. Til slutt studeres omstillingsevnen i de kommuner hvor de energiintensive bedriftene i dag ligger, ved hjelp av et sett av indikatorer. Hovedkonklusjonene i boken er at samfunnet vil tjene både økonomisk og miljømessig på en omlegging av prispolitikken overfor de kraftintensive næringene. En markedsprising av kraften som kraftkrevende industrier nå får relativt billig, vil omfanget av den kraftkrevende industrien. De frigjorte kraftmengdene kan dels eksporteres – og derved erstatte termisk – og dels utsette tidspunktet for nye investeringer i kraftproduksjon i Norge. Studier av omstillingsevnen på kommunenivå antyder også at selv om en slik prosess neppe vil være smertefri, er det grunn til å anta at omstillingsproblemene vil være mindre dramatiske enn det som av og til hevdes i debatten om denne problemstillingen.

**Emneord:** Effektivt kraftmarked, energi, kraftintensiv industri, kraftkontrakter.

**Prosjektstøtte:** Miljøverndepartementet .

# Abstract

*Torstein Bye, Michael Hoel og Steinar Strøm*

## **Et effektivt kraftmarked – konsekvenser for kraftkrevende næringer og regioner**

**Social and Economic Studies 102 • Statistics Norway 1999**

From economic theory we know that, unless special arguments can be made, we obtain economic efficiency if all buyers of a homogeneous good pay the same price for the good. If this principle is violated inefficiency will occur. The principle holds for all goods, i.e. both for consumer goods (e.g. clothing or food), inputs in a production process (e.g. raw materials), and for combined goods. Electricity is an example of a combined good that can be used both as a final good and as an input in production processes.

In Norway, the energy intensive industry (metals and chemicals) and the paper and pulp industry pay a lower price for their use of electricity than other users pay. The reason is that this industry has signed long-term contracts where the prices have been influenced by political processes. This pricing leads to an inefficient use of electricity in Norway. In this book we study the consequences of changing the electricity prices for these sectors so that we obtain a situation where all domestic users of electricity pay the same price.

The book contains numerical calculations of potential structural changes and changes in overall economic welfare (producer and consumer surplus). We also calculate changes in emissions both from these sectors and from the rest of the economy. The last chapter deals with structural change and regional differences, with emphasis on the regions in which the energy intensive firms are located. We discuss how strong the negative impact on these regions will be as a consequence of shutting down non-profitable energy intensive firms when the price of electricity changes.

A main conclusion in the book is that Norway will benefit from increasing the electricity price paid by the energy intensive sectors, both in economic terms and with respect to overall pollution. Reduced electricity use in the energy intensive sectors will in the short run lead to increased export of electricity. In the longer run, new investments in power producing capacity will be reduced. Our regional study also concludes that, although the structural change may imply negative impacts on the local labour markets in some regions, these effects will be moderate compared to the focus this aspect of a price policy change has had in the Norwegian debate.

**Keywords:** Efficient power market, energy intensive industry, power contracts.

**Acknowledgement:** Thanks to the Ministry of Environment for funding.

# Innhold

<b>1. Innledning</b> .....	<b>9</b>
1.1. Hva kjennetegner en effektiv ressursforvaltning? .....	9
1.2. Kraftkrevende industri og treforedling .....	9
1.3. Historisk bakgrunn for de lave kraftprisene betalt av KKN .....	10
1.4. Markedspriser på kraft for alle brukere, et velferdsteoretisk perspektiv.....	11
1.5. En skisse av våre beregninger .....	12
1.6. Betydningen av referanseforløpet .....	13
1.7. Hva skiller denne studien fra tidligere studier? .....	14
1.8. Sammendrag av de viktigste konklusjonene .....	15
<b>2. Kraftkrevende industri og treforedling: Kraftpriser og betalingsvilje ...</b>	<b>17</b>
2.1. Dagens kraftpriskontrakter .....	17
2.2. Markedspriser på kraft .....	18
2.3. Betalingsvilje for kraft på kort og lang sikt .....	19
<b>3. Det nordiske kraftmarkedet</b> .....	<b>25</b>
3.1. Dagens kraftmarked i Norden.....	25
3.2. Krafthandel .....	29
<b>4. To referanseforløp for analysene</b> .....	<b>33</b>
4.1. Innledning .....	33
4.2. Utfasing av eksisterende kraftproduksjonskapasitet i Norden .....	35
4.3. Ny produksjonskapasitet.....	36
4.4. Kraftprisene til industrien .....	37
4.5. Klimapolitikken og den kraftkrevende industrien .....	37
4.6. Referanseforløp I: "Stø kurs" .....	38
4.7. Referanseforløp II: "Kyoto" .....	40
<b>5. Beregning av likevektspris ved markedspris for kraftintensiv industri .</b>	<b>43</b>
5.1. Innledning .....	43
5.2. Likevektspriser under "Stø kurs" .....	43
5.3. Likevektspriser under "Kyoto" .....	47
<b>6. Produsent- og konsumentoverskudd</b> .....	<b>51</b>
6.1. Teoretisk bakgrunn .....	51
6.2. Dagens avkastning i kraftsektoren .....	53
6.3. Endring i konsument- og produsentoverskudd fra regulert marked til likevektsmarked – "Stø kurs" .....	54
6.4. Endring i konsument og produsentoverskudd fra regulert marked til likevektsmarked – "Kyoto" .....	56

---

<b>7. Utslipp.....</b>	<b>59</b>
7.1. Utslipp av CO <sub>2</sub> fra kraftproduksjon i Norge og Norden.....	59
7.2. Utslipp av CO <sub>2</sub> fra resten av norsk økonomi.....	61
7.3. Utslipp av andre klimagasser .....	62
7.4. Utslipp av SO <sub>2</sub> og NO <sub>x</sub> .....	62
<b>8. Regionale omstillingsvirkninger.....</b>	<b>65</b>
8.1. Lokale næringsliv .....	66
8.2. Lokale arbeidsmarkeder .....	72
8.3. Offentlig sektor.....	76
8.4. Virkninger av økte kraftpriser .....	80
8.5. Konklusjon.....	87
<b>Referanser .....</b>	<b>89</b>
<b>Vedlegg .....</b>	<b>91</b>
<b>De sist utgitte publikasjonene i serien Sosiale og økonomiske studier ...</b>	<b>103</b>

---





# 1. Innledning

## 1.1. Hva kjennetegner en effektiv ressursforvaltning?

Et viktig prinsipp fra økonomisk teori er at dersom ikke spesielle grunner tilsier noe annet, bør alle brukere av et gode betale samme pris for godet. Bakgrunnen for dette prinsippet er at dersom det blir brutt, får vi en situasjon hvor samfunnets knappe ressurser ikke blir utnyttet så effektivt som mulig. Forklaringen på dette er følgende: Hver bruker av et gode vil ut fra egen interesse bruke godet i et omfang som gjør at den marginale verdien av godet for brukeren blir lik godets pris. Dersom alle brukere betaler samme pris, vil derfor også den marginale verdien av godet bli lik i alle anvendelser. Dette er en betingelse for effektiv bruk av godet. Dersom den marginale verdien var ulik i ulike anvendelser, kunne en øke den samlede verdien av bruken av godet ved å omfordele godet fra anvendelser med lav marginal verdsetting (svarende til lav pris) til anvendelser med høy verdsetting (svarende til høy pris).

Prinsippet over gjelder for alle goder, enten det er snakk om rene forbrugsgoder (for eksempel klær og matvarer), rene innsatsfaktorer (for eksempel råvarer av ulike slag), eller goder som dels brukes som

forbrugsgoder og dels som innsatsfaktorer i produksjonsprosessen. Elektrisk kraft er et eksempel på sistnevnte type gode. I Norge betaler den kraftkrevende industri og treforedlingsindustrien mindre for sin bruk av kraft enn andre. Dette gir ikke en effektiv utnyttelse av den elektriske kraften. Hensikten med denne boken er å se på konsekvensene av å endre den nåværende situasjonen til en situasjon hvor kraftprisen er lik for alle brukere.

## 1.2. Kraftkrevende industri og treforedling

Den kraftkrevende industrien og treforedling omfatter i hovedsak produksjon av

- primæraluminium; produksjonen skjer ved 7 primæraluminiumsverk med 5 252 ansatte i 1995,
- ferrolegeringer (ferrosilisium, ferromangan, silikomangan, ferrosilikonmangan og silisiummetall); produksjonen foregår i 16 bedrifter med 2 897 ansatte i 1995,
- kjemiske råvarer (plastråstoffer, karbidprodukter og kunstgjødsel); produksjonen foregår i 65 bedrifter med 8 439 ansatte i 1995,
- masse (cellulose, papir og papp) produksjonen foregår i 39 bedrifter med rundt 6900 ansatte i 1995.

I tillegg til disse produktene produseres det også en rekke andre produkter. I 1995 utgjorde antall ansatte i kraftkrevende næringer og treforedling rundt 1,7 prosent av antall ansatte i landet.

I 1996 hadde den kraftkrevende industrien et kraftforbruk på om lag 30 TWh. Forbruket i treforedling var på vel 6 TWh. Til sammen utgjorde disse 36 TWh om lag 30 prosent av det innenlandske elektrisitetsforbruket. Kraftkrevende industri-sektorer som aluminium og ferrolegeringer bruker i tillegg mye fossilt brensel i prosessene, og treforedling bruker også olje og bioenergi til varmeformål.

Den kraftkrevende industrien og treforedling dekker sitt kraftforbruk gjennom langsiktige kontrakter med Statkraft eller andre leverandører og ved egenprodusert kraft. Statkraftleveransene, på politisk bestemte prisvilkår, dekker om lag halvparten av forbruket, det vil si om lag 18-19 TWh. Middelproduksjonen i egne kraftverk er på rundt 12 TWh per år. Denne egne kraftproduksjonen er avhengig av tilsigsforholdene og kan derfor variere betydelig fra år til år.

I fortsettelsen vil vi bruke forkortelsen KKN (**kraftkrevende næringer**) for den kraftkrevende industri og treforedling.

### **1.3. Historisk bakgrunn for de lave kraftprisene betalt av KKN**

I forbindelse med gjenreisningen etter den andre verdenskrig var det et sterkt ønske om å utnytte de norske vannkraftressursene. Selv om investeringkostnadene per kWh var relativt lave, var de fleste vannkraftprosjekter relativt store, med tilsvarende store totale investeringskostnader. Samtidig var etterspørselssiden relativt begrenset og det var ikke etablert et nasjonalt nett for overføring av kraft. Det var

usikkerhet omkring avkastningen av investeringene i kraftverk. For å realisere det potensialet som lå i utnyttelsen av vannfallene, tok de offentlige myndigheter ansvaret for investeringene i vannkraftsektoren. Private og offentlige aktører etablerte store kraftintensive bedrifter innenfor stål, ferrolegeringer og aluminium som kunne være mottakere av de store kraftmengdene som ble produsert. For å få til en kobling mellom produksjon og forbruk av kraft, inngikk kraftleverandørene langsiktige kontrakter med de kraftkrevende bedriftene. I de kontraktene som ble etablert mellom eierne av kraftverkene og de kraftkrevende bedriftene ble prisene satt lave, noe som var optimalt siden vannkraften ikke kunne overføres mellom regionene og siden investeringskostnadene per enhet var lave. Senere steg etterspørselen i det norske markedet kraftig, samtidig som overføringsmulighetene ble utvidet. For å dekke denne stigende etterspørselen ble prisen i markedet presset opp siden kraftproducentene sto overfor stadig dyrere og dyrere kraftverksprosjekter. Priskontraktene med industrien hadde en varighet på rundt 60 år frem i tid og med svært få muligheter til å indeksregulere prisene. Fra et pris- og kostnadsnivå på elektrisk kraft på 4 øre/kWh (1996 priser) i 1950-årene har kostnadsnivået i nye kraftverk steget til opp mot 20 øre/kWh i markedet i dag. Dette har medført en svært stor avstand mellom priser som andre brukere betalte og priser betalt av denne industrien. Utover på 1950-tallet, 1960-tallet og et stykke ut i 1970-årene fortsatte kraftprodusentene og den kraftkrevende industrien å undertegne stadig flere kontrakter. Kontraktenes prisnivå tok utgangspunkt i kostnadsnivå ved de kraftprosjektene industrietableringene var knyttet opp mot uten hensyntagen til at kostnadsnivået i nye prosjekter ville øke, etter-

spørselen i markedet ville stige og dermed ville også prisene øke. Det eneste nye som skjedde i de nye kontraktene, var at kontraktperioden stadig ble kortere. I de senere kontraktene (60- og 70 tallet ) gikk kontraktstiden gradvis ned til 50 og 40 år. Alle kontraktene løper ut mellom 2005 og 2011. I dag har noen industriforetak forhandlet deler av kraftmengdene kommersielt i markedet.

#### **1.4. Markedspriser på kraft for alle brukere, et velferdsteoretisk perspektiv**

Som nevnt i avsnitt 1.1, følger det fra generelle prinsipper innen økonomisk teori at i den grad spesielle grunner ikke tilsier noe annet, bør alle brukere av elektrisk kraft som kan overføres mellom disse brukerne, betale samme pris for kraften. Ut fra prinsippet om at lik pris gir en mer effektiv utnyttelse av den elektriske kraften enn ulike priser, vil vi vente at det er en økonomisk gevinst knyttet til en overgang til lik pris. I beregningene i kapittel 6 viser vi at det er en slik positiv gevinst, og vi beregner størrelsen på denne under ulike forutsetninger. I tillegg til dette beregner vi en rekke andre konsekvenser av overgangen, bl.a. virkningene på produksjon og sysselsetting i KKN, samt virkninger på ulike typer miljøskadelige utslipp.

Elektrisk kraft brukes både direkte av husholdninger samt i mange typer næringsvirksomhet. Når vi snakker om lik pris for alle brukere, er det viktig å presisere hva som menes. Med lik pris for kraft mener vi lik pris for selve kraften. I tillegg til denne prisen betaler brukerne for overføring og distribusjon av elektrisk kraft. Overførings- og distribusjonskostnadene varierer sterkt mellom like typer brukere, og dette bør bli avspeilet i sluttprisene for disse tjenestene. Totalprisen ulike brukere

betaler for elektrisk kraft, vil derfor kunne variere mellom brukere uten at dette er en indikasjon på en ineffektiv ressursanvendelse.

Kraftpriser vil variere over året og til dels over døgnet. Det er store forskjeller mellom brukere når det gjelder sammensetningen av bruken gjennom året. Husholdninger vil ha størst bruk av kraft på dagtid om vinteren (kraften er da mest etterspurt og er følgelig mest verdt på dette tidspunktet), og minst bruk på sommernetter (kraften er da minst verdt). Den kraftkrevende industrien har på den annen side et temmelig jevnt kraftforbruk over døgnet og over året. Selv med like priser på et hvert tidspunkt vil derfor KKN ha en lavere gjennomsnittspris over året enn husholdningene har. En slik forskjell i gjennomsnittspris er derfor i seg selv ingen indikasjon på ineffektiv ressursbruk.

Effektivitetskravet om "lik pris for alle" må ikke tolkes for bokstavelig. I likhet med de fleste varer og tjenester, er elektrisk kraft ikke et homogent gode. Kraften kan leveres med ulike grader av leverings-sikkerhet. Ulike typer brukere kan ha ulik verdsetting av høy leveringssikkerhet, dermed kan prisen variere mellom ulike kontraktsformer. I tillegg til dette kan ulike brukere ha ulik holdning til prisrisiko. Dette åpner for ulike kontrakstyper for ulike brukere. Prisdifferanser som har sin bakgrunn i slike faktorer, står ikke i noe motsetningsforhold til økonomisk effektivitet. Tvert imot er et fleksibelt marked med valg mellom ulike kontraktsformer en forutsetning for en effektiv utnyttning av ressursene.

For noen av brukerne inkluderer prisen de betaler for elektrisk kraft avgifter til staten. I Norge betaler husholdninger og deler av næringslivet en elektrisitetsavgift

på 5,7 øre per kWh. I tillegg betaler husholdningene 23 prosent moms på elektrisitet pluss elektrisitetsavgift. Med en kraftpris på eksempelvis 20 øre per kWh blir dermed de samlede avgiftene (elektrisitetsavgift og moms) husholdningene betaler, lik 58 prosent av prisen de betaler.

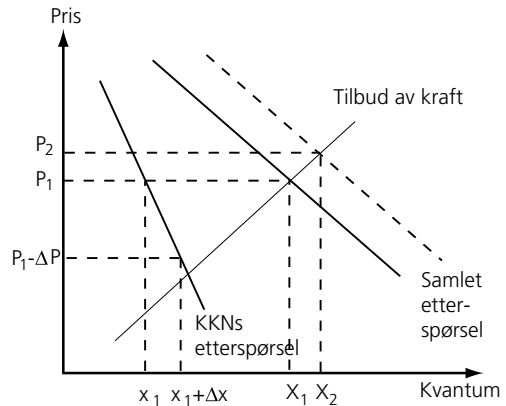
I dette arbeidet drøfter vi ikke hvor fornuftig dagens avgiftssystem er og i våre beregninger har vi ikke sett på virkningene av endrede avgifter på elektrisk kraft, selv om det er mye som taler for at disse avgiftene bør endres. Vi har begrenset oss til å se på virkningene av at KKN i fremtiden må betale samme pris som andre for sin bruk av kraft, eksklusiv overføring, distribusjon og avgifter.

### 1.5. En skisse av våre beregninger

I dette avsnittet skal vi gi en grov skisse av de typene beregninger vi har gjort. Mer detaljerte forklaringer og drøftinger av forutsetninger m.m. vil bli gitt i de aktuelle kapitlene senere i boken.

En enkel skisse av markedet for kraft er gitt i figur 1.1. Her er for enkelhets skyld alle tilbuds- og etterspørselskurver tegnet rettlinjet. I virkeligheten er dette langt fra tilfelle, men for å illustrere poengene mister vi ingenting ved en slik figurfremstilling. Tilbudssiden er illustrert med en stigende kurve for samlet tilbud av elektrisk kraft. På etterspørselssiden har vi tegnet inn tre kurver – to heltrukne og en stiplede. Den stiplede kurven skal vi forklare straks. De to heltrukne kurvene gir etterspørselen fra KKN og for samlet kraftetterspørsel. Til enhver pris måler den horisontale differansen mellom de to heltrukne kurvene den samlede etterspørselen fra husholdninger samt fra næringslivet utenom KKN.

Figur 1.1. En enkel skisse av kraftmarkedet



Dersom alle brukere betalte samme pris for kraften, ville en markedslikevekt være gitt ved likevektsprisen  $P_1$ . Til denne prisen ville samlet etterspørsel være  $X_1$ , mens etterspørselen fra KKN ville være  $x_1$ .

Anta nå at KKN får et prisavslag lik  $\Delta P$  i forhold til prisen andre må betale. For markedsprisen  $P_1$  (som alle andre må betale) vil dermed KKNs etterspørsel etter kraft øke fra  $x_1$  til  $x_1 + \Delta x$ . En lignende økning i etterspørselen vil vi få for enhver markedspris, forutsatt at avslaget  $\Delta P$  er det samme uansett pris. Dermed vil også den samlede etterspørselen øke med  $\Delta x$  for enhver pris. Dette betyr at den samlede etterspørselen skifter utover fra den heltrukne kurven til den stiplede pga. prisavslaget som KKN får.<sup>1</sup> Likevektsprisen som resten av kraftmarkedet må betale når KKN får prisavslaget  $\Delta P$  blir dermed  $P_2$ , og samlet etterspørsel etter kraft blir  $X_2$ . Samlet produksjon og bruk av kraft er

<sup>1</sup> Med rette etterspørselskurver samt forutsetningen om at prisavslaget  $\Delta p$  er uavhengig av markedsprisen, blir den horisontale avstanden  $\Delta x$  mellom den stiplede og den heltrukne etterspørselskurven konstant.

altså høyere i dette tilfelle enn i tilfelle med lik pris for alle. Derimot er bruken av kraft utenom KKNs bruk lavere, siden  $P_2$  er større enn  $P_1$ .

Vår analyse tar utgangspunkt i en situasjon hvor KKN betaler en lavere kraftpris enn andre. Vi beregner virkningene av å oppheve denne favoriseringen av KKN. Det går fram av drøftingen over at vi kan vente følgende resultater på markedet for elektrisk kraft:

- (a) Prisen til brukere utenom KKN går ned
- (b) Bruken av kraft utenom KKN går opp (følger av (a))
- (c) Prisen til KKN går opp
- (d) Bruken av kraft i KKN går ned (følger av c)
- (e) Produksjonen av elektrisk kraft går ned (lukket økonomi)

Et viktig og relevant spesialtilfelle er når tilbudskurven er horisontal innen det aktuelle området (dvs. mellom den heltrukne og stiplede kurven for samlet etterspørsel). For dette spesialtilfellet faller virkningene (a) og (b) bort. De øvrige virkningene blir imidlertid fortsatt gyldige. En horisontal tilbudskurve kan for eksempel være et resultat av at epoken med vannkraftutbygging har tatt slutt og at det mest lønnsomme alternativet i produksjonen av elektrisitet er basert på olje, gass og/eller atomkraft. Til nå har vi vært noe upresise når det gjelder hva vi mener med samlet tilbud og etterspørsel. Den mest nærliggende tolkningen er at det er samlet tilbud og etterspørsel i Norge vi omtaler. Som vi skal drøfte nærmere i kapittel 3, er det store muligheter for økt og fri handel med elektrisk kraft på tvers av landegrensene blant de nordiske landene. I vår analyse antar vi at handel forekommer blant de nordiske landene i

den utstrekning slik handel er lønnsomt for partene. Denne antagelsen kan til en viss grad stå i motsetning til Stortingets mål om at Norge skal være selvforsynt med elektrisk kraft fra fornybare kilder i et normalnedbørsår. Et slikt mål er imidlertid temmelig vilkårlig og kan vanskelig gis noen økonomisk begrunnelse. Vi antar derfor at målet ikke vil forsøkes opprettholdt hvis det er sterke økonomiske grunner til å fravike målet.

Vi nevnte over at en horisontal tilbuds-kurve i figur 1.1 er et viktig spesialtilfelle. Beregningene våre viser at når vi ser på det nordiske kraftmarkedet som en helhet, vil dette spesialtilfelle være gyldig i slutten av vår beregningsperiode (som går til år 2020) for et av våre beregningsalternativer. For de siste årene forut for 2020 vil derfor endringene av vilkårene for kraft til KKN ikke gi noen reduksjon i markedsprisen på elektrisk kraft.

### 1.6. Betydningen av referanseforløpet

Analysene vi har gjort i denne boken, tar utgangspunkt i et referanseforløp for den norske økonomien. Referanseforløpet beskriver utviklingen av viktige størrelser i norsk økonomi for perioden 1997 til 2020. I referanseforløpet er det antatt at KKN får kjøpe kraft til lavere priser enn andre brukere av elektrisk kraft i dette alternativet.

I en alternativ beregning til referanseforløpet antar vi at KKN gradvis blir stillt overfor ren markedsprising. Konkret antar vi at prisavslaget som KKN får, blir gradvis eliminert i løpet av perioden 1998 til 2010. Dette gir oss et alternativt forløp. For alle variable av interesse kan vi dermed sammenligne verdiene år for år mellom referanseforløpet og det alternative forløpet. Dette gir oss derved en

full beskrivelse av virkningen av å oppheve eksisterende kraftkontrakter med KKN.

Analysen vår gir formelt sett en fullstendig dynamisk analyse av virkningene av å legge om prispolitikken overfor KKN. Imidlertid er modelleringen av overgangen fram til den nye langsiktige likevekten (i år 2020) temmelig mekanisk og noe vilkårlig. Vi har derfor større tro på sammenligninger av økonomiske størrelser i år 2020 enn vi har for tilsvarende sammenligninger i for eksempel år 2005. Samtidig er det klart at usikkerheten om størrelsen på økonomiske variable er større jo lengre inn i fremtiden en ser. Denne usikkerheten går på nivåene på økonomiske størrelser både under referanseforløpet og det alternative forløpet. Selv om nivåene på disse forløpene er svært usikre etter år 2010, mener vi at forskjellen mellom dem (som altså er virkningen av omleggingen av prispolitikken) er mindre usikker etter 2010 enn før.

Vi har gjort to sett av beregninger, basert på to ulike referanseforløp. Disse referanseforløpene er diskutert i detalj i kapittel 4. Det som skiller dem er hvilke forutsetninger vi gjør om klimapolitikken i årene fremover. Det er stor usikkerhet om en vil få en oppfølging av Kyotoprotokollen, hvor det blir et regime for omsettbare kvoter for klimagasser, og det er usikkert hvor høy prisen på slike kvoter eventuelt vil bli. Dette kan være helt avgjørende for hvilke effekter en vil få av en markedsprising av kraftkontraktene til KKN. Vi har derfor laget to referansebaner for å se på disse virkningene. I den ene referanseberegningen, "stø kurs" har vi forutsatt det ikke blir noen slik kvoteomsetning, og at det heller ikke nasjonalt innføres noen virkemidler for å oppfylle den norske delen av Kyotoforpliktelsene,

samt at dagens avgifter på CO<sub>2</sub>-området videreføres.

I den andre referansebanen, kalt "Kyoto", har vi antatt at det blir et gjennomslag for omsettbare kvoter for å oppfylle Kyoto-protokollens forpliktelser, at markedet for slike kvoter blir effektivt, og at den effektive kvoteprisen blir 200 1998-kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

### **1.7. Hva skiller denne studien fra tidligere studier?**

I tidligere studier av kraftkrevende industrier og kraftpriser har en benyttet data på sektornivå, se for eksempel Bye og Strøm (1987). I denne studien bruker vi data på bedriftsnivå. For det første benytter vi observasjoner av kraftpriskontrakter på det nivå disse kontraktene er inngått. For det andre bruker vi observerte driftsresultat og elektrisitetsforbruk på bedriftsnivå til å anslå den enkelte bedrifts maksimale betalingsvilje for kraft på kort sikt. Med kort sikt menes et bestemt år. Vi har valgt 1990 da dette synes å være et prismessig "normalår" for produksjon i disse bransjene. For det tredje bruker vi observerte driftsresultat, investeringer i perioden 1972-1993 og elektrisitetsforbruk på bedriftsnivå til å anslå den enkelte bedrifts maksimale betalingsvilje for kraft på lang sikt. I beregningen av denne langsiktige betalingsviljen må vi ta hensyn til at bedriftens inntekter må dekke et krav til avkastning på realkapital og utgifter til vedlikehold av realkapitalen, i tillegg til løpende utgifter til arbeidskraft og råvarer. Denne studien er derfor basert på svært detaljerte mikrodata.

Siden vi er i stand til å identifisere bedriftenes lokalisering er vi også i stand til å drøfte langt mer detaljert enn i tidligere studier de regionale virkningene av even-

tuelle nedleggelse av kraftkrevende industribedrifter. Nedleggelse kan komme som følge av økte kraftpriser.

### 1.8. Sammendrag av de viktigste konklusjonene

I dag betaler de kraftkrevende næringene (KKN) en betydelig lavere pris (eksklusive overføring og distribusjon) og avgiften for kraften enn de øvrige brukerne av elektrisk kraft i Norge. Snitt-prisen per kWh var i 1996 11,8 øre, mens den for øvrige brukere var 18,8 øre. Som nevnt i 1.3 er ikke alle prisforskjeller uforenlig med markedsbaserte priser. Likevel er det grunn til å tro at en betydelig del av denne prisulikheten er en indirekte måte å subsidiere KKN på.

Som forklart i avsnitt 1.4 ser vi på virkninger av at særbehandlingen av KKN gradvis blir opphevet. Vi har antatt at prisforskjellen mellom prisen som KKN og øvrige brukere betaler gradvis blir redusert, slik at den har falt helt bort i år 2020.

Den samfunnsmessige gevinsten av å oppheve prisfordelen KKN har hatt til nå, er sammenfattet i tabell 1.1. Beregningene er gjort for de to referansealternativene som kort ble omtalt i avsnitt 1.7, "Stø kurs" og "Kyoto". De to referansebanene er omtalt nærmere i kapittel 4.

Beregningene er gjort rede for i detalj i kapitlene 5 og 6. Tallene i tabell 1.1 er nåverdiberegningene fra kapittel 6, omregnet til konstante årlige gevinster for perioden 1998-2020.

I avsnitt 1.4 forklarte vi hvorfor en mulig effekt av at KKN etterhvert må betale markedspriser for elektrisk kraft er at denne markedsprisen blir lavere enn den ellers ville blitt. Den første linjen i tabell 1.1 måler gevinsten for øvrige brukere av

Tabell 1.1. **Gevinst av overgang til markedspris på kraft for kraftkrevende næringer (millioner 1998 kroner per år)**

	"Stø kurs"	"Kyoto"
Alminnelig forsyning	650	1 553
Kraftprodusenter	1 285	2 596
KKN	-1 391	-2 777
Samlet gevinst	544	1 372

denne effekten. En teoretisk drøfting av denne effekten er gitt i avsnitt 6.1, mens den mer detaljerte virkningen på markedsprisen på kraft er drøftet i kapittel 5. Det viser seg at under "Stø kurs" forårsaker politikkomleggingen størst prisnedgang i perioden 2003-2009. Fra og med 2012 blir markedsprisen tilnærmet upåvirket under alternativet "Stø kurs". I alternativet "Kyoto" blir prisnedgangen størst etter 2008: I perioden 2008-2020 blir prisnedgangen opp mot 8 prosent (i 2020). Årsaken til denne forskjellen mellom alternativene er at i alternativet "Kyoto" øker kostnadene i fossilt fyrte kraftverk.

Samlet utgjør gevinsten av lavere markedspris på elektrisk kraft for øvrige brukere 650 millioner kroner per år under "Stø kurs", og 1553 millioner kroner per år under "Kyoto".<sup>2</sup>

En av virkningene av at KKN må betale markedspris for kraft er at kraftprodusentenes inntekter endres. Dette er forklart nærmere i avsnitt 6.2, og beregningen er gjengitt i avsnittene 6.3 og 6.4. Den årlige gevinsten for kraftprodusenten er gjengitt i den andre linjen i tabell 1.1.

De to første linjene i tabell 1.1 utgjør til sammen bruttogevinsten av å legge om

<sup>2</sup> Disse tallene er lik nåverdiene hentet fra kolonne 2 i tabellene 6.2 og 6.4, omregnet til konstante strømmer for perioden 1998-2020 med en kalkulasjonsrente lik 5 prosent.

prispolitikken for KKN. Denne bruttogevinsten er altså lik hhv. 1935 og 4149 millioner kroner per år for hele perioden 1998-2020 under "Stø kurs" og "Kyoto". En del av denne bruttogevinsten motsvares av at KKN taper på politikkomleggingen. Dette tapet er gitt i tredje linje i tabell 1.1 (hentet fra beregningene i kapittel 6). Trekker vi dette tapet fra bruttogevinsten finner vi den samfunnsmessige nettogevinsten av politikkomleggingen. Denne er gjengitt i siste linje i tabell 1.1, og utgjør altså hhv. 544 og 1 372 millioner kroner per år under "Stø kurs" og "Kyoto".

I kapittel 2 er det gjort rede for etterspørselen etter kraft fra KKN. Prisøkningen på kraft til disse næringene som følge av endret prispolitikk, er i år 2020 5,3 øre per kWh under "Stø kurs", og 10,1 øre under "Kyoto". På kort sikt vil store deler av KKN tåle betydelige prisøkninger på kraft uten at de vil legge ned. Dette skyldes at selv med betydelig økte kraftpriser vil de variable kostnadene bli dekket. Når investeringene er foretatt, vil i mange tilfeller maskinene og utstyret ikke ha noen annen alternativ anvendelse. I den kraftkrevende industrien kan nok dette som oftest være situasjonen, selv om fabrikklokaler, kontorbygninger og kanskje også noe prosessutstyr kan selges i markedet. Ser vi bort fra at kapitalutstyret har en alternativ anvendelse, så vil det være lønnsomt å drive bedriften så lenge driftsoverskuddet er positivt<sup>3</sup>.

Dersom bedriften ikke får dekket sitt krav til kapitalavkastning, må vi gå ut fra at bedriften vil avstå fra å foreta nye investeringer når utstyret slites ut. Etterspørselen etter kraft i et mer langsiktig perspektiv må ta hensyn til at den investerte realkapitalen skal oppnå den ønskede

avkastningen og at slitasjeutgiftene på maskiner og utstyr dekkes. Vi må derfor regne med at virkningen av en prisøkning på kraft for KKN vil bety langt mer for aktivitetsnivået i KKN på lang sikt enn på kort sikt. Våre beregninger i kapittel 6 viser da også at den langsiktige virkningen av prisøkningen på kraft er betydelig: Kraftforbruket i KKN blir mer enn halvert i forhold til referansesituasjonen når KKN må betale markedspris for kraften den bruker.

Reduksjonen i kraftetterspørselen fra KKN vil i stor grad finne sted gjennom nedleggelse av bedrifter som ville vært opprettholdt også på lang sikt hvis de fortsatte å få billig kraft. Dette innebærer selvsagt også at sysselsettingen i KKN går ned. Dette er nærmere omtalt i kapittel 8.

I tillegg til virkningen på kraftbruk og sysselsetting, vil omleggingen av prispolitikken overfor KKN ha betydning for ulike typer miljøskadelige utslipp. Dette er drøftet nærmere i kapittel 7. En hovedkonklusjon er at med utgangspunkt i begge referansealternativene, vil de samlede utslippene av CO<sub>2</sub> fra Norge bli redusert med om lag 9 prosent i år 2020 som følge av at KKN må betale markedspris for elektrisk kraft.<sup>4</sup> Utslippene av et par andre klimagasser (PFC og SF<sub>6</sub>) blir også redusert som en følge omleggingen av prispolitikken.

Av øvrige utslipp er det særlig utslippene av SO<sub>2</sub> som blir påvirket av at KKN må betale markedspris på elektrisk kraft. I forhold til situasjonen hvor KKN fortsetter å få billig kraft, blir disse utslippene redusert med om lag 20 prosent.

---

<sup>4</sup> Ikke overraskende vil innføringen av en CO<sub>2</sub>-avgift (eller CO<sub>2</sub>-kvoter) ha en sterkere effekt på CO<sub>2</sub>-utslippene enn en økning av kraftprisen for KKN. Utslippene av CO<sub>2</sub> under "Kyoto"-alternativet er 23-25 prosent lavere enn under "Stø kurs" (avhengig av hva en antar om kraftprisene).

---

<sup>3</sup> Spesielt hvis dette også forventes framover.



## 2. Kraftkrevende industri og treforedling: Kraftpriser og betalingsvilje

### 2.1. Dagens kraftpriskontrakter

Statkraftleveransene på politisk bestemte vilkår varierer betydelig med hensyn til pris, kraftvolum og utløpsdato. I det følgende vil vi omtale kraftkontraktene slik de var i 1996. Siden da har Norsk Hydro reforhandlet kontrakter med Statkraft på kommersielle vilkår. Vi kjenner ikke disse vilkårene og heller ikke hvilket kraftvolum kontraktene omfatter. Videre har Elkem inngått en liknende avtale med Statens Vattenfall, Sverige, om levering av rundt 2 TWh per år. I denne avtalen er kraftprisen knyttet til utviklingen i prisen på Elkem's produkter.

I Statskraftleveransene på politisk bestemte vilkår er den laveste prisen per 1.1.1996 på 4,7 øre/kWh (ved kraftstasjons vegg) og gjelder en leveranse på 1,25 TWh. Denne kontrakten løper ut i 2006. Den høyeste prisen per 1.1.1996 er på 16,2 øre/kWh (referert ut av sentralnettet) og gjelder en leveranse på 0,7 TWh, og med utløpsdato i 2010.

Kontraktene kan deles inn etter når de ble inngått. En viktig årsak til prisvariasjonene skyldes ulik prisjusteringsklausul. Kontraktene inngått i 1950 blir prisjustert hvert 10. år med 60 prosent av engrosprisindeksen;

kontraktene inngått i 1960 justeres hvert 5. år med 60 prosent av engrosprisindeksen, mens de nyere kontraktene (1976 og 1996 kontraktene) justeres hvert år med 150 prosent av engrosprisindeksen. Prisnivået ved kontraktsinngåelsen varierer selvsagt også en god del. I de første kontraktene ble det lagt til grunn at prisen skulle settes slik at bokførte kostnader ved produksjonen av kraft skulle dekkes.

I tabell 2.1 gir vi en summarisk beskrivelse av volum og pris i de fleste av de ulike kontraktene Statkraft har med den kraftkrevende industri og treforedling. Prisene refererer seg til 1.1.1996. Prisene er veide gjennomsnitt av prisene i de ulike kontraktene, med de kontraktsfestede kraftvolumene for hver bedrift som vektor, og er referert ut av sentralnettet, bortsett fra for leiekontraktene hvor prisene refererer seg til kraftstasjons vegg. Prisen ved kraftstasjons vegg vil være lavere enn pris referert ut av sentralnettet på grunn av at de siste prisene også inkluderer kostnader ved overføring av kraft. Utløpsdatoene varierer noe fra kontrakt til kontrakt, men stort sett løper de fleste kontraktene ut mot slutten av det neste tiåret. Den siste utløpsdatoen er 31.7.2011 og gjelder to kontrakter med en samlet levering av 1,5 TWh.

Tabell 2.1. **Volum og pris per 1.1. 1996 i Statskraft's leveranser til kraftkrevende industri og treforedling. TWh og øre/kWh**

Kontraktstype	TWh per år	Øre/kWh
1950 kontrakter	3,7	5,2
1960 kontrakter	3,6	7,4
1996 kontrakter	3,0	13,1
Treforedling,		
1996-kontrakter	2,8	13,5
Sum	13,1	9,4
Leiekontrakter		
(foregrepne hjemfall)	2,3	9,6

Av tabell 2.1 ser vi at gjennomsnittet av prisene på kraft levert til den kraftkrevende industrien på politisk bestemte vilkår, referert ut av sentralnettet, var i underkant av 10 øre/kWh per 1.1. 1996. Til sammenlikning var prisen på kraft levert til norske hushold, justert for overførings- og distribusjonskostnader og ulike avgifter, om lag 20 øre/kWh (se NOS, Elektrisitetsstatistikken, tabell 21).

Dersom den kraftkrevende industrien er i stand til å betale den samme og høyere pris som andre kraftbrukere og uten at noe produksjon legges ned på kort og lang sikt, vil de lavere kraftprisene som industrien nyter godt av bare gripe inn i fordelingen av inntekt i landet. De lave kraftprisene gir inntektsfordeler til eierne av den kraftkrevende industrien.

Dersom en innføring av markedspriser på kraften fører til at produksjon må legges ned eller produksjonsformer endres, innebærer dagens lave priser på kraft levert til den kraftkrevende industrien i tillegg en ineffektiv forvaltning av landets knappe ressurser. Kraftkrevende bedrifter er da ikke i stand til å betale hva andre brukere er villige til å betale for kraften. Ved å opprettholde lave kraftpriser til kraftkrevende industribedrifter, legger disse beslag på kraft som alternativt

kunne vært benyttet av andre til mer høyverdige formål.

I kapittel 5 viser vi at betydelige deler av den kraftkrevende industrien trolig ikke er i stand til å betale en markedspris på kraften som reflekterer hva andre brukere i Norge og naboland er villige til å betale for kraften. De lave prisene på kraften levert til den kraftkrevende industrien tyder derfor på at Norges vannkraftressurser ikke blir forvaltet på en effektiv måte. De store prisforskjellene på kraft levert til ulike bedrifter i den kraftkrevende industrien indikerer også at kraftforbruket innad i denne næringen heller ikke blir fordelt på en effektiv måte.

## 2.2. Markedspriser på kraft

Markedspriser på kraft kan bety at all kraft blir omsatt i et spotmarked og hvor alle brukere betaler den samme prisen for kraft, korrigert for forskjeller i overføringskostnader og brukstid. Markedspriser på kraft er imidlertid også forenlig med langsiktige kontrakter inngått mellom kraftselgere, f.eks. Statkraft, og kraftkjøpere, f.eks. kraftkrevende industribedrifter. Markedselementet som vil reflektere hva kraften alternativt er verdt i markedet, vil være ivaretatt hvis partene kan forhandle om pris og leveringsvilkår uten politisk innblanding. En viktig premiss for denne konklusjonen er at selgere og kjøpere av kraft er bedre i stand til å vurdere fremtidig betalingsvilje for kraft, alternativverdien av kraft og andre markedsrelevante forhold enn politikere.

Ved inngåelse av langsiktige kontrakter kan kjøper og selger fordele risiko. Kraftprodusenten vet ikke med sikkerhet den fremtidige etterspørsel etter kraft. I et vannkraftsystem er dessuten også selve produksjonen en usikker størrelse. Dersom

produsenten av kraft ikke er i stand til å produsere den kontraktsfestede kraften selv, må han kjøpe kraft i markedet. Fremtidige likevektspriser er ikke kjent med sikkerhet. Kjøperen av kraft på sine side vet ikke med sikkerhet hvordan produktpriser og priser på innsatsfaktorer vil utvikle seg.

Markedsbaserte priser kan derfor bety at ulike brukere betaler ulike priser på kraft på et gitt tidspunkt. Noen brukere kjøper kraft i spotmarkedet, mens andre får kraft levert på langsiktige kontrakter. Prisforskjellene vil reflektere markedsaktørens vurdering av risiko og leveringssikkerheten for kraften. I forhold til dagens situasjon med politisk bestemte priser vil markedsbaserte priser gi langt mindre prisforskjeller og prisene i langsiktige kontrakter vil være knyttet til kraftens alternative verdi, uttrykt ved hva selgerne av kraften kan oppnå ved å selge kraft til andre kunder, blant annet gjennom et spotmarked.

I beregningene i kapittel 5 forenkler vi markedsbaserte kraftpriser noe ved at vi benytter en felles pris på kraft, korrigert for forskjeller i overføringskostnader og brukstid.

### **2.3. Betalingsvilje for kraft på kort og lang sikt**

En bedrifts betalingsvilje for kraft på kort sikt defineres her som bedriftens salgsinntekter minus alle variable driftskostnader, bortsett fra utgifter til kraften, dividert med kraftforbruket. Den størrelsen vi da får regnet ut, sier hvor mye en bedrift maksimalt er villig til å betale for den kraften bedriften forbruker. Dersom kraftprisen er høyere enn denne betalingsviljen, vil ikke bedriften være i stand til å dekke sine variable kostnader, kraftkostnaden inkludert. Bedriftenes deknings-

bidrag, definert som differansen mellom salgsinntekten, og de samlede variable driftskostnader, blir da negativt. Hvis en slik situasjon ikke bare er noe som fort endrer seg, vil vi måtte gå ut fra at bedriften legges ned.

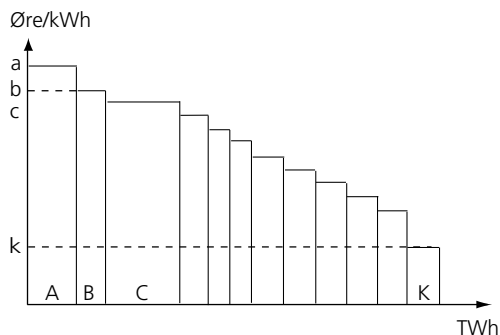
Betalingsviljen for kraft på kort sikt er følgelig den pris på kraften som gjør at driftsoverskuddet, før kraftkostnader og kapitalkostnader er trukket inn, akkurat blir lik null. Dersom denne betalingsviljen er større enn den faktiske kraftprisen som bedriften betaler, går bedriften med overskudd, før kapitalkostnader er trukket inn. Jo større differansen er mellom betalingsvilje og faktisk kraftpris, desto større er dekningsbidraget.

Betalingsviljen for kraft kan variere mye fra bedrift til bedrift. Det er flere årsaker til denne variasjonen. For det første kan salgsinntektene i en bedrift være høyere enn i en annen bedrift som ellers har de samme kostnader. For det andre kan teknologien variere mellom bedriftene. Noen bedrifter kan ha en teknologi som gjør at en bestemt produktmengde kan produseres til lavere kostnader enn i andre bedrifter, f.eks. i form av lavere forbruk av arbeidskraft, energi og råvarer per produsert enhet. Slike tekniske forskjeller kan skyldes at bedriftene er blitt etablerte på ulike tidspunkter. Over tid skjer det typisk en internasjonal utvikling av maskiner og utstyr som gjør at produksjonsprosessene endres og fører til lavere ressursbruk per produsert enhet. Produsentene av maskiner og utstyr vil selvsagt satse mest på å utvikle nytt utstyr som kutter ned på bruken av de ressurser som de forventer vil stige mest i pris fremover. Dersom produsentene av maskiner og utstyr venter en kraftig oppgang i den reelle prisen på kraft, vil vi vente at det vil bli utviklet nye industriprosessorer som

bruker mindre energi per produsert enhet enn hva eksisterende maskiner gjør. En tredje grunn til variasjoner i betalingsvilje for kraft kan skyldes at prisen på innsatsfaktorer kan variere. Noen bedrifter kan for eksempel være lokalisert i et område hvor lønnskostnadene er lavere enn i andre områder. For det fjerde kan noen bedrifter bruke mindre kraft enn andre i frembringelsen av et driftsoverskudd.

På et gitt tidspunkt vil alle bedrifter som får dekket sine variable kostnader, kunne være i full drift. Disse bedriftene kan vi rangere etter fallende betalingsvilje for kraft. Bedriften med den høyeste betalingsviljen vil være bedriften med det høyeste driftsoverskuddet, eksklusiv faktisk betalte kraftkostnader, per forbrukt enhet av kraft, blant alle bedrifter som er i drift. Bedriften med den nest høyeste betalingsviljen vil være den nest mest lønnsomme per forbrukt enhet av kraft, osv. Denne fallende betalingsviljen kan vi fremstille i et stolpediagram som vist i figur 2.1. Langs den vertikale akse måler vi betalingsvilje uttrykt i øre/kWh og langs den horisontale akse måler vi kraftforbruk i TWh. Hver søyle i diagrammet representerer en bedrift. Høyden av søylen angir betalingsviljen for kraft i den angjeldende bedriften, mens bredden angir hvor mye kraft bedriften faktisk forbruker. Dersom bare den mest lønnsomme bedriften er i drift, ser vi at forbruket av kraft i dette bedriftsmarkedet er lik A TWh. Betalingsviljen i markedet vil da være lik a øre/kWh. Dersom vi også tar med den nest mest lønnsomme bedriften, vil det samlede forbruket av kraft i dette markedet være lik (A+B) TWh. Den marginale betalingsviljen i dette markedet vil da være lik b. Den marginale betalingsviljen i et marked er lik betalingsviljen i den sist inkluderte bedriften, når bedriftene er rangert etter fallende betalings-

Figur 2.1. Marginal betalingsvilje for kraft



vilje. Når bedriften som forbruker K TWh er inkludert, ser vi av figur 2.1 at det samlede kraftforbruket er lik (A+B+C...+K) TWh og at den marginale ber lik k øre/kWh. Denne måten å fremstille betalingsvilje for bruk av en innsatsfaktor på blant bedrifter, ble foreslått av Heckscher (1918) og er blitt utviklet videre av Salter (1966).

Ved å trekke en kurve gjennom midten av toppene i hver søyle, får vi en kurve som viser hvordan den marginale betalingsviljen faller ettersom det samlede kraftforbruket øker blant bedriftene i dette markedet. Denne sammenhengende kurven er ikke noe annet enn bedriftenes kraftetterspørselsfunksjon på et gitt tidspunkt. Dersom den faktiske prisen i dette markedet er lik k øre/kWh, så er den samlede kraftetterspørselen lik (A+B+C...+K) TWh. Jo lavere markedsprisen på kraften er, desto flere bedrifter kan bli inkludert i markedet og mer kraft vil bli etterspurt.

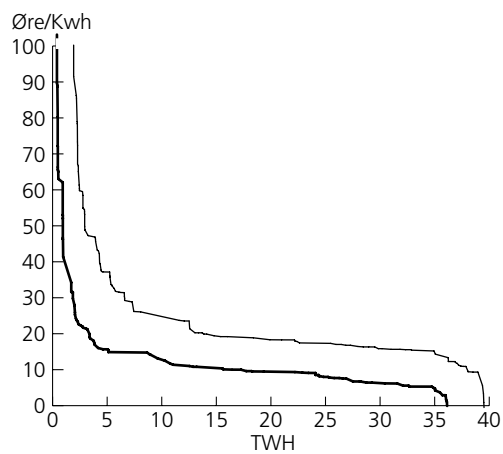
Vi har inntekts- og kostnadsdata for alle bedrifter innen kraftkrevende industri og treforedling. I figur 2.2 har vi rangert bedriftene i 1993 etter fallende betalingsvilje for kraft gitt 1990 års priser på produktene. Årsaken til at vi har valgt

akkurat 1990 skal vi komme tilbake til. Den øverste kurven viser betalingsviljen for kraft blant disse bedriftene i 1993 (i 1990 priser). Kurven viser at betalingsviljen faller fra over 100 øre/kWh til ned mot null øre/kWh. Ved en pris på 20 øre/kWh ser vi at den samlede kraftetterspørselen i 1993 ville vært litt under 25 TWh. Ved en pris på 14-15 øre/kWh er etterspørselen i underkant av 30 TWh, noe som er om lag 6 TWh under det faktiske forbruket i disse bedriftene midt på 1990 tallet. Hadde en markedspris på 20 øre/kWh blitt innført i 1993 ville alle bedrifter med en betalingsvilje under 20 øre/kWh blitt lagt ned. En slik hypotetisk markedspris ville ha ført til at omlag 12 TWh, dvs litt under 30 prosent av det faktiske forbruket innen kraftkrevende industri og treforedling, ville ha falt bort på kort sikt.

I kapittel 2.1 så vi at bedrifter i den kraftintensive industrien og treforedling betaler svært ulike priser. Som nevnt der var den laveste prisen under 5 øre/kWh. Det betyr at mange bedrifter er med i markedet i 1990 og langt flere enn hva en hypotetisk markedspris på for eksempel 20 øre/kWh ville ha innebært. I våre data har vi flere bedrifter med svært lav lønnsomhet i 1993, ja noen bedrifter har sågar et driftsunderskudd. Av figur 2.2 ser vi at den kortsiktige etterspørselskurven - dvs den øverste kurven på figuren - skjærer den faktiske kraftpriscurven om lag ved 32 TWh. Dette er nettopp et uttrykk for at i 1993 var det kraftkrevende bedrifter som forbrakte kraft og som hadde et underskudd i den løpende driften. Et slikt underskudd må enten ha vært dekket gjennom tæring på tidligere oppsparte midler, lån eller pengemessig støtte.

Av figur 2.2 og de rapporterte faktiske kraftprisene i kapittel 2.1 ser vi også at flere bedrifter har en betalingsvilje på kort

Figur 2.2. Kortsiktig etterspørsel (øverste kurve) og langsiktig (nederste kurve) for kraft i kraftkrevende industri og foredling, 1993.



sikt som klart overstiger de priser som disse bedriftene faktisk betalte. Noen kraftkrevende bedrifter har en svært høy betalingsvilje for kraft på kort sikt. Det betyr at det er tilstede bedrifter som er i stand til å tåle svært høye kraftpriser før de blir lagt ned. Dette betyr også at ved innføring av høyere kraftpriser som kan slå ut noen bedrifter, kan det likevel skje etablering av nye bedrifter lik de som har en svært høy betalingsvilje for kraft. Hvilke bedriftstyper dette er, skal vi komme tilbake til i kapittel 5.

Kraftkrevende bedrifter er også kapitalkrevende. Investeringene i maskiner og utstyr blir som regel foretatt ut fra en vurdering av lønnsomheten ved å foreta slike investeringer i forhold til hva en alternativt kunne ha oppnådd ved å plassere investeringsbeløpet i noe annet. Når investeringene er foretatt, vil i mange tilfeller maskinene og utstyret ikke ha noen annen alternativ anvendelse. I den kraftkrevende industrien kan nok dette som oftest være situasjonen, selv om

fabrikklokaler, kontorbygninger og kanskje også noe prosessutstyr kan selges i markedet. Ser vi bort fra at kapitalutstyret har en alternativ anvendelse, så vil det være lønnsomt å drive bedriften så lenge driftsoverskuddet er positivt. Løpende kostnader blir dekket, og de foretatte investeringene ligger der og kan ikke brukes til noe annet. Et løpende driftsoverskudd nær null gir derimot ikke noe avkastning på den investerte kapitalen og vil ikke bli oppfattet å være et godt resultat. Jo større driftsoverskuddet er, desto større andel av kapitalkostnadene vil bli dekket. De årlige kapitalkostnadene knyttet til investeringer som har en svært lang levetid, vil være lik verdien av de opprinnelige investeringene multiplisert med en faktor som reflekterer kravet til avkastning på investeringen og den årlige slitasjeraten på kapitalutstyret. Kravet til kapitalavkastning vil være lik hva en investor kunne ha oppnådd i reell avkastning ved å investere pengene i noe annet. Dersom det reelle avkastningskravet er 7 prosent per år og slitasjeraten er 4 prosent – hvilket svarer til en levetid på kapitalutstyr på 25 år – vil den faktoren som skal multipliseres med investeringsbeløpet for å gi den årlige kapitalkostnaden, tilnærmet være lik  $0,07 + 0,04 = 0,11$ . Dersom bedriften har investert 1 milliard kr (regnet til dagens priser), så er dermed den årlige kapitalkostnaden 110 millioner kr regnet til dagens priser. Dersom driftsoverskuddet er lavere enn 110 millioner kr, vil følgelig bedriften oppnå en avkastning som er lavere enn hva den opprinnelig krevde da investeringene ble foretatt. Både inntekter og utgifter kan svinge fra et år til et annet, ikke minst i en konjunkturutsatt industri som den kraftkrevende industrien. Det ville følgelig være et for strengt krav at bedriftene i denne næringen til enhver tid skal få dekket kapitalkostnadene. Over investeringenes

levetid – dvs i gjennomsnitt – bør en oppnå denne avkastningen. Hvis dette ikke skjer, er ikke investeringene lønnsomme nok.

Dersom bedriften ikke får dekket sitt krav til kapitalavkastning, må vi gå ut fra at bedriften vil avstå fra å foreta nye investeringer ettersom utstyret slites ut. Det betyr ikke at eierne av bedriften ikke vil foreta investeringer i kraftkrevende industri. For eksempel kan økte kraftpriser i Norge føre til at kapitalkostnadene i en bedrift ikke lenger blir dekket. Eierne kan da avstå fra å investere i kraftkrevende industri i Norge eller de kan investere i ny virksomhet i Norge, som har en nyere teknologi og en bedre lønnsomhet. I andre land kan kraftpriser og/eller anleggskostnader være lavere og føre til at eierne investerer i kraftkrevende industri der. Den norske bedriften vil da bli lagt ned når kapitalutstyret er slitt ut. Nedlegging kan også skje tidligere hvis det i den norske bedriften er tilstede ressurser – for eksempel kunnskap – som kan flyttes til et annet land og hvor flyttingen er lønnsom, de nedskrevne anleggene i Norge tatt i betraktning.

Etterspørselen etter kraft i et mer langsiktig perspektiv må ta hensyn til at den investerte realkapitalen skal oppnå den ønskete avkastningen og at slitasjeutgiftene på maskiner og utstyr dekkes. Den langsiktige etterspørselen etter kraft vil da være forenlig med en fremtidig situasjon hvor investeringer i maskiner og utstyr fornyes etterhvert som realkapitalen slites ut og/eller etterhvert som det kommer ny teknologi som kan erstatte hele eller deler av det utstyr som er tilstede i en bedrift. Den langsiktige etterspørselskurven kan konstrueres prinsipielt på samme måte som den kortsiktige. Betalingsviljen for kraft på lang sikt kan

anslås som driftsoverskuddet, minus kraftkostnader, fratrukket kapitalkostnaden, dividert med bedriftens kraftforbruk. Det følger umiddelbart at denne langsiktige betalingsviljen i en bedrift må være lavere enn den kortsiktige, siden det ved den langsiktige trekkes fra kapitalkostnader i driftsoverskuddet. Den langsiktige betalingsviljen er beskrevet ved den nederste kurven på figur 2.2.

Akkurat som ved den kortsiktige betalingsviljen kan vi rangere bedriftene etter langsiktig betalingsvilje. Variasjoner i realkapitalvolum per forbrukt enhet av kraft mellom bedrifter kan bidra til forskjeller i betalingsvilje, utover de faktorer som bidro til variasjoner i den kortsiktige og som ble nevnt ovenfor. Siden den langsiktige betalingsviljen skal gi anslag på betalingsvilje i et langsiktig perspektiv er det ikke uproblematisk å bruke tall for driftsoverskudd, kapitalkostnader og energiforbruk fra et bestemt år. Når vi likevel kommer til å gjøre det nedenfor, bygger dette anslaget på forutsetninger om utviklingen i fremtidige realpriser på produktene, arbeidskraft, råvarer og kapitalvarer, samt på den teknologiske utviklingen. Disse forutsetningene vil vi komme tilbake til. Det er videre viktig at vi bruker tall for et år som ikke avviker for mye fra hva vi kan kalle et normalår med hensyn til markedsforholdene for produktene og innsatsfaktorene. Vi har valgt 1990 da prisene på produktene dette året gjenspeiler om lag de langsiktige midlere prisene.

Vi forutsetter at kravet til kapitalavkastning er på 7 prosent reellt per år. I alle kraftkrevende industrier og treforedling antar vi at slitasjeraten er på 4 prosent per år for bygninger og 8 prosent per år for maskiner og utstyr, bortsett fra i bedrifter som produserer kjemiske råvarer hvor

slitasjeraten for maskiner og utstyr settes til 13,3 prosent per år, se Todsens (1997) for flere detaljer.

Hvor mye realkapital som er tilstede i kraftkrevende industribedrifter og treforedling i beregningsåret 1993, er ikke lett å anslå. I Statistisk sentralbyrå registreres brannforsikringsverdier på investert realkapital. Ikke all realkapital brannforsikres og det er heller ikke slik at brannforsikringsbeløpet gir et godt nok anslag på volumet av de nedskrevne anleggene som til enhver tid er tilstede i en bedrift. Brannforsikringsverdier som mål på realkapital har derfor så store mangler at vi ikke kan bruke dem. Vi har istedet lagt til grunn at det gjennomsnittlige faktiske driftsoverskudd hver bedrift har oppnådd i perioden fra 1972 til 1993, må være forenlig med et krav til kapitalavkastning på 7 prosent per år. Vi har observasjoner av driftsoverskudd for hvert år og for alle bedrifter innen kraftkrevende industri og treforedling for denne perioden. Vi er dermed i stand til å regne ut hvilken realkapital som kan ha bidratt til dette gjennomsnittlige overskuddet for denne 20 års perioden når avkastningskravet settes til 7 prosent per år. Vi har dessuten benyttet de slitasjeratene som er nevnt ovenfor. Den realkapitalen vi da får regnet ut for hver bedrift, forutsetter vi refererer seg til midtpunktet i perioden 1972-1993. For å finne realkapitalen i 1993 bruker vi de observasjoner vi har av investeringer i disse bedriftene fra midtpunktet i perioden og frem til 1993. Vi tar hensyn til den slitasje på kapitalutstyret som har funnet sted etter at investeringene er foretatt.

Den nederste kurven i figur 2.2 går gjennom alle toppunktene i betalingsviljesøylene når betalingsviljen er regnet ut ved å trekke kapitalkostnader fra drifts-

overskuddet, eksklusive kraftkostnadene. Denne nederste kurven gir dermed den langsiktige betalingsviljen blant alle bedrifter innen kraftkrevende industri og treforedling som var i drift i 1993.

Som nevnt ovenfor var den etterspurte kraftmengden – basert på den kortsiktige betalingsviljen – noe under 30 TWh ved en markedspris på 14-15 øre/kWh. En etterspørsel på dette nivået er om lag 6 TWh under det bedriftene innen kraftkrevende industri og treforedling faktisk forbrukte midt på 1990 tallet. Basert på den langsiktige betalingsviljen er etterspørselen ved en kraftpris på 14-15 øre/kWh om lag 15 TWh. Disse resultatene samsvarer godt med hva representanter for disse næringene har sagt i forbindelse med å bli utsatt for en kraftpris på 14-15 øre/kWh; bedriftene vil tåle en slik pris og vil i all hovedsak bli drevet, men det vil ikke bli foretatt noen nyinvesteringer som monner. En annen observasjon som støtter opp om dette synspunktet er at ifølge figur 2.2 skjærer den faktiske prislinjen i 1993 den kortsiktige etterspørselskurven ved 32 TWh, og den langsiktige ved noe under 20 TWh. Selv med dagens priser må vi vente en sanering av KKN bedrifter på lang sikt.

Anslaget på den realkapitalen som er tilstede i 1993 er usikkert. I tillegg har vi implisitt antatt hittil at den tekniske fremgangen som kan foregå og som også gir fordeler til den kraftkrevende industribedrifter og hever betalingsviljen for kraft på lang sikt, blir motvirket helt ut av økte reallønninger og økte priser på andre innsatsfaktorer og kapitalutstyr. En slik forutsetning kan være noe for streng. I de beregninger vi skal foreta i denne boken, har vi derfor forutsatt at den relevante langsiktige betalingsviljen for kraft ligger noe mellom de kortsiktige og langsiktige

Betalingsviljene slik disse er blitt beregnet ovenfor. Den relevante langsiktige etterspørselskurven vi har benyttet i beregningene i kapittel 5 er derfor en kurve som ligger – vertikalt regnet – midt mellom de to kurvene på figur 2.2. En slik midlere kurve innebærer at ved en kraftpris på 14-15 øre/kWh er den langsiktige etterspørselen etter kraft ikke omlag 15 TWh som ved den opprinnelige langsiktige kurven, heller ikke om lag 30 TWh som ved den kortsiktige kurven, men noe under 25 TWh. Ved en kraftpris på 20 øre/kWh vil kraftforbruket i henhold til den midlere etterspørselskurven derimot være noe under 15 TWh. En kraftpris på 20 øre/kWh vil dermed føre til at på lang sikt – bedømt ut fra den midlere kurven – vil noe over 40 prosent av dagens kraftforbruk i kraftkrevende bedrifter og treforedling falle bort.

Det er grunn til å understreke at anslaget på etterspørselskurven er usikkert. Det er også viktig å merke seg at det er flere bedrifter med svært høy betalingsvilje for kraft også på lang sikt. En høyere kraftpris kan slå ut de minst lønnsomme bedriftene. At noen har høy betalingsvilje kan innebære at det er lønnsomt med etablering av nye kraftkrevende bedrifter. I så fall vil økte kraftpriser ikke bare føre til en reduksjon i antall bedrifter innen kraftkrevende industri og treforedling, men også til en omstrukturering av KKN: Nye og mer lønnsomme bedrifter innen KKN kan bli etablerte.



## 3. Det nordiske kraftmarkedet

Så langt har vi studert den partielle etterspørselskurven for KKN. Denne industrien utgjør vel en tredjedel av etterspørselssiden i det norske kraftmarkedet, 35,8 TWh for industrien og 105 TWh totalt i netto forbruk i Norge i 1996. Det er dermed opplagt at en stor endring i etterspørselen fra denne næringen, for eksempel en halvering, ville kunne bety store utslag i et norsk lukket elektrisitetsmarked, spesielt på kort og mellomlang sikt. På kort sikt kan en ikke regulere produksjonskapasiteten. Kostnaden ved å opprettholde produksjonen i et vannkraft-dominert system som det norske er liten. Dessuten kan reduksjon i produksjonen øke faren for overflom i nedbørrike perioder.

Siden det norske elektrisitetsmarkedet er knyttet sammen med de andre skandinaviske landenes og Finlands elektrisitetsmarkeder gjennom et omfattende nett av overføringslinjer vil imidlertid virkningene bli annerledes enn i et rent norsk marked. En stor nedgang i norsk etterspørsel vil kunne medføre stor eksport fra Norge i en periode. Dette kan være mer lønnsomt enn bruk av kraften i Norge da det siste vil medføre prisfall. Det er dermed viktig at en restrukturering med påfølgende

nedgang i etterspørselen etter kraft fra KKN i Norge ikke sees på som en isolert norsk affære, men at dette studeres i samspill med utviklingen i hele det nordiske elektrisitetsmarkedet. I dette kapitlet skal vi derfor kort diskutere noen hovedtrekk ved dette nordiske markedet.

### 3.1. Dagens kraftmarked i Norden

Det norske elektrisitetsmarkedet ble deregulert i 1991, se St. prp. nr. 43 (1989-1990). Gjennom dereguleringen ble det lagt stor vekt på å skille monopolaktivitet (nettvirksomhet) fra den delen som kunne være konkurranseutsatt. Dette betyr at prisen på kraft til ulike brukere nå blir skilt fra prisen for netttjenester. Dette gjør at det er vesentlig enklere å sammenligne priser mellom ulike brukere. Dette var tidligere vanskelig da statistikken kun hadde en pris for det sammensatte godet. Ved en sammenligning av priser måtte en derfor foreta en beregning av kostnadene ved netttjenester til ulike brukergrupper, se Bye og Strøm (1987).

Dereguleringen av kraftmarkedet innebar at all omsetning av kraft i Norge i utgangspunktet skulle skje til markedsbestemte priser. Unntatt fra dette var de lange kontraktene med industrien som

allerede var undertegnet, se kapittel 2. Energiloven åpnet også for at Storting og Regjering skulle godkjenne fremtidige kontrakter mellom kraftleverandørene (i hovedsak Statkraft) og den energitunge industrien i Norge.

Unntatt fra markedstilpasning var også utenlandsmarkedet i den forstand at bare Statkraft skulle stå for handel på kontrakter med utenlandske kjøpere/selgere, og at nye kontrakter med utlandet måtte godkjennes i form av konsesjon.

Sverige deregulerte sitt elektrisitetmarked i 1996. Samtidig ble det innført en børs for omsetning av kraft i det norsk/svenske markedet. Dette innebar i praksis at utenlandshandelen i større grad nå ville bli markedsbasert. Ekspansjon av overføringskapasiteten er fortsatt gjenstand for konsesjonsbehandling. Finland deregulerte sitt elektrisitetmarked i 1997 og er i ferd med å bli en integrert del av det norsk/svenske elektrisitetmarkedet. Danmarks elektrisitetmarked er i ferd med å bli deregulert.

Danmark har kun i underkant av 10 prosent av den samlede produksjonskapasiteten og knapt 10 prosent av forbruket av elektrisitet i de fire nordiske landene, se tabell 3.1 og 3.2. Danmark er spesiell i forhold til de andre nordiske landene i den forstand at det har en vesentlig del av den termiske produksjonskapasiteten i Norden (40 prosent). Siden dette utgjør den marginale teknologien i store deler av tiden, se figur 3.2, vil inkludering av dette delmarkedet være avgjørende for den pris som klareres.

Av tabell 3.1 ser vi at kraftproduksjonen i det nordiske kraftmarkedet gjennom de tre årene 1994 til 1996 har variert noe, fra 351 TWh i 1994 til 361 TWh i 1995, en

Tabell 3.1. Kraftproduksjon etter teknologi i Norden i 1994-1997. TWh

	1994	1995	1996	1997
Total	351,3	361,7	357,7	364,5
Vann	182,5	202,7	166,8	191,5
Kjernekraft	88,5	84,8	90,1	86,9
Termisk	79,1	73,1	99,4	83,9
Annet	1,2	1,1	1,4	2,1

vekst på 3 prosent, for deretter å falle til 358 TWh i 1996. Det som er mer interessant, er den store variasjonen i sammensetningen av kraftproduksjonen. Mens den totale produksjonen har variert med 10 TWh, har både vannkraftproduksjonen og den termiske produksjonen variert med 25 TWh. Termisk kapasitet i denne sammenheng er både kullkraft, oljefyrt kraftproduksjon og kraftproduksjon basert på biobrensel. Kullkraft er den klart dominerende teknologien blant de termiske systemene. For den termiske produksjonen er variasjonen i produksjon i løpet av tre år hele 25 prosent. Dette betyr at det er stor nok termisk produksjonskapasitet til nesten å oppveie den ekstreme variasjonen i vanntilslig som en opplevde i Norge (og Sverige) i 1995 og 1996. Dette gir samtidig et signal om at store variasjoner i etterspørselen etter kraft heller ikke nødvendigvis vil bety store endringer i prisene i det nordiske kraftmarkedet. En endring i etterspørselen fra kraftintensiv industri i Norge behøver altså ikke nødvendigvis bety veldig mye for kraftprisene i det nordiske kraftmarkedet.

I 1997 ble det samlet produsert 365 TWh elektrisitet i de nordiske landene Norge, Sverige, Finland og Danmark, se tabell 3.2. Vi ser av tallene at sammensetningen av kraftproduksjon i de ulike landene er svært forskjellig med hovedsakelig vannkraft i Norge, vann- og atomkraft i Sverige, en fordeling på vann-, atom- og termisk kapasitet i Finland og total domi-

nans av termisk kapasitet i Danmark. Det interessante med denne tabellen i vår sammenheng er den relativt store mengden med termisk kraftproduksjonskapasitet (hovedsakelig kullbasert). Denne kapasiteten kan i store trekk sies å være den "marginale" kapasiteten.

Hvis denne marginale kapasiteten er tilstrekkelig homogen, kan det bety at tilbudskurven for kraft er relativt flat i et stort område. Dette kan ha stor betydning for hvilke priseffekter en endring i etterspørselen for eksempel fra kraftintensiv industri vil få i markedet, se figur 3.1.

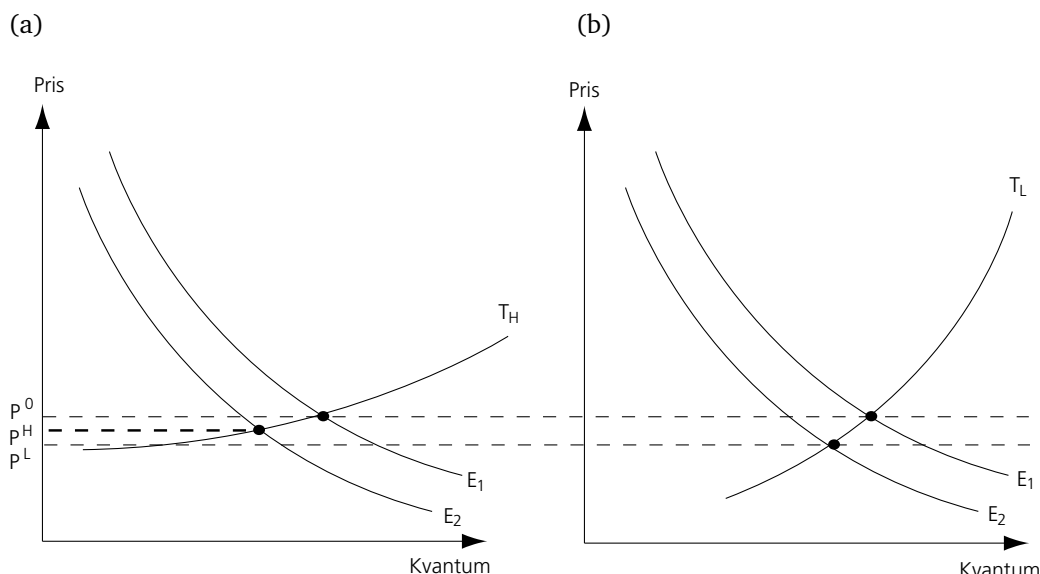
I figur 3.1a har vi illustrert en situasjon der tilbudet av kraft er svært følsomt overfor en endring i kraftprisen (tilbudskurven  $T_H$  er relativt flat). Hvis etterspørselskurven  $E_1$  (for hele Norden samlet) og

Tabell 3.2. **Elektrisitetsproduksjon i de nordiske landene etter teknologi, TWh, 1997**

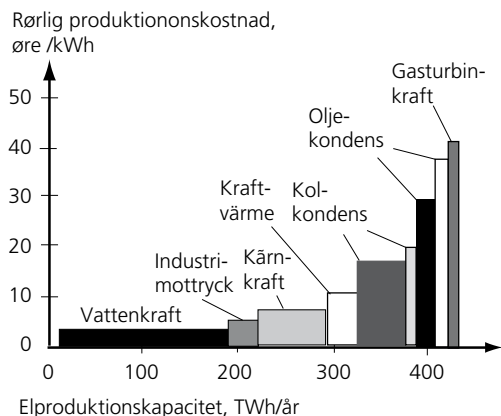
	Norge	Sverige	Danmark	Finland	Totalt
Totalt	112,0	144,9	41,7	65,9	364,5
Vannkraft	111,3	68,3	0,0	11,9	191,5
Kjernekraft	0,0	66,9	0,0	20,0	86,9
Termisk	0,7	9,5	39,8	34,0	83,9
Vind	0,0	0,2	1,9	0,0	2,1

tilbudskurven skjærer hverandre i  $P^0$  i utgangspunktet, og vi får et negativt skift i etterspørselen til  $E_2$ , som følge av økte priser til KKN, så vil prisen i markedet gå ned til  $P^L$ . Priseffekten er relativt liten. Hvis derimot tilbudet av kraft er mindre prislefølsomt, se  $T_L$  i figur 3.1b, så vil prisendringen som følge av en nedgang i etterspørselen fra KKN bli noe større ( $P^L$ ).

Figur 3.1. **Priseffekter av etterspørselskift i markeder med høy (a) og lav (b) elasticitet i tilbudet**



Figur 3.2. Driftskostnader i det nordiske kraftsystemet



Kilde: Den svenske kraftforeningen

I figur 3.2 viser vi den faktiske tilbuds-kurven i det nordiske elektrisitetsmar-kedet slik denne er framstilt av den svenske kraftverksforeningen. Av figuren framgår at av den totale kapasiteten på om lag 85 TWh termisk kraftproduksjon er om lag 60 TWh kondens kullkraft med homogen teknologi og gitte kostnader (flatt tilbud). Om lag 25 TWh er eldre kullverk, olje kondens eller gass spissbelastningsverk. Dette betyr at i et stort område for etterspørselen så kan tilbudskurven være relativt flat. I et mindre område kan den være relativt bratt. Det er altså et empirisk spørsmål hvorvidt kraftprisene vil bli endret mye eller lite som følge av endret etterspørsel fra kraftintensiv industri.

Bak den samlede etterspørselskurven skjuler det seg også en etterspørsekurve for grupper av forbrukere. Når etterspørselen for KKN går ned og prisen for elektrisitet eventuelt faller, så vil etterspørselen til andre grupper øke. Dette vil bidra til å holde kraftprisene i markedet oppe. Det er altså den totale kraftetterspørselen

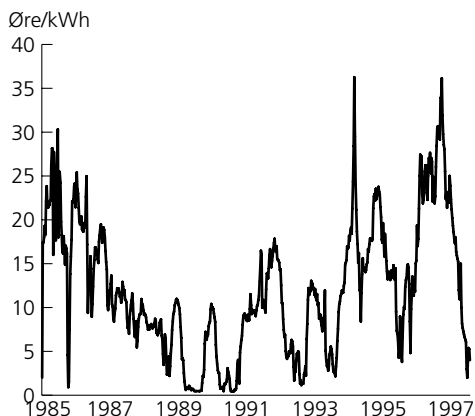
Tabell 3.3. Energiforbruk til stasjonære formål i de nordiske land 1997. TWh

	Norge	Sverige	Dan-mark	Finland	Totalt
Totalt	154,3	323,7	124,7	212,2	814,9
Elektrisitet	116,0	142,2	34,5	73,6	366,3

som er viktig for hvilken likevektspris som vil bli etablert i markedet. Hvorvidt etterspørselen fra andre brukere enn KKN vil øke når kraftprisen faller, er avhengig av i hvilken grad disse brukerne kan gå over fra bruk av andre energibærere som for eksempel olje, og til bruk av elektrisitet.

Av tabell 3.3 ser vi at av det totale energiforbruket til stasjonære formål i Norden dekkes om lag 45 prosent av elektrisitet. Dette betyr at det i utgangspunktet er et stort potensiale for å gå over fra andre energibærere til elektrisitet, selv om ikke all annen energi kan erstattes med elektrisitet i praksis. En økning i kjøperpriser på oljeprodukter og kull, for eksempel ved at det etableres internasjonale omsettbare kvoter for klimagasser, kan også innebære en overgang fra bruk av olje og kull til bruk av elektrisitet. En eventuell overkapasitet i kraftproduksjon kan dermed reduseres under et slikt regime. På lengre sikt vil økt etterspørsel og økte produksjonskostnader for fossilt basert kraftproduksjon trekke kraftprisene opp. En samtidig innfasing av omsettbare internasjonale klimakvoter og markedsutsetting av kraftkontraktene til industrien, vil kunne bety mindre virkninger på kraftprisene i markedet. En nedgang i etterspørselen fra KKN vil kunne erstattes av økt etterspørsel fra andre brukere, da disse vil erstatte bruk av olje med bruk av elektrisitet.

Figur 3.3. Spot-pris fra uke 1 i 1985 til uke 5 i 1997. 1996-priser. Øre/kWh. 1985-1996



Kilde: Nord-Pool.

Prisene i det nordiske kraftmarkedet har vært lave i en lang periode både før og etter dereguleringen. Bortsett fra en kort periode i 1994 og en periode i 1996 med svært lite nedbør til vannmagasinene, har prisen ligget vesentlig under utbyggingskostnaden for ny kraft, se figur 3.3. Kapasiteten i det nordiske markedet er så stor og prisen så lav at det neppe vil være lønnsomt med ny utbygging i stort omfang på lenge. Det forventes at denne situasjonen kan vedvare til langt ut i neste århundre, kanskje helt fram mot 2005-2010, se Bye, Johnsen, Aune og Hansen(1998). Lave priser i markedet betyr at markedsbestemte priser for den kraftintensive industrien også vil kunne være lave for en lang periode fremover. Fortsatt er imidlertid kontraktsprisene vesentlig lavere enn markedsprisen, slik at de fleste bedriftene innen den kraftintensive industrien, vil oppleve stigende priser ved full markedsutsetning for denne industrien.

### 3.2. Krafthandel

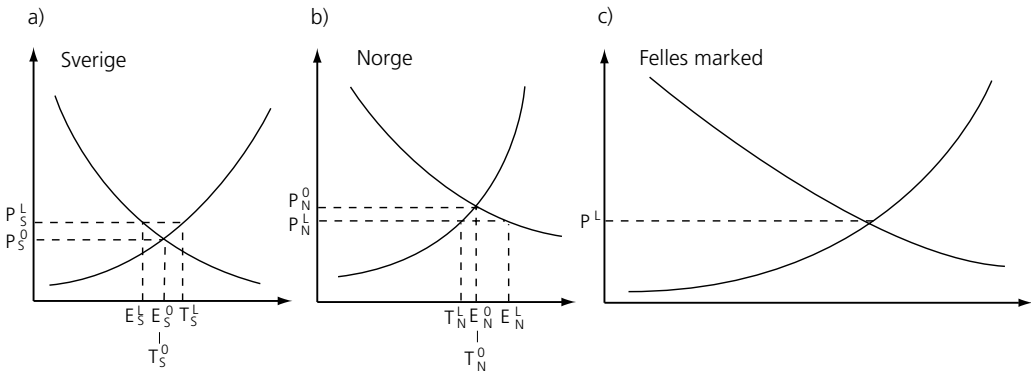
Dagens overføringskapasitet mellom Norge og utlandet er 4500 MW. Hvor stor utvekslingen av kraft vil være, avhenger av i hvor stor grad denne kapasiteten utnyttes. En jevn utveksling over året vil kunne bety en bruttohandel på om lag 35 TWh gjennom disse kabelforbindelsene. Kapasiteten for overføring til de europeiske landene vil de nærmeste årene øke til 6300 MW gjennom de vedtak om utvidelse som allerede er fattet<sup>5</sup>. Spesielt betyr nye kabelforbindelser til Tyskland og Nederland mye i denne sammenheng. Siden en vesentlig del av det tyske markedet for elektrisitet er dekket ved termisk kraftproduksjon basert på kull, så kan dette medføre at området for den flate del av tilbudskurven som er skissert over, er større enn vist der. Tilbudssiden i det nordiske elektrisitetmarkedet består også delvis av store mengder kullkraft fra blant annet Tyskland.

I praksis vil handelen være vesentlig mindre enn den teoretiske kapasiteten tilsier. Dette skyldes at handelen ikke bare avhenger av kapasiteten i forbindelsen, men også av samspillet mellom de variable kostnadene i produksjon av kraft i de ulike teknologier i de ulike land, og betalingsviljen for kraft i disse landene.

I figur 3.4 er handelen med kraft mellom to land med ulike kostnader skissert. Figur a illustrerer det svenske kraftmarkedet. Tilbudet øker ved at en gradvis fyller på med teknologier etter stigende kostnader. Her har vannkraften de laveste kostnadene, deretter kommer atomkraften og til slutt kommer de termiske verkene. Likevektsprisen  $p_s$  i det svenske markedet

<sup>5</sup> Vi ser her bort fra den usikkerhet omkring Tysklandskablene som er skapt den siste tiden.

Figur 3.4. Handel med kraft mellom land illustrert ved tre figurer: a,b,c



får en i skjæringspunktet mellom etterspørselskurven og denne tilbudskurven. Tilsvarende viser kurve *b* tilbudskurven for det vannkraftdominerte norske produksjonssystemet. Tilbudskurven stiger også her da en kan tenke seg at vannet har en alternativ verdi ved produksjon på et senere tidspunkt. Hvis landene er adskilte markeder, kan en tenke seg at likevektsprisen i det norske markedet,  $P_N$ , avviker fra likevektsprisen i det svenske markedet  $P_S$ . Her er dette illustrert ved at den norske prisen ligger over den svenske prisen. Ved en åpning av markedet mellom disse to landene må vi på den samlede tilbudskurven og den samlede etterspørselskurven for de to landene, se figur *c* der den samlede produksjonskapasiteten i Norge og Sverige er illustrert ved at alle kraftverkene i de to landene er rangert etter kostnader. Foreløpig ser vi bort fra overføringskostnader mellom landene. Tilbudskurven blir nå flattere enn tilbudskurven for hvert av landene siden det kommer inn flere kraftverk i de ulike kostnadsklasser. Tilsvarende blir etterspørselskurven flattere siden det kommer inn flere kunder i de ulike betalingsviljeklassene. Likevektsprisen i det felles norsk/svenske markedet blir nå  $P^L$ . Etter-

spørselen og produksjonen i hvert av de to landene kan leses av i skjæringen mellom dette likevektsprisenivå og henholdsvis tilbuds- og etterspørselskurven i de to respektive landene. Vi ser at det her vil oppstå handel mellom landene. Det vil foregå eksport fra det landet som har den laveste prisen i de adskilte markedene til det landet som har den høyeste prisen i utgangspunktet. Det vil lønne seg for de svenske produsentene å levere kraft til det norske markedet. Slik eksport vil lønne seg til prisen i det svenske markedet er blitt lik prisen i det norske markedet. Den norske etterspørselen bidrar til å presse prisen i det svenske markedet opp og dermed går etterspørselen ned. Tilsvarende vil det svenske tilbudet bidra til å presse prisen i det norske markedet ned og etterspørselen vil dermed øke.

I det felles markedet vil Sverige produsere mer enn om markedene var adskilte. Produsentoverskuddet vil gå opp med økende produksjon og økende priser. Norge vil produsere mindre og produsentoverskuddet vil avta både fordi produksjonen går ned, men også fordi prisen går ned. Etterspørselen i Sverige vil gå ned. Dette betyr en nedgang i konsumentover-

skuddet. I Norge vil etterspørselen gå opp, noe som øker konsumentoverskuddet.

Når en tar hensyn til overføringskostnadene, vil likevekt mellom de to nasjonenes elektrisitetsmarkeder oppnås når prisen i det norske markedet er lik prisen i det felles svensk-norske markedet med tillegg av transportkostnadene mellom markedene. Ved eksport fra Norge til Sverige vil prisen i Norge være tilsvarende høyere enn i Sverige.

Ved siden av at ulikheter i produksjonskostnader og ulikheter i etterspørsel etter elektrisitet over året kan bidra til at det vil være optimalt med handel mellom land, vil også ulikheter i avgiftspolitikkk bidra til at det kan oppstå slik handel. For eksempel kan bruk av CO<sub>2</sub> avgifter overfor gasskraftproduksjon i Norge og manglende slike i for eksempel Danmark, medføre at en kan få investeringer i gasskraft i Danmark som i neste omgang kan gi eksport av kraft til Norge. Tilsvarende kan bruk av elektrisitetsavgifter (kjøpsavgifter) i et land medføre at det vil være mer lønnsomt å utnytte elektrisitet fra et samhandelsland.

Fremover i beregningsperioden vil omfanget av handel være avhengig av utviklingen i både tilbuds- og etterspørselsutviklingen i hvert av de nordiske landene. Dessuten kan det oppstå begrensninger i de eksisterende overføringslinjer. Slike beskrankninger kan reduseres ved at tariffene for overføring økes i de periodene begrensningene er sterke. Dette kan igjen øke lønnsomheten ved utvidelser av dagens overføringskapasitet.





## 4. To referanseforløp for analysene

### 4.1. Innledning

Det er lagt ned store investeringer i energitunge industri i Norge i løpet av de siste førti årene. Selv de siste ti til femten årene er det lagt ned betydelige midler i vedlikehold og oppgradering av eksisterende bedrifters produksjonskapasitet. Svært mye av den kapitalen som er nedlagt, har ingen eller svært liten alternativverdi. Dette betyr at at industrien fortsatt vil kunne ha høy betalingsvilje for kraft på kort sikt og likevel kunne få et positivt dekningsbidrag til de høye kapitalkostnadene. Samtidig vil store nedleggelse av den energitunge industrien på kort sikt kunne bety reduksjoner i kraftprisene, som igjen vil virke i retning av at den mest lønnsomme delen av industrien vil måtte å betale de markedsbestemte kraftprisene også på noe lengre sikt. Dette er elementer som trekker i retning av at en ikke kan gjøre en statisk analyse av utviklingen ved endrede rammevilkår for industrien, men at en er nødt til å se dette i et dynamisk perspektiv.

I begge våre referanseforløp antar vi at etterspørselen etter elektrisitet følger av den generelle økonomiske utviklingen. Denne utviklingen bestemmer også fordeling av BNP på næringer (noen

næringer er mer energiintensive enn andre), anvendelsen av inntektene til privat konsum, offentlig konsum og investeringer, og prisutviklingen for elektrisitet og andre energibærere som står i et konkurranseforhold til elektrisitet. Det er lagt til grunn en makroøkonomisk utvikling som i store trekk samsvarer med Energiutvalgets forutsetninger (se NOU 1998:11).

De viktigste makroøkonomiske forutsetningene som er lagt til grunn for framskrivningene er:

- Det forutsettes en teknologisk endringsrate på om lag 1 prosent per år, som er om lag som i de siste 15 årene, men noe lavere enn på 70-tallet. Teknologisk endring bidrar til å øke produksjonen og dermed også energiforbruket, men samtidig går energiforbruk per produsert enhet ned.
- Veksten i økonomien er i tillegg bestemt av veksten i timeverksinnsats og realkapitalbeholdning. Veksten i timeverk er avhengig av befolkningsvekst, endringer i sammensetning av befolkningen, yrkeshyppighet og trygdetilbøyelighet. Det er forutsatt en gjennomsnittlig timeverksvekst i perioden på om lag 0,3 prosent per år – noe høyere i første del av perioden og noe

lavere etterhvert som eldrebølgen nærmer seg.

- Det forutsettes at både privat og offentlig sektor har en god budsjettbalanse i hele perioden. Norge bygger opp fordringer på utlandet i stort sett hele perioden.
- Skatte- og avgiftsnivået forutsettes uendret. For energimarkedet betyr dette blant annet at en har forutsatt uendrede energiavgifter i referansebanen.
- Det er forutsatt at BNP-veksten for handelspartnerne i gjennomsnitt over perioden vil bli om lag 2 prosent per år.

Av tabell 4.1 ser vi at den gjennomsnittlige veksttakten i norsk økonomi gjennomgående er beregnet å bli lavere for perioden 1992-2020 enn for den historiske perioden 1962-1992. Veksten i BNP totalt er vesentlig lavere hovedsakelig på grunn av utviklingen i petroleumssektoren. BNP for fastlands-Norge øker med om lag 2,1 prosent per år i gjennomsnitt for perioden 1992 til 2020, mens en for perioden 1962-1992 hadde en vekst på 2,4 prosent per år. En nedgang i veksttakten skyldes at veksten i antall timeverk fremover begrenses som følge av: i) befolkningsutviklingen gir en økt andel pensjonister og redusert andel i den yrkesaktive del av befolkningen, og ii) kvinnenenes yrkesaktivitet er i ferd med å nå yrkesaktiviteten blant menn slik at veksten i yrkesfrekvensen er i ferd med å stoppe opp. Den reduserte vekstraten vil også slå ut i noe lavere veksttakt for energibruken.

Veksttakten i privat konsum holder seg på et høyt nivå. En stadig større andel pensjonister tærer på de offentlige budsjetter gjennom trygdeutbetalinger. En høy vekst i privat konsum motsvares derfor delvis av en sterkere nedgang i veksten i offentlig

Tabell 4.1. Gjennomsnittlig årlig vekst i noen makroøkonomiske hovedstørrelser. 1962-2020. Prosent

	1962-1992	1992-2020
BNP	3,5	1,9
BNP Fastlands-Norge	2,4	2,1
Bruttoinvesteringer	2,1	1,6
Offentlig konsum	2,9	1,2
Privat konsum	2,8	3,1
Boligkonsum	3,4	3,4

konsum. Nedgang i bruttoinvesteringene, blant annet ved lavere investeringer i Nordsjøen, gir også i en periode rom for høy privat konsumvekst. En høyere vekst i boligkonsumet enn i total privat konsum henger sammen med at antall medlemmer per husholdning avtar. Veksten i bolig- etterspørselen er dermed høyere enn veksten i befolkningen. Sterk vekst i boligkonsumet vil bidra til en relativt sterk vekst i energiforbruket i husholdningene.

Følgende trekk ved prisutviklingen er viktige for energibruken:

- Arbeidskraften blir en knappere ressurs fremover og blir dermed relativt sett dyrere i forhold til kapital. Reallønnen øker med gjennomsnittlig 2,6 prosent per år. Produksjonen blir følgelig mindre arbeidsintensiv og mer kapital- og energiintensiv.
- Elektrisitet og oljeprodukter blir billigere i forhold til arbeidskraft. Det trekkes også i retning av mer kapital- og energiintensiv produksjon. Veksten i realkapitalen er 2 prosent per år i beregningsperioden, mens timeverksveksten er 0,3 prosent per år.
- Elektrisitet og olje blir dyrere i forhold til realkapital. Dette gjør det lønnsomt å investere i mer energieffektivt kapitalutstyr, hvilket bidrar til å holde øknin-gen i energiforbruket nede.
- Det antas i utgangspunktet at dagens skattesystem overfor kraftsektoren

videreføres. Det antas videre at realverdien av produksjons- og forbruksavgifter opprettholdes som de er i 1997.

- Prisen på elektrisitet stiger gradvis opp til marginalkostnaden ved gasskraftproduksjon (inklusive om lag 2 øre/ kWh i skyggepris på gassrestriksjonen). Dette medfører svakt økende elektrisitetspriser relativt til oljeproduktprisene. Det skulle isolert sett medføre en svak substitusjon i retning av olje og bort fra elektrisitet. Dette motvirkes delvis av fallende priser for distribusjonstjenester for kraft.

I tillegg til de rene makroøkonomiske drivkreftene har det blitt gjort en del sentrale forutsetninger om energimarkedene i referansealternativet:

- Realprisen på råolje holdes konstant på 115 kroner per fat i hele beregningsperioden. Gassprisen forutsettes likeledes konstant.
- Det antas at kraftkrevende industri (inklusive treforedling) bruker om lag 36 TWh langs hele beregningsbanen; Det antas dermed at det vil være mulig å forlenge eksisterende priskontrakter til lave nok priser til at etterspørselen tilsvare 36 TWh.
- Det er forutsatt et kraftbehov på gassanlegget på Kollsnes på til sammen vel 3,5 TWh.
- Det antas at det kan komme inn gasskraft av et omfang tilsvarende Naturkrafts to planlagte gasskraftanlegg i det norske kraftsystemet før år 2005.
- Det er ikke forutsatt noe ekstraordinær satsing på ENØK-tiltak utover det som følger av den generelle teknologiske endringen og de priseffektene en får i beregningene.
- Det antas at det nordiske kraftmarkedet fungerer som et perfekt frikonkurransemarked og at det eksporteres eller

importeres kraft mellom de nordiske landene avhengig av prisforholdene. Det antas videre at ny produksjonskapasitet bygges ut der det er billigst – hensyn tatt til produksjonsprofil og etterspørselsprofil over året. Disse profilene kan medføre at den gjennomsnittlige prisen i de ulike landene kan være forskjellig. Det kan også bety at avkastingen for de ulike produksjonsteknologiene kan bli forskjellig. Typisk vil vannkraft få en høy avkastning i forhold til for eksempel gasskraft siden vannkraftsystemet kan lagre vann i lavprisperioder og produsere en stor del av vannet i høyprisperioder, mens et gasskraftverk typisk vil ha en jevnere produksjonsprofil.

- Det antas at utslipp av CO<sub>2</sub> fra gasskraftverk blir om lag som utslipp fra Naturkrafts planlagte gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes.

#### 4.2. Utfasing av eksisterende kraftproduksjonskapasitet i Norden

Det antas at de svenske kjernekraftverkene Barsebäck I og Barsebäck II tas ut av det svenske produksjonssystemet slik som vedtatt i den svenske Riksdagen. Dette tilsvare et bortfall av til sammen 9 TWh produksjonskapasitet i det nordiske elektrisitetsmarkedet innen år 2001<sup>6</sup>. Resten av kjernekraftkapasiteten vil med en levetid på 40 år fortsatt produsere i 2020.

Det antas videre at den eksisterende nordiske termiske kraftproduksjonskapasiteten avvikles i en rate med 7 prosent per år fra 2002. Dette samsvarer om lag med en gjenstående gjennomsnittlig levetid på om lag 15 år for denne typen

<sup>6</sup> Barsebäck I (4,5 TWh) skulle etter planen stenges i løpet av 1998, Barsebäck II (4,5 TWh) skal stenges innen 2001. Det ser nå ut som dette kan bli skjøvet vesentlig ut i tid. Dette vil øke kapasiteten.

produksjonskapasitet. De vannkraftverk som i dag produserer, forutsettes å produsere i hele beregningsperioden.

Vindkraft er antatt å komme inn i den grad det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Med de kostnader en ser for vindmøller i dag, vil ikke dette bety noe stort omfang av nybygging av vindmøller framover.

### 4.3. Ny produksjonskapasitet

#### 4.3.1. Gasskraft

Det antas at gass vil ha en pris i Europa på om lag 85 øre/Sm<sup>3</sup> i alle årene i beregningsperioden. Med en transportkostnad til Europa på 20 øre/Sm<sup>3</sup> vil dette gi en gasspris i Norge på 65 øre/Sm<sup>3</sup>. Dette er den viktigste kostnadskomponenten i nye gasskraftverk fremover og vil utgjøre om lag 50 prosent av enhetskostnaden for gasskraft (eksklusive eventuelle CO<sub>2</sub> kostnader). Den andre store komponenten er kapitalkostnader. Enhetskostnaden for kapital i gasskraftproduksjon vil være svært avhengig av brukstiden på gasskraft. Denne er igjen avhengig av samspillet mellom gasskraft og andre kraftproduksjonsteknologier på den ene siden og fleksibiliteten i etterspørselen i høylastperioder på den andre siden. Vannkraftproduksjon kan gjennom lagring av vann vri produksjonen i retning av høylastperioder hvor verdien av vannet blir høyest. Dette må avveies mot lagringskostnaden for vannet. En slik vridning i vannkraftproduksjon vil øke driftstiden for gasskraft, ved at alternativkostnaden for vannkraftproduksjon om sommeren øker og dermed overstiger driftskostnadene for gasskraft. Samtidig vil prising etter kostnaden ved den marginale teknologien trekke i retning av høyere priser i høylastperioder. Dette vil redusere etterspørselen etter elektrisitet og jevne ut forbruket over året, noe som igjen vil bidra til økt drifts-

tid på alle kraftanlegg, også gasskraftanlegg. Beregninger på en Nordisk kraftmodell (se Bye, Johnsen og Aune, 1998), viser en brukstid på gasskraftanlegg på om lag 7500 timer per år. Dette gir en produksjonskostnad for gasskraft på noe over 20 øre /kWh i Norge, gitt at en ikke kan få en utnyttelse av varmen som genereres i slike anlegg. Det er da antatt en realavkastning av kapitalen på 7 prosent per år.

I de land som allerede har bygget ut infrastruktur for utnyttelse av varmen fra termiske kraftanlegg som for eksempel Danmark og Sverige, er det antatt at varmfordelen kan representere en verdi i gasskraftanlegget tilsvarende i underkant av 2 øre/kWh. Kostnadsulempen ved transportkostnader for gass tilsvarende om lag 4 øre /kWh slik at gasskraftkostnaden i Sverige og Danmark er om lag 2 øre/ kWh høyere enn i Norge.

#### 4.3.2. Vannkraft

Det er knyttet stor usikkerhet til anslagene for potensiell ny vannkraft i Norge. Disse potensielle anslagene er beskrevet gjennom kategori I og kategori II i Samlet Plan for Vassdrag (se NVE, 1997). Det er usikkert om alle prosjekter lar seg realisere overhodet. Et vedtak om at Øvre Otta ikke skal bygges helt ut, er et eksempel på et stort prosjekt innenfor Samlet Plans kategori I som ikke lar seg realisere. Det er videre usikkert hvorvidt Samlet Plans kategori II prosjekter overhodet vil bli frigitt for konsesjonsbehandling. I denne boken har vi antatt at prosjektene i Samlet Plans kategori I kan tjene som en illustrasjon på hva som kan være mulig å realisere samlet sett fra de to kategoriene av vannprosjekter. Sverige og Finland har ikke nye vannkraftprosjekter av noe omfang.

### 4.3.3. Alternative kraftverks-teknologier

Det antas også at alternative kraftverks-teknologier (vind, bio, etc) er for dyre til at disse vil komme inn i beregningsperioden, se Bye et al (1998).

### 4.4. Kraftprisene til industrien

Den energitunge industrien baserer seg i dag på to hovedkilder for sitt energiforbruk – langsiktig kontrakter med Statkraft og egenproduksjon fra verk som de helt eier eller verk hvor det er knyttet hjemfall til Staten på lang sikt. Dette er nærmere omtalt i kapittel 2. I våre referanseforløp antar vi at industrien fortsatt vil ha de vilkår den har i dag og at dette er tilstrekkelig til at den vil øke nivået på sin aktivitet fram mot år 2020. Med en antatt teknologisk endring på 1 prosent per år vil dagens forbruksnivå av elektrisitet på 36 TWh (metaller, kjemiske råvarer og treforedling) være tilstrekkelig til å produsere om lag 25 prosent mer enn dagens produksjonsnivå. Dette er om lag som en forventer for annen norsk produksjonsvirksomhet fremover.

Det som skiller våre to referanseforløp, er forutsetningene vi gjør om den fremtidige klimapolitikken i Norge og i andre land. Vi omtaler dette i neste avsnitt før vi gir en beskrivelse av de to referanseforløpene i avsnitt 4.6 og 4.7.

### 4.5. Klimapolitikken og den kraftkrevende industrien

Klimaavtalen som ble undertegnet i Kyoto i 1997, er den første konkrete avtalen mellom mange land om å kutte ned på utslippene av drivhusgasser. Avtalen om reduserte utslipp omfatter Annex-B landene, som består av de industrialiserte landene, herunder Russland og øst-europeiske land med overgangsøkonomi. Annex-B land ble enige om å redusere

utslippene av klimagassene karbondioksid ( $\text{CO}_2$ ), metan ( $\text{CH}_4$ ), lystgass ( $\text{N}_2\text{O}$ ), hydrofluorkarboner (HFC), perfluorkarboner (PFC) og svovelhexafluorider ( $\text{SF}_6$ ) samlet med 5,2 prosent i forhold til 1990-nivå innen år 2008-2012<sup>7</sup>. Avtaleutkastet inneholder differensierte krav – noen land må redusere utslippene i forhold til 1990-nivå, andre land kan øke utslippene noe. For Norge betyr avtalen at vi kan øke utslippene av de samlede klimagassutslippene med 1 prosent i forhold til 1990-nivå, men avtalen vil selvsagt innebære en reduksjon av utslippene i forhold til utslippsnivåene i senere år. Før Kyotoprotokollen trer i kraft må den ratifiseres av minst 55 prosent av partene under FNs klimakonvensjon fra 1992. I tillegg må de landene som har ratifisert avtalen, stå for minst 55 prosent av de totale utslipp i Annex-B land.

En viktig egenskap ved Kyotoprotokollen er at den åpner for fleksibilitet når det gjelder i hvilke land utslippene skal reduseres mest. Det er grunn til å tro at det blir stor adgang for myndighetene i et land, for eksempel Norge, til å kjøpe utslippskvoter fra myndighetene i et annet land, for eksempel Polen. Når en tillater handel med utslippskvoter mellom land, kan vi regne med at det vil etablere seg en internasjonal pris på slike utslippskvoter. Norge og alle andre industriland vil i så fall stå overfor en internasjonalt gitt pris på sine utslipp av  $\text{CO}_2$ . Økonomisk teori tilsier at slike internasjonalt gitte priser også bør gjelde for husholdninger og bedrifter i hvert land. Både  $\text{CO}_2$ -avgift og omsettelige  $\text{CO}_2$ -kvoter internt i landene er virkemidler som med en riktig utforming kan sikre at kostnaden for landene

<sup>7</sup> Se Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, United Nations, FCCC/CP/1997/Add.1.10 desember 1997.

av å slippe ut CO<sub>2</sub> blir internalisert i husholdningenes og bedriftenes beslutninger.

Den nøyaktige fremtidige utformingen av Kyotoprotokollen, og industrilandenenes tilpasning til denne, har betydning for vår problemstilling gjennom flere mekanismer:

- Kostnadene for KKN vil bli direkte berørt av Norges klimapolitikk, siden KKN har betydelige utslipp av CO<sub>2</sub>.
- Markedsprisen på kraft vil bli påvirket av klimapolitikken i de nordiske landene.
- Verdensmarkedsprisene på produktene som KKN produserer vil bli påvirket av klimapolitikken i alle land.

Det er en rekke usikre momenter vedrørende klimapolitikken i Norge og andre land. De viktigste usikkerhetsmomentene som Norge ikke har herredømme over, er følgende:

- 1) Vil Kyotoprotokollen i det hele tatt tre i kraft, dvs. vil den bli ratifisert av tilstrekkelig mange land, herunder USA?
- 2) Hvis Kyotoprotokollen blir gyldig, vil internasjonal handel med omsettelige kvoter bli tillatt?
- 3) Hvordan vil de ulike land tilpasse seg til Kyotoprotokollen?

#### 4.6. Referanseforløp I: "Stø kurs"

Vårt første referanseforløp bygger implisitt på at svaret på spørsmål (1) er "nei". Dermed er de øvrige spørsmålene irrelevante.

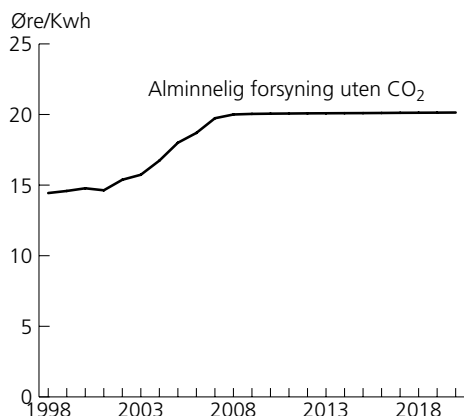
Dette alternativet kaller vi "Stø kurs", og er et alternativ som i store trekk svarer med tilsvarende alternativ i Energiutredningen, se NOU 1998:11, bortsett fra en viktig forutsetning. I vårt "Stø kurs" alternativ har vi forutsatt at det er fri tilpasning av gasskraft i Norge fram mot år 2020, mens en i energiutredningen

forutsatte en begrensning som ga kraftbalanse i Norge i år 2020, jfr. vår drøfting av dette i avsnitt 1.4. Dette innebærer at vi i vår referansebane har større norsk gasskraftproduksjon og noe lavere priser enn i Energiutredningen. Dette vil igjen ha konsekvenser for de effekter som beregnes av en markedsutsetting av kraftkontraktene til KKN.

I figur 4.1 har vi tegnet inn den beregnede prisutviklingen for elektrisk kraft under referanseforløpet "Stø kurs". Vi ser at markedsprisen for kraft i Norge vil være lav for en lang periode framover. Dette skyldes stor kapasitet for produksjon av elektrisitet i Norden og Europa. Først etter århundreskiftet vil prisen øke noe særlig. I de første årene etter år 2000 vil økt etterspørsel medvirke til at større deler av eksisterende kapasitet vil utnyttes. De kraftverkene som har de høyeste driftskostnadene vil tas i bruk, og etterhvert vil markedet investere i de billigste nye prosjektene. Når disse er uttømt, vil gasskraft komme inn og danne et tak for prisen for en lang periode framover. Pristaket vil da tilsvare kostnaden ved gasskraftproduksjon (se kapittel 4.1), som er om lag 20 øre/kWh.

I 1997 var de gjennomsnittlige prisene til alle produsenter innenfor de kraftintensive næringene om lag 11 øre/kWh. Det antas i beregningene fram mot år 2020 at denne industrien vil oppnå teknologiske framskritt på linje med resten av økonomien. Således antas en noe bedret lønnsomhet framover i denne industrien. Dette vil også bidra til å øke betalingsviljen for elektrisitet. Med utgangspunkt i elastisiteter i den makroøkonomiske modellen MSG6 for disse næringene, har vi anslått den gjennomsnittlige betalingsviljen for KKN i 2020 til 14-15 øre/kWh, gitt at KKN

Figur 4.1. Priser på kraft i det norske markedet i gjennomsnitt over året. "Stø kurs". Øre/kWh

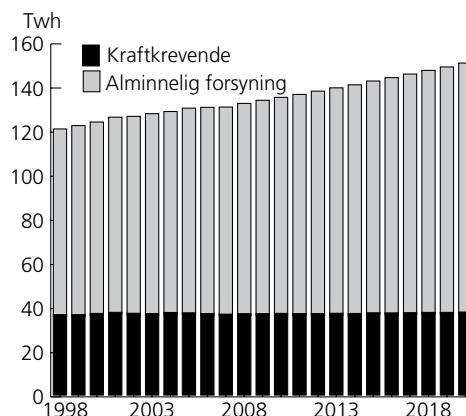


Kilde: Statistisk sentralbyrå.

fortsatt skal forbruke et kvantum på 36 TWh. Denne betalingsviljen framkommer ved å finne det punktet på etterspørselskurven for denne næringen som svarer til et volum på 36 TWh i år 2020. Med utgangspunkt i dagens gjennomsnittlige kraftpris på 11 øre/kWh ville subsidiebeløpet i 2020 være om lag 10 øre/kWh, da markedsprisen for kraft dette året er beregnet til 21 øre/kWh. Med utgangspunkt i den beregnede betalingsviljen på 14-15 øre/kWh vil det implisitte subsidiebeløpet være 5-6 øre/kWh. Gjennom beregningsperioden vil det implisitte subsidiebeløpet hvert år bestemmes av utviklingen i etterspørselskurven for KKN og utviklingen i markedsprisen i kraftmarkedet.

Figur 4.2 viser at etterspørselen etter elektrisitet fra KKN i Norge i perioden 1998-2020 holder seg på et nivå på 36 TWh per år på tross av at prisen for denne industrien stiger fra i gjennomsnitt 11 øre/kWh til i gjennomsnitt i underkant av 15 øre/kWh.

Figur 4.2. Utviklingen i etterspørselen etter elektrisitet i Norge. 1998-2020. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Etterspørselen etter kraft fra andre sektorer stiger fra et nivå (netto – det vil si uten krafttap) på 85 TWh i 1998 til 113 TWh i 2020. Dette tilsvarer en årlig vekst på vel 1,3 prosent per år. Den kraftigste veksten kommer i husholdningene, 1,4 prosent per år. At veksten i elektrisitetsforbruket er mindre enn veksten i BNP, skyldes hovedsakelig at det er forutsatt at en stor del av BNP veksten kommer gjennom en bedring i teknologi med 1 prosent per år. Dette forklarer også, sammen med en oppgang i antall husholdninger og relativt sterk boligvekst, at veksten i etterspørselen fra husholdningssektoren er større enn for næringene.

Av figur 4.3 ser vi at den store "overkapasiteten" i kraftmarkedet i de nordiske landene medfører en relativt betydelig nettoimport til Norge helt fram mot 2010. Gradvis etter århundreskiftet vil etterspørselsøkningen spise opp dette overskuddet og prisene stiger i markedet. Økende priser vil gjøre det lønnsomt med ny utbygging av kraft også i Norge for å tilfredsstille den økende etterspørselen.

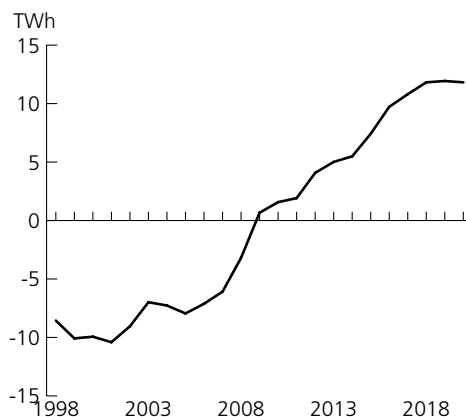
Etter hvert tilsvarer prisen kostnaden ved ny utbygging av gasskraft som like gjerne kan skje i Norge som i utlandet. Samspillet med det norske vannkraftsystemet, som gir lang driftstid og lave driftskostnader ved gasskraftanlegg, lavere kjøperpriser på gass i Norge og ledig ledningskapasitet til utlandet med lave skyggepriser på overføring fra Norge, gjør at vi etter hvert blir en nettoeksportør. Samtidig illustrerer dette at samspillet mellom kraftmarkedene i de ulike nordiske landene er viktig hvis en ønsker å studere prisvirkningen av endrede rammebetingelser for KKN i Norge.

#### 4.7. Referanseforløp II: "Kyoto"

I vårt andre referansealternativ antar vi at Kyotoprotokollen trer i kraft. Videre antar vi at alle landene får samme kostnad per utslippsenhet av å redusere sine CO<sub>2</sub>-utslipp, og at disse kostnadene slår ut i produsentenes kostnader (gjennom avgifter eller gjennom pris på omsettelige kvoter). Bak denne antagelsen ligger det implisitt en forutsetning om at avtalen blir effektiv ved at internasjonal handel med utslippskvoter blir tillatt. Dessuten antar vi at landenes kostnader ved å slippe ut CO<sub>2</sub> slår ut i produsentenes kostnader (gjennom avgifter eller kvoter som er omsettelig også innenlands), dvs. landene tilpasser seg Kyotoprotokollen på en samfunnsøkonomisk optimal måte.

Kostnadene av å slippe ut CO<sub>2</sub> vil slå ut i de direkte kostnader ved produksjon av varer og tjenester hvor en baserer seg på fossil energi, som for eksempel kraftproduksjon basert på kull eller olje som primær energikilde. Dette vil i neste omgang, gjennom markedet, sørge for at verdien også av vannkraften vil øke. Prisen på elektrisitet vil gå opp. Siden dette skjer i en internasjonal kontekst vil prisen på

Figur 4.3. Nettohandel med elektrisitet mellom Norge og de tre andre nordiske landene. "Stø kurs". 1998-2020. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

produktene stige. Den relative konkurranseevnen mellom ulike bransjer i ulike land vil dermed i utgangspunktet ikke endres. Tilsvarende vil en avgift, eller en kvotepris, på CO<sub>2</sub> som i utgangspunktet er lik i alle land, ikke endre den relative konkurranseevnen mellom kraftintensive bedrifter i ulike land. Hvis det eksisterer teknologiforskjeller i for eksempel aluminiumsproduksjon som gir ulike utslipp av klimagasser per tonn aluminium for produsenter i ulike land, kan likevel den relative konkurranseevnen endres. En økning i produksjonskostnadene kan også medføre en vridning bort fra energitunge produkter som vil slå ut i det totale omfanget av slik virksomhet. I dette tilfellet har vi antatt at alle energitunge produsenter i verden får like CO<sub>2</sub> priser slik at den relative konkurranseevnen ikke endres.

I tillegg til disse forutsetningene må vi anslå hvilket nivå kostnaden på CO<sub>2</sub>-utslipp blir liggende på i årene fremover. Vi har antatt at prisen på CO<sub>2</sub>-utslipp

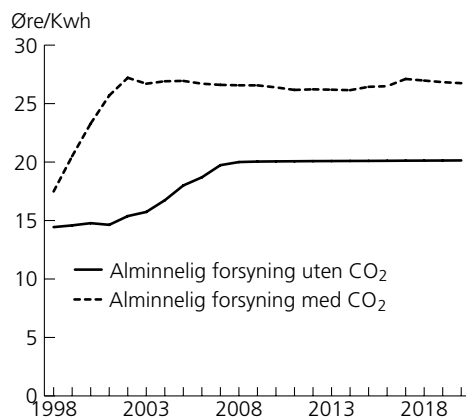


gradvis øker til 200 kroner per tonn i 2010 for deretter å holdes på dette nivået frem til 2020. Dette betyr at de sektorer som i dag har en avgift som overstiger 200 kroner per tonn vil få en avgiftslette (for eksempel bilbruk, aktiviteten på sokkelen etc), mens de som har en lavere avgift eller ingen avgift får en kraftig økning (for eksempel prosessindustrien). Det forutsettes at avgiften er internasjonal. I dette alternativet benyttes avgift rent beregningsteknisk. Dette betyr at analysen blir helt tilsvarende om en i stedet for avgift antar omsettbare kvoter, der utslippsnivået settes slik at kvoteprisen tilsvarer 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub>. For en argumentasjon omkring rimeligheten av et avgiftsnivå på kroner 200 gitt kravene i Kyoto-protokollen, vises til Bye, Johnsen, Aune og Hansen (1998), Bruvoll og Bye (1998), Lindholt (1998) og Edmonds et al (1998).

Den stiplede kurven i figur 4.4 viser den beregnede prisutviklingen for elektrisk kraft under referanseforløpet "Kyoto". Innføring av CO<sub>2</sub> avgifter (eller et kvotemarked) vil gi økte kraftpriser. I første omgang skyldes dette at eksisterende produksjonskapasitet for kraft basert på kull vil få økte driftskostnader (se spesielt perioden fram mot 2003). På lengre sikt vil etterspørselen bli begrenset av de økte prisene, samtidig som en del prosjekter basert på fornybar teknologi vil komme inn og fortrenge gasskraft. Likevel vil gasskraft med CO<sub>2</sub>-avgift danne taket for kraftprisen på lengre sikt.

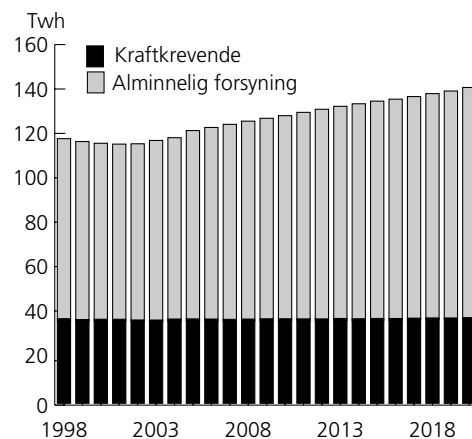
De gjennomsnittlige prisene til alle produsenter innenfor de kraftintensive næringene er fortsatt om lag 14-15 øre/kWh, siden vi forutsetter at disse skal bruke om lag de samme kraftmengder som de brukte i utgangspunktet. I dette alternativet vil således denne industrien i gjennomsnitt være "subsidiert" med mer enn

Figur 4.4. Priser på kraft i det norske markedet i gjennomsnitt over året. "Stø kurs" og "Kyoto". Øre/kWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 4.5. Utviklingen i etterspørselen etter elektrisitet i Norge. 1998-2020. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

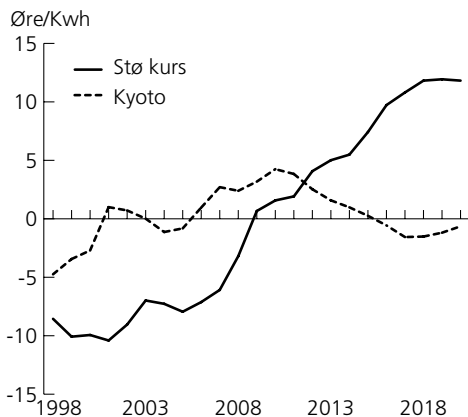
10 øre/kWh – tilsvarende et totalt beløp på om lag 3,5 milliarder kroner per år.

Etterspørselen etter elektrisitet fra andre brukere blir samtidig mindre enn etterspørselen i alternativet "Stø kurs". I år 2020 er nivået på etterspørselen fra denne

gruppen redusert til 104 TWh mot 113 TWh i "Stø kurs" – det vil si en veksttakt på 1,1 prosent per år. Halvparten av nedgangen på 9 TWh kommer i husholdningssektoren. Resten fordeler seg jevnt utover på produksjonssektorene, bortsett fra altså i KKN.

Av figur 4.6 ser vi at Norge med en effektiv Kyotoavtale kan bli netto eksportør av kraft vesentlig tidligere enn i "Stø kurs". Imidlertid blir ikke ledningsnettet fylt opp med så mye netto eksport at dette betyr noe særlig for eksportprisen for den kraften som frigjøres fra KKN. Etter hvert er faktisk Norge i rimelig nasjonal balanse mellom produksjon og etterspørsel i tilfellet med en internasjonal Kyotoavtale, med en skyggepris på kvoter på 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

Figur 4.6. **Nettohandel med elektrisitet mellom Norge og de andre nordiske landene. "Stø kurs" og "Kyoto". 1998-2020. TWh**



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

## 5. Beregning av likevektspris ved markedspris for kraftintensiv industri

### 5.1. Innledning

En overgang til markedsbaserte priser for alle kraftbukere vil gi KKN økte kraftpriser. Samtidig kan prisene for andre brukere falle som en følge av politikkomleggingen. I dette kapitlet presenterer vi våre beregninger som viser hvor sterke disse effektene er. Vi viser også hvilken betydning politikkomleggingen har for aktiviteten i KKN.

Beregningene av virkningene av politikkomleggingen er som nevnt i kapittel 4 gjort under to alternative forutsetninger om hvordan utgangssituasjonen ser ut. I avsnitt 5.2 presenterer vi beregningene for tilfellet "Stø kurs" (se avsnitt 4.6 for en omtale), mens beregningene med utgangspunkt i "Kyoto" (se avsnitt 4.7 for en omtale) blir presentert i avsnitt 5.3.

### 5.2. Likevektspriser under "Stø kurs"

La oss nå anta at vi frigjør leverandørene av kraft overfor den kraftintensive industrien gradvis fra kontraktene frem mot år 2010. Dette skjer ved at KKN får den kraft de ønsker å etterspørre til gjeldende kraftpriser i henhold til etterspørselsfunksjonene beskrevet i kapittel 2. De gjeldende kraftpriser i markedet bestemmes av et samspill

mellom tilbudssiden og etterspørselssiden i det nordiske kraftmarkedet. Dette innebærer at en økning av kraftprisene til kraftintensiv industri i første omgang medfører en nedgang i den totale etterspørselen i det nordiske kraftmarkedet. Dette vil i neste omgang isolert sett medføre mindre utbygging av ny kapasitet eller mindre utnyttelse av eksisterende kapasitet med en reduksjon i kraftprisene. I hvilken grad dette vil skje, er avhengig av både etterspørselsetastisiteter til alle brukere i markedet og kostnadsstrukturen for utnyttelse av eksisterende kapasitet og investeringer i ny kapasitet. Hvis etterspørselen for alle andre brukere er svært elastisk, så vil kraftmengdene som blir frigjort fra KKN lett bli absorbert i markedet ved et lite prisfall. Hvis etterspørselen er mindre elastisk, så vil det være nødvendig med et større prisfall for at disse kraftmengdene skal absorberes av markedet. Et nedre golv for et eventuelt prisfall finner en der prisen er lik den kortsiktige kostnaden ved å produsere kraft. Hvis prisen faller lavere, vil en del av den "frigjorte" kraften fra KKN rett og slett ikke bli produsert. Hva som vil skje i kraftmarkedet, er dermed et empirisk spørsmål om hvilke elastisiteter og kostnadsforhold som gjelder i kraftmarkedet.

**Boks 5.1. NORMOD – T**

I NORMOD-T vil brukeren måtte gi anslag på de bakenforliggende vekstfaktorene. Dette gjelder produksjonsvekst i de fem sektorene som økonomien er inndelt i, og konsumvekst. Disse anslagene kan hentes typisk fra offisielle makroøkonomiske beregninger i de ulike nordiske landene. I de konkrete beregningene som er gjort i dette notatet, samkjøres beskrivelsen av makroøkonomisk utvikling for Norge slik som MSG-modellen beskriver dette, og utviklingen i NORMOD-T. I virkningsberegningene har en antatt at tilbakevirkningen mellom energimarkedene og den økonomiske utviklingen i de andre nordiske landene om lag er som tilbakevirkningen i norsk økonomi.

I NORMOD-T er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen. Året er delt i tre sesonger, og hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. For hver periode beskrives kraftetterspørselen til fem forbrukssektorer i hvert av de fire landene. Kjøperprisene på kraft, dvs. kraftpris pluss nettariff og avgifter, og en indikator for aktivitetsnivå bestemmer hver sektors kraftetterspørsel.

Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og evt. nye kraftanlegg. For varmekraft vil produksjonskostnadene avhenge av brenselpriser og andre variable kostnader. I tillegg vil prisen på spillvarme, potensialet for salg av spillvarme, start og stoppkostnader og eventuelle begrensninger i brenselstilgangen påvirke driftskostnaden. For vannkraft eksisterer det begrensninger i vanntilgangen over året, som igjen legger restriksjoner på vannkraftproduksjonen.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en kraftpris. Denne kraftprisen vil være lik for alle sektorer i det samme landet i samme periode. Eventuell prisdiskriminering vil kunne tas hensyn til gjennom innføring av prisawikskoeffisienter. Eventuelle forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen skyldes nettkostnader mellom land. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, vil prisforskjellen kunne være større enn netttariffen, og prisforskjellen vil representere en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen. Gjennomsnittspriser over tidsperioder kan være forskjellige for ulike brukere, da bruksprofilen kan variere, og prisene i de ulike periodene varierer.

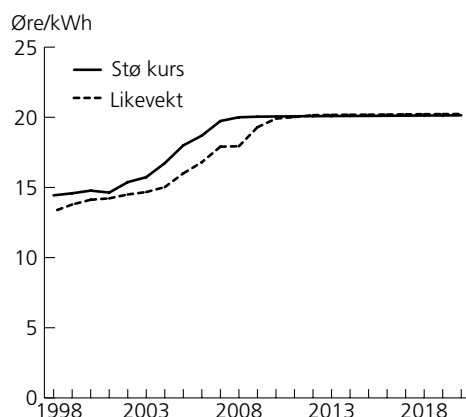
Ny produksjonskapasitet etableres ikke før kraftprisen over året veid med det potensielle anleggs produksjonsvolum er høy nok til å dekke årskostnaden knyttet til nyinvestering og drift av et nytt anlegg. Dersom kapasitetsavgiftene på en nettforbindelse i sum over året er høye nok til å gjøre utvidelse av nettkapasiteten lønnsomt, vil det i modellen bli utløst investeringer i nye linjer mellom land. Ved investeringen antas det at prisene vil være monotont stigende eller ikke komme under den prisen som gjelder på investeringstidspunktet i vesentlige perioder.

Dette samspillet har vi simulert ved hjelp av en empirisk basert nordisk kraftmarkedsmodell, NORMOD-T, der T-en i navnet antyder at dette er en modell med en detaljert tidsoppløsning, for en beskrivelse av denne modellen, se boks 5.1.

Vi har nå tatt utgangspunkt i referansealternativet for "Stø kurs" beskrevet i kapittel 4.6 og de volumvirkninger en kan få ved prisendringer på kraft til KKN beskrevet i kapittel 2. I forhold til referansealternativet vil dette skape en simultan prosess hvor prisøkninger overfor KKN vil redusere etterspørselen fra denne industrien, dette vil bidra til å holde kraftprisene i markedet nede, noe som igjen bidrar til at etterspørselen fra KKN ikke går så mye ned som initialt antatt.

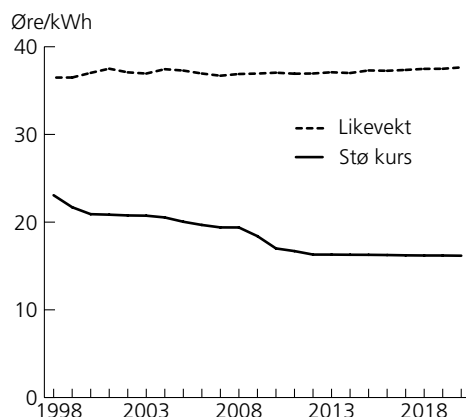
I den nye likevektssituasjonen antyder modellen at kraftprisene i markedet (likevekt) faller i forhold til "Stø kurs". Det er stor kraftproduksjonskapasitet i det eksisterende markedet og det er svakt fallende driftskostnader forbundet med å produsere mindre innenfor den gitte kapasiteten på kort sikt. Prisen faller ikke svært mye i de først årene frem til 2003. Dette antyder at tilbudskurven i dette området er relativt flat. Det vil si at store mengder av kraftproduksjonen har kort-siktige produksjonskostnader som ligger i dette intervallet. I perioden 2003 til 2009 blir prisforskjellen i de to regimene vel 10 prosent. Dette skyldes at den frigjorte kraften i markedet vil ha en vesentlig lavere pris enn utbyggingskostnaden ved ny produksjonskapasitet. I situasjonen hvor kraftkontraktene ble videreførte ("Stø kurs") var etterspørselen på dette tidspunktet så høy at den presset markedsprisene opp mot utbyggingskostnadene ved ny kapasitet. Etter 2010 nærmer prisene i de to alternativene seg raskt

Figur 5.1. Utviklingen i prisen på kraft i markedet med og uten et gitt nivå på KKN. Øre/kWh. Utgangspunkt: "Stø kurs"



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 5.2. Kraftforbruk i "Stø kurs" og likevekt. 1998-2020. KKN. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

hverandre igjen, og de blir tilnærmet like allerede fra 2012. Dette skyldes at etterspørselen i markedet i begge alternativene er så høy at den presser prisene opp mot utbyggingskostnaden for gasskraft.

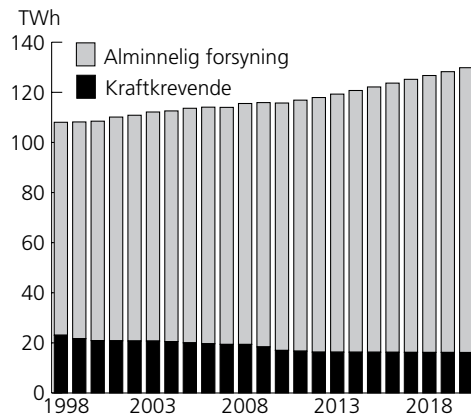
Figur 5.2 viser at en tilpasning i industrien hvor betalingsviljen samsvarer med mar-

kedsprisene, gir en relativt kraftig og rask avskalling. En del av næringen har, selv på kort sikt, ikke betalingsvilje som overstiger de tross alt lave prisene i dagens nordiske elektrisitetmarked. Etterspørselen rundt år 2000 er i overkant av 20 TWh og faller deretter videre ned til 16 TWh i 2020. I 2020 gjenstår dermed kun om lag halvparten av virksomhetene i de tre bransjene metaller, kjemiske råvarer og treforedling. Betalingsviljen i de bedriftene som overlever, synes å være tilstrekkelig til at disse kan leve videre med mindre det skjer ytterligere økninger i kraftprisene. Hvis en tillater gasskraft i store mengder, skulle ytterligere prisøkninger neppe være tilfelle.

Et viktig forhold tilsier at avskallingen her er overvurdert. Flere av de bedriftene som har en betalingsvilje som er over markedsprisen for kraft, har en vesentlig høyere betalingsvilje. Dette betyr at det kan være lønnsomt å etablere mer kapasitet med disse bedriftenes teknologi. Dette reiser spørsmål om det kan være mulig med en spesialisering og omstilling, som i en viss forstand endrer innholdet i samlebegrepet kraftintensiv industri, selv om en ikke får en full overgang til andre mindre energitunge næringer. Dette er et klart usikkerhetspunkt med de analysene som er gjennomført her.

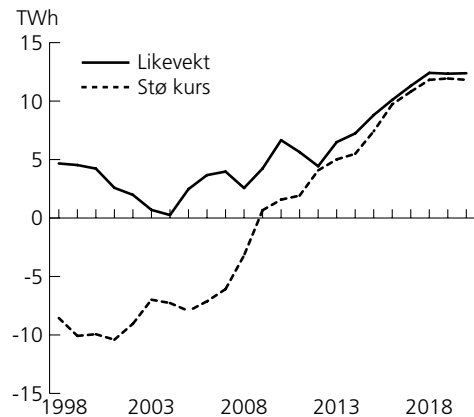
Resten av forbrukerne utenom kraftintensiv industri opprettholder sitt forbruk om lag på samme nivå i de første årene i beregningsperioden, se figur 5.3. Dette følger av at prisene ikke endrer seg særlig i denne perioden. I perioden 2003 til 2010 øker etterspørselen noe som følge at prisene faller med nærmere 10 prosent i forhold til "Stø kurs". Etter 2010 blir igjen etterspørselen for andre kunder den samme som tidligere da prisen også blir uendret.

Figur 5.3. Etterspørselen etter elektrisitet i Norge med likevektpris for alle brukere. 1998-2020. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 5.4. Nettohandel med elektrisitet mellom Norge og de andre nordiske landene. KKN og likevekt. 1998-2020. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

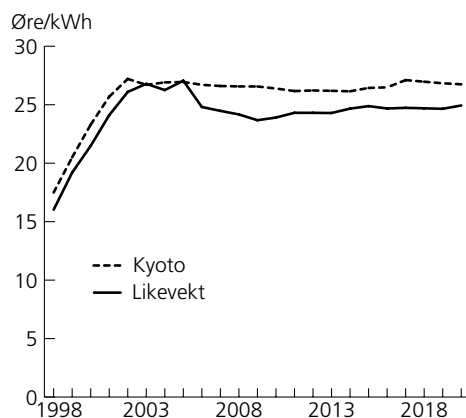
Figur 5.4 viser markedsprising av kraften overfor KKN vil medføre at Norge raskere kommer i en netto eksportsituasjon. Endringer i handelen med kraft vil nesten tilsvare hele den mengde som frigjøres i KKN. Det er altså de andre nordiske landene som justerer sin kraftproduksjon i

den nye likevekten i det nordiske markedet. Det er først og fremst den termiske kraftproduksjonskapasiteten i Danmark som representerer den flate delen av tilbudskurven for kraft i dette området. Etter hvert vil nettoeksporten bli om lag den samme som i "Stø kurs". Dette skyldes at økningen i etterspørselen både fra Norge og andre nordiske land, blir dekket ved frigjort kraft fra industrien i stedet for ved ny utbygging i Norge.

### 5.3. Likevektspriser under "Kyoto"

La oss nå gå over til å se på en situasjon hvor vi i utgangspunktet har CO<sub>2</sub> avgifter i markedet for alle aktører – det vil si en situasjon hvor utgangspunktet er Kyoto-alternativet beskrevet i avsnitt 4.7. I dette tilfellet vil en kvotepris på 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub> bringe kraftprisene i markedet opp mot 25 øre/kWh for de brukere som ikke har langsiktige kontrakter, slik som kraftintensiv industri, se figur 5.5. Som vi så i kapittel 2, gir dette en implisitt større subsidiering av KKN enn i tilfellet uten CO<sub>2</sub> avgifter. La oss nå anta at vi igjen utsetter KKN for markedsbestemte kraftpriser på samme måte som ovenfor i "Stø kurs" alternativet. Det er nå flere interessante trekk ved virkningene av en slik frigjøring av kraftkontraktene under et regime med internasjonale CO<sub>2</sub> kvoter. På helt kort sikt endres kraftprisene ikke. Dette skyldes, som beskrevet i kapittel 3, at tilbudskurven for kraft i dette tilfellet er svært flat. Dette gjelder altså selv om de termiske kraftverkene nå vil bli ilagt en kvotepris for sine utslipp. De ulike termiske kraftverkene, som er de marginale verkene, slipper ut tilnærmet like mye CO<sub>2</sub> per produsert enhet. Fortsatt vil etterspørselen være så stor i det nordiske markedet at en reduksjon i etterspørselen fra industrien ikke i nevneverdig grad vil berøre kostnadene for det marginale verket. Faktisk vil perioden hvor prisene er til-

Figur 5.5. Utviklingen i prisen på kraft i markedet med og uten et gitt nivå på KKN og likevekt. Øre/kWh.



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

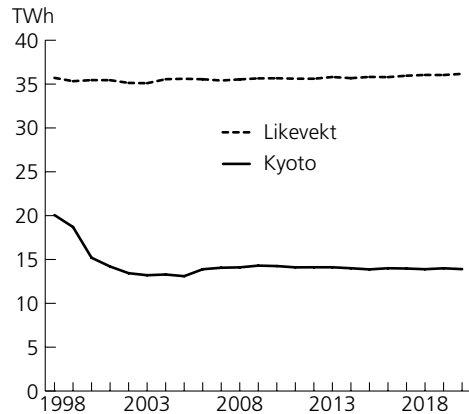
nærmet like, vare lenger enn i tilfellet uten kvotepriser for CO<sub>2</sub>. Dette skyldes at de høyere priser en har i kvotealternativet enn i tilfellet uten kvoter, medfører at allerede installert kapasitet vil være tilstrekkelig lenger da etterspørselen stiger langsommere. De store forskjellene blir først fremtredende på et senere tidspunkt enn i forrige tilfelle. Etter 2007 blir prisene i kraftmarkedet lavere når KKN utsettes for markedsprising. Den frigjorte kraften fra industrien vil i markedet være en mye billigere måte å skaffe til veie kraft på enn ved ny-utbygging. På grunn av kvoteprisene har utbyggingskostnadene ved nye prosjekter økt relativt kraftig.

I 2020 er prisforskjellen på om lag 8 prosent. Med CO<sub>2</sub> avgifter er gasskraft som backstop-teknologi ennå ikke lønnsom, og en befinner seg fortsatt på den stigende delen av marginalkostnadskurven for utbygging av kraftproduksjon. (Mindre utbygginger av kraftproduksjon basert på fornybare energikilder representerer

denne stigende marginalkostnadskurven.) Større krafttilgang til resten av markedet gjennom frigjøring av kraft fra KKN bidrar til at markedet blir tilfredsstillt til en lavere kostnad enn ny utbygging skulle tilsi.

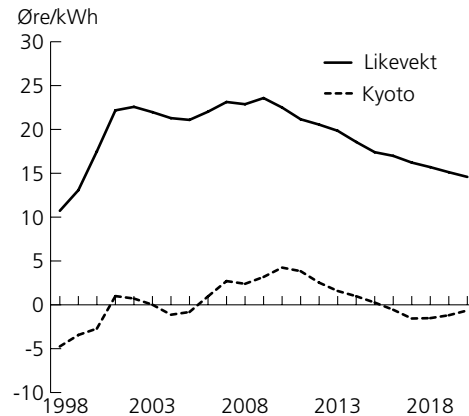
Innføring av CO<sub>2</sub> avgifter globalt vil ha flere effekter for norsk kraftintensiv industri. For det første vil produksjonskostnadene øke. Hvorvidt dette vil bedre eller forverre konkurransevnen for norske produksjonsbedrifter, avhenger av i hvilken grad norske bedrifter forurenser mer eller mindre enn konkurrentenes bedrifter målt per produsert enhet. Industrien i Norge hevder selv at norsk produksjon er renere enn utenlandsk produksjon. Dette tyder på at norske bedrifter under et internasjonalt koordinert avgifts- eller kvotesystem vil komme bedre ut og dermed partielt sett vil kunne øke sin produksjon. På den annen side vil prisene på produktene øke når produksjonskostnadene for alle produsenter øker. Dette bidrar til en mindre etterspørsel etter produktene, som igjen vil trekke i retning av lavere produksjon (også norsk produksjon) av slike produkter. Endelig vil industrien kunne rammes av økte kraftpriser – spesielt i et fritt konkurransemarked for kraft. Hvorvidt dette vil ramme norsk industri sterkere enn annen industri, er uklart. Dette avhenger av i hvilken grad norsk industri har relativt større fordeler enn andre lands produsenter i dagens kraftmarked, i hvilken grad andre land vil innføre kostnadseffektive tiltak også mot kraftproduksjon under et internasjonalt kvoteregime, og i hvilken grad en faktisk vil la de internasjonale kraftmarkeder virke. I beregningene av virkningen for norsk industri av endrede kraftpriser under et internasjonalt regime med koordinerte CO<sub>2</sub>-avgifter eller kvoteomsetning, har vi antatt at de internasjonale

Figur 5.6. Kraftforbruk i "Kyoto" og likevekt. 1998-2020. KKN. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 5.7. Nettohandel med elektrisitet mellom Norge og de andre nordiske landene. "Kyoto" og likevekt. 1998-2020. TWh



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

nale prisene på produktene fra disse bedriftene vil øke med 2 prosent (tilsvarer om lag den gjennomsnittlige kostnadsøkningen ved avgift på 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub> – se også NOU 1996:9 Grønne skatter).



Vi ser av figur 5.6 at i dette tilfellet vil effekten av et fritt kraftmarked virke noe sterkere på industriens omfang enn i alternativet uten CO<sub>2</sub> kvoter. Likevel vil nesten halvparten av industrien overleve. Årsaken til at vi får en sterkere effekt her enn i alternativene uten Kyotoprotokollen, er at selv om prisvirkningen i produktmarkedet trekker betalingsviljen for kraft opp, så er den implisitte subsidieringen i utgangspunktet sterkere. Forskjellen er imidlertid marginal, men likevel stor nok til at det gir noen mindre priseffekter i markedet, se figur 5.5.

Hvis man stiller KKN overfor markedsbestemte kraftpriser under et internasjonalt kvoteregime for CO<sub>2</sub>, blir de kortsiktige virkningene på handelen av kraft tilnærmet lik de tilsvarende virkningene i tilfellet uten dette kvoteregimet. På lengre sikt vil virkningen på handelen bli betydelig større i dette tilfellet enn i tilfellet uten CO<sub>2</sub> kvoter. Dette skyldes at med kvotepriser vil prisen på kraft stige betydelig. Dette vil bidra til å dempe den innenlandske etterspørselen etter kraft. Samtidig vil lønnsomheten ved termisk kraftproduksjon i de andre nordiske landene gå ned. Prisen vil også stige i disse landene, og det vil være lønnsomt med mer eksport av norsk kraft til disse landene.



## 6. Produsent og konsumentoverskudd

### 6.1. Teoretisk bakgrunn

Som nevnt i avsnitt 1.4, vil en utjevning av prisen mellom KKN og andre brukere av elektrisk kraft gi Norge en effektivitetsgevinst. Vi skal nå vise hvordan vi beregner denne gevinsten.

Det er fire viktige grupper som blir berørt av omleggingen av prispolitikken overfor KKN. Disse er

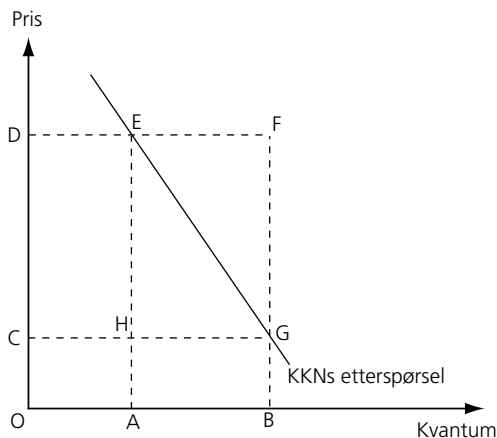
- 1) den kraftkrevende industrien,
- 2) kraftprodusenter,
- 3) øvrig norsk næringsliv,
- 4) husholdninger.

Vi ser først på spesialtilfellet hvor markedsprisen ikke blir berørt av omleggingen av prispolitikken. Som nevnt over har vi dette spesialtilfellet når tilbudskurven er horisontal over det aktuelle området. For dette tilfellet vil gruppene 3 og 4 i listen over ikke bli direkte berørt av politikk-omleggingen. Virkningen for de to første gruppene er skissert i figur 6.1. Her er OC prisen KKN opprinnelig betaler, og kvantum de etterspør er OB. Etter politikk-omleggingen betaler KKN prisen OD, og etterspør mengden OA. Tapet for KKN består av to deler: For det første må KKN nå betale mer for den kraften som de fortsetter å etterspørre, dette tapet er gitt

ved CDEH. For det andre taper de ved at virksomhet som var lønnsom før prisøkningen, nå faller bort. Tapet knyttet til hver enhet som faller bort er differensen mellom KKNs verdsetting av kraften (gitt ved deres etterspørselskurve) og den opprinnelige prisen. Til sammen utgjør denne delen av tapet arealet EGH. Det samlede tapet for KKN er derfor gitt ved arealet CDEG.

Kraftprodusentene tjener på at de etter politikk-omleggingen får lov å ta like høy pris fra KKN som fra andre. La oss først se bort fra at samlet produsert mengde kraft blir påvirket av politikk-omleggingen. Da er gevinsten til kraftprodusentene gitt ved arealet CDFG, dvs prisøkningen multiplisert med det kvantum de opprinnelig var tvunget til å selge til lav pris. Men vi vet at kraftproduksjonen i virkeligheten ikke er uendret, den går tvert i mot ned med mengden AB (husk at etterspørsel fra andre grupper er uendret i spesialtilfellet vi nå ser på). For dette spesialtilfellet vil imidlertid produksjonsnedgangen ikke gi noen nedgang i produsentenes overskudd. Dette skyldes at en horisontal tilbudskurve innebærer at produsentene på marginen har null renprofitt, dvs. ikke noe overskudd utover normal kapitalavkastning.

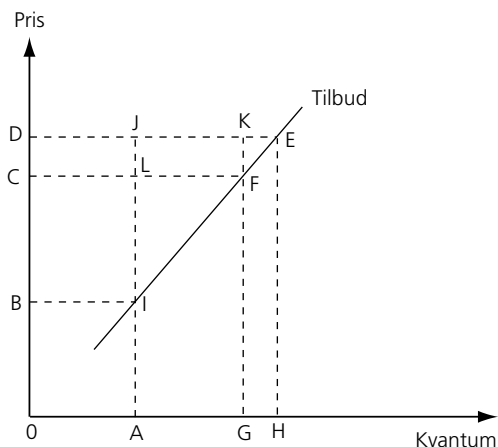
Figur 6.1.



Fra drøftingen over kan vi altså konkludere med at KKN taper arealet CDEG, mens kraftprodusentene tjener CDFG. Øvrige grupper blir ikke direkte berørt i dette spesialtilfellet. Nettogevinsten av politikk-omleggingen er derfor gitt ved differansen mellom de to nevnte arealene, dvs ved arealet EFG i figur 6.1.

Vi ser nå på tilfellet hvor markedsprisen på elektrisk kraft går ned når favoriseringen av KKN opphører. Virkningen på KKN blir akkurat som før. Dersom deres pris går opp fra OC til OD i figur 6.1, er tapet deres fortsatt gitt ved CDEG. Gevinsten til kraftprodusentene er imidlertid nå mer sammensatt. Vi har illustrert dette i figur 6.2. I utgangssituasjonen betaler KKN en pris OB for et kvantum OA, mens alle andre brukere betaler OD. Produsentene produserer OH. Når favoriseringen av KKN blir opphevet, betaler alle OC, og kraftprodusentene velger å produsere i et omfang OG. Virkningen av dette for kraftprodusentene kan vi dele inn i to. Den første delen er den isolerte virkningen av at billigsalget til KKN opphører. Dette gir

Figur 6.2.

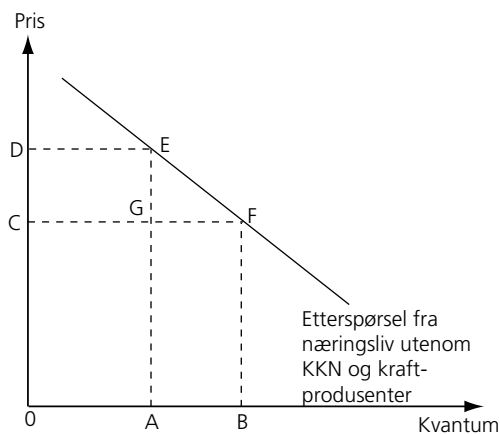


gevinsten BDIJ. Imidlertid går også markedsprisen ned fra OD til OC. Dette gir kraftprodusentene et tap svarende til CDEF<sup>8</sup>. Den samlede virkningen for kraftprodusentene blir differansen mellom gevinsten BDIJ og tapet CDEF. Alternativt kan dette uttrykkes som differansen mellom arealene BCLI og JEFL. Det er generelt ingen garanti for at totalgevinsten for kraftprodusentene er positiv. Som vi vil se fra avsnittene 6.3 og 6.4, gir våre beregninger en positiv gevinst til kraftprodusentene i alle år og for alle alternativer vi studerer.

Når markedsprisen på kraft går ned som følge av politikk-omleggingen, må vi også ta med virkningen på næringslivet utenom KKN og kraftprodusenter, samt på hus-

<sup>8</sup> Tapet CDEF kan igjen splittes i to deler. Den første delen er det direkte tapet CDKF som følge av at det nye livevektskvantumet OG nå selges til OC mot før OD. Den andre delen er at produksjon som før var lønnsom nå blir innstilt. Overskuddet på hver enhet av denne produksjonen er gitt ved differansen mellom tilbudskurven og prisen OC, til sammen blir dette KEF.

Figur 6.3.



holdninger. Både husholdninger og næringer utenom KKN gruppene tjener på at markedsprisen på elektrisk kraft går ned. Figur 6.3 illustrerer gevinsten for næringslivet utenom KKN og kraftprodusenter. Gevinsten er gitt ved CDEF. Dette arealet er summen av to arealer. Det første, CDEG, måler virkningen av at prisen settes ned fra OD til OC, mens bruken av elektrisk kraft holdes på sitt opprinnelige nivå OA. Det andre arealet, EFG, måler gevinsten av at det nå lønner seg å øke bruken av kraft til OB. Hver enhets økning gir en gevinst lik forskjellen mellom kraftens marginale verdi, gitt ved etterspørselskurven, og prisen OC. Den samlede gevinsten er gitt ved arealet CDEF.

Når det gjelder husholdninger, får vi en helt tilsvarende gevinst som illustrert i figur 6.3, bortsett fra at det nå er husholdningenes etterspørselskurve som er den aktuelle.

## 6.2. Dagens avkastning i kraftsektoren

Vi forutsetter at produsenter av kraft i et fritt marked vil forsøke å maksimere sitt

overskudd. I kraftmarkedet i Norge er det stigende marginalkostnader ved å produsere kraft. Noen fossefall er billige å bygge ut, andre er dyrere. Det vil være optimalt å bygge ut de billige kraftverkene før de dyrere. Det vil videre være optimalt å vente med å bygge ut ny kapasitet før prisen er kommet opp på et nivå som gjør at den siste investeringen er lønnsom. De billige prosjektene vil da få en meget høy avkastning. Avkastningen utover en normalavkastning kaller vi grunnrente. Bye og Johnsen (1991) beregnet den teoretiske grunnrenten i de vannkraftverk som var bygget ut, til vel 9 milliarder 1991-kroner. Denne ble beregnet som meravkastningen utover normalavkastning gitt at en ikke bygget ut mer kraft før prisen oversteg kostnaden ved det marginale produksjonsverket i Norge på den tiden, og at det faktisk var mulig på lang sikt å oppnå en pris som tilsvarende marginalkostnaden lønnsomme investeringer. Normalavkastningen av den kapital som var nedlagt i kraftsektoren, ble beregnet til 12 milliarder kroner. Den totale avkastningen til kraftprodusentene skulle dermed ha vært normalavkastninger (12 milliarder 1991-kroner), pluss grunnrenten (9 milliarder 1991-kroner), dvs. totalt 21 milliarder 1991-kroner. Avkastningen samme år var kun 10 milliarder kroner, altså 11 milliarder kroner mindre enn den strengt tatt kunne være (12-9-10). Dette tyder på at det har vært en kraftig overutbygging i norsk kraftsektor.

En årsak til den kraftige overutbyggingen, og den lave avkastningen, er de lave prisene til kraftintensiv industri. Norske myndigheter har valgt å holde oppe norsk produksjon av metaller, ferrolegeringer og treforedlingsprodukter gjennom å avstå fra en normal avkastning av investeringer i statens eget kraftselskap - Statkraft. Avkastningen i 1996 var kun 6,5 prosent av

realkapitalen i selskapet. Dette gjør at det for lang tid fremover vil være optimalt med å vente med videre utbygging, spesielt hvis en får et fritt marked med omallokering av kraft fra dem som i dag betaler lite for kraften til de som har en høyere betalingsvilje.

### 6.3. Endring i konsument- og produsentoverskudd fra regulert marked til likevektsmarked – "Stø kurs"

Fra beregningene i kapittel 4 kan vi nå stille opp tabell 6.1, som viser de årlige priser og forbruk i de to markedene for kraftintensiv industri og alminnelig forsyning. Vi ser av denne tabellen at prisen på kraft til alminnelig forsyning i beregningen vår stiger fra i utgangspunktet 14,4 øre/kWh i

1998 gradvis opp mot utbyggingskostnaden for gasskraft på vel 20 øre/kWh i 2008. Samtidig stiger den gjennomsnittlige prisen på kraft til kraftintensiv industri fra vel 10 øre/kWh til 14,8 øre/kWh i 2020. Dette viser at betalingsviljen til denne industrien stiger jevnt over hele perioden, mens prisen i markedet stiger raskere opp mot utbyggingskostnaden for ny kraft. Dette betyr at prisforskjellen mellom kraftintensiv industri og alminnelig forsyning i første tiårsperiode øker fra om lag 4,5 øre/kWh til rundt 8 øre/kWh i 2008. Deretter avtar prisforskjellen igjen og blir 5,3 øre/kWh i 2020. Som vi skal se senere medfører dette at gevinsten av en fri markedsklarering i første periode stiger for så å avta noe etter hvert.

Tabell 6.1. Kraftpriser og etterpørsel etter kraft for to hovedgrupper av forbrukere. 1998-2020. Alternativene "Stø kurs" og likevekt

	Kraftpriser øre/kWh - 1998-priser			Kraftforbruk - "Stø kurs"		Kraftforbruk - likevekt	
	"Stø kurs"		Likevekt	TWh		TWh	
	Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri		Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri	Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri
1998	14,4	10,1	13,3	77,3	36,5	78,5	23,7
1999	14,6	10,3	13,8	78,8	36,5	79,6	22,5
2000	14,8	10,5	14,1	79,9	37,0	80,6	22,1
2001	14,6	10,6	14,2	81,5	37,5	82,0	22,5
2002	15,4	10,8	14,5	82,3	37,1	83,2	22,1
2003	15,7	11,0	14,7	83,5	36,9	84,7	22,0
2004	16,7	11,2	15,0	84,2	37,5	85,5	22,4
2005	18,0	11,4	16,0	85,8	37,3	87,9	21,9
2006	18,7	11,6	16,8	86,6	37,0	88,6	21,1
2007	19,7	11,8	17,9	86,8	36,6	89,0	20,6
2008	20,0	12,0	17,9	88,3	36,9	90,5	20,7
2009	20,0	12,2	19,3	89,7	36,9	90,4	19,7
2010	20,1	12,4	19,9	90,9	37,0	91,1	18,2
2011	20,1	12,6	20,0	92,2	36,9	92,3	17,7
2012	20,1	12,9	20,1	93,6	36,9	93,3	17,6
2013	20,1	13,1	20,1	94,8	37,1	94,6	17,6
2014	20,1	13,3	20,1	96,2	37,0	95,9	17,4
2015	20,1	13,5	20,1	97,5	37,3	97,2	17,8
2016	20,1	13,8	20,1	98,9	37,3	98,6	17,7
2017	20,1	14,0	20,1	100,3	37,4	100,0	17,8
2018	20,1	14,3	20,1	101,7	37,5	101,3	17,9
2019	20,1	14,5	20,1	103,2	37,5	102,7	17,9
2020	20,1	14,8	20,1	104,6	37,6	104,2	18,0

Tabell 6.2. Årlige endringer i konsument- og produsentoverskudd, som følge av en klarering i kraftmarkedet. Milliarder 1998-kroner

	Konsumentoverskudd		Produsentoverskudd	Total velferdsgevinst
	Kraftintensiv industri	Alminnelig forsyning		
1998	-1,0	0,9	0,4	0,3
1999	-1,0	0,6	0,7	0,3
2000	-1,1	0,5	0,9	0,4
2001	-1,1	0,3	1,1	0,3
2002	-1,1	0,7	0,8	0,4
2003	-1,1	0,9	0,6	0,4
2004	-1,1	1,4	0,3	0,6
2005	-1,4	1,7	0,4	0,7
2006	-1,5	1,7	0,6	0,8
2007	-1,7	1,6	1,0	0,9
2008	-1,7	1,8	0,8	0,9
2009	-2,0	0,7	2,1	0,8
2010	-2,1	0,1	2,7	0,7
2011	-2,0	0,0	2,7	0,7
2012	-2,0	0,0	2,7	0,7
2013	-1,9	0,0	2,6	0,7
2014	-1,8	0,0	2,5	0,7
2015	-1,8	0,0	2,4	0,6
2016	-1,7	0,0	2,4	0,6
2017	-1,7	0,0	2,3	0,6
2018	-1,6	0,0	2,2	0,6
2019	-1,5	0,0	2,1	0,6
2020	-1,5	0,0	2,0	0,5
Nåverdi i 1998	-19,7	9,2	18,2	7,8

\* Nåverdien beregnes med 5 prosent kalkulasjonsrente

Vi ser videre av tabellen at etterspørselen etter kraft fra KKN vil gå ned fra om lag 37 TWh i 2020 til om lag 18 TWh samme år når de blir utsatt for markedspriser på kraften. Den totale kraftmengden omsatt til norske forbrukere går ned tilsvarende siden gruppen alminnelig forsyning betaler om lag de samme prisene, som er bestemt av utbyggingskostnaden for ny kraft i begge situasjonene. Nedgangen på 18 TWh i innenlandsk etterspørsel vil i 2020 stort sett kompenseres ved tilsvarende lavere produksjon innenlands enn hva vi ellers måtte ha produsert. Langs banen vil nedgangen i forbruk i kraftintensiv industri dels medføre redusert norsk produksjon og dels redusert netto import/økt netto eksport til/fra Norge.

Hvis vi nå legger til grunn at nye utbygginger bare vil vi få normal avkastning av realkapitalen, jfr. at prisen stiger opp mot gasskraftkostnaden og at dette representerer backstop-teknologien, så kan en regne ut endringer i produsentoverskudd på dagens kraftproduksjon langs hele banen. I tabell 6.2 viser vi utviklingen i de beregnede gevinstene og tapene i konsumentoverskudd for kraftintensiv industri og gruppen alminnelig forsyning samlet og produsentoverskuddet for kraftprodusentene.

Vi ser at konsumentoverskuddet går ned i kraftintensiv industri over hele perioden. Dette reflekterer at prisen stiger og kvantum omsatt til denne industrien avtar. Fram mot 2012 stiger det årlige tapet noe

for senere å avta. Dette skyldes den tidligere omtalte sterke stigningen i markedsprisen i første del av perioden, og den svakere stigningen i disse prisene etter hvert, samtidig som betalingsviljen for industrien stiger jevnt over hele perioden.

For sektoren alminnelig forsyning stiger også det årlige konsumentoverskuddet raskt til å begynne med for deretter å avta mot null. Dette skyldes at den raske prisstigningen som denne kundegruppen ville ha møtt i et regime med regulerte priser overfor KKN, unngås i et fullt integrert marked. Etter hvert vil prisen uansett stige opp mot kostnaden ved ny gasskraftutbygging, og da oppnås ikke lenger noen gevinst for disse kundegruppene.

Produsentoverskuddet stiger over hele perioden bortsett fra en periode like etter århundreskiftet hvor det avtar. Dette skyldes at dette er en periode hvor tilbudet av kraft er preget av svært store ledige ressurser og hvor ny tilgang i markedet ikke påvirker prisen i særlig grad. Forskjellen mellom prisen i "Stø kurs" og i en likevektssituasjon avtar dermed i noen år.

Nåverdien (sett fra 1998) av det samlede produsent og konsumentoverskuddet for beregningsperioden fram mot år 2020 er om lag 8 milliarder kroner. Dette tilsvarer vel et halvt års omsetning for den samlede kraftsektoren i Norge. Beregninger *over en uendelig tidshorisont* gir et samlet produsent og konsumentoverskudd på rundt 15 milliarder kroner i nåverdi.

#### **6.4. Endring i konsument og produsentoverskudd fra regulert marked til like-vektmarked – "Kyoto"**

Vi så foran at i "Kyotoalternativet" vil forskjellen mellom den pris KKN vil være villig til å betale for kraften og den som markedet er villig til å selge for, bli grad-

vis større. Mens forskjellen i "Stø kurs" på det meste var oppe i 8 øre/kWh i en kort periode og vel 5 øre/kWh i slutten av perioden, så er forskjellen i "Kyotoalternativet" vel 15 øre/kWh i en kortere periode før år 2010 og 12 øre/kWh ved slutten av beregningsperioden, se tabell 6.3. En utjevning av prisen i markedet reduserer forbruket av kraft i industrien til om lag 15 TWh. Dette er en relativt beskjeden nedgang fra de 18 TWh industrien var villig til å betale for under alternativet likevekt i forrige avsnitt på tross av at kraftprisen i dette alternativet er nesten 20 prosent høyere. Dette gjenspeiler at vi er i det flate område for etterspørselskurven til KKN jfr. kapittel 2.

Siden prisforskjellene mellom KKN og alminnelig forsyning er større i "Kyotoalternativet" enn under "Stø kurs", må en forvente at tapet i konsumentoverskudd for KKN og tilsvarende gevinst for alminnelig forsyning skal bli større i tabell 6.4 her enn i tabell 6.2. Et annet særtrekk ved "Kyotoalternativet" er at bedringen i konsumentoverskudd for gruppen alminnelig forsyning er betydelig i hele perioden, mens det forsvant rundt år 2010 for alternativet "Stø kurs". Grunnen til dette er at en under en Kyotoprotokoll fram mot år 2020 ennå ikke har nådd back-stop teknologien gasskraft. Det vil si at vi fortsatt er på den stigende delen av grensekostnadskurven for kraft. Ethvert bidrag fra etterspørselssiden vil dermed bidra til å holde prisene lavere.

Samtidig ser vi at gevinsten i produsentoverskudd i et fullt ut deregulert marked for elektrisitet under en Kyotoprotokoll er betydelig større enn under "Stø kurs". Det er opplagt at verdien av dagens produksjonskapasitet vil øke i takt med verdien av kraft i markedet. Økte produksjonskostnader for termisk kraftproduksjon vil øke



verdien av den rene norske vannkraften. Sløsing med denne ved å fastsette kraftkontrakter med lave priser overfor deler av markedet, vil dermed øke tapet. Nåverdien av de framtidige gevinster av en omlegging av prispolitikken overfor KKN i retning av mer markedsbestemte kontrakter, utgjør om lag 20 milliarder kroner. Beregnet over en uendelig tids-

horisont, er gevinsten nærmere 30 milliarder kroner. Dette tilsvarer om lag 15 prosent av den totale kapitalbeholdningen i dagens kraftsektor i Norge, eller om lag 10 prosent av total realkapital i norsk industri. Dette betyr at ved å fortsette dagens subsidier av den kraftkrevende industrien vil en påføre norsk økonomi et betydelig tap.

Tabell 6.3. **Kraftpriser og etterpørsel etter kraft for to hovedgrupper av forbrukere. 1998-2020. Kyotoalternativet og likevekt**

	Kraftpriser øre/kWh - 1998-priser			Kraftforbruk - "Kyoto"		Kraftforbruk - likevekt	
	"Kyoto"		Likevekt	TWh		TWh	
	Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri		Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri	Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri
1998	17,5	10,1	16,0	74,5	35,7	75,7	21,0
1999	20,5	10,3	19,2	73,7	35,3	74,6	19,3
2000	23,3	10,5	21,5	72,9	35,4	74,2	15,9
2001	25,7	10,6	24,1	72,5	35,4	73,5	14,9
2002	27,2	10,8	24,3	72,9	35,1	73,6	13,7
2003	26,7	11,0	24,5	74,4	35,1	74,4	13,4
2004	26,9	11,2	24,5	75,2	35,5	75,7	14,1
2005	26,9	11,4	24,5	78,3	35,6	78,3	13,9
2006	26,7	11,6	24,8	79,7	35,5	81,1	14,9
2007	26,6	11,8	24,5	81,1	35,4	82,7	14,9
2008	26,6	12,0	24,2	82,4	35,5	84,3	15,1
2009	26,6	12,2	24,2	83,6	35,6	86,0	15,5
2010	26,4	12,4	24,2	84,8	35,7	87,0	15,4
2011	26,2	12,6	24,3	86,2	35,6	88,0	15,2
2012	26,2	12,9	24,3	87,4	35,6	89,2	15,2
2013	26,2	13,1	24,3	88,5	35,8	90,3	15,3
2014	26,1	13,3	24,7	89,7	35,7	91,3	15,1
2015	26,4	13,5	24,9	90,5	35,9	92,2	15,2
2016	26,5	13,8	24,7	91,7	35,8	93,6	15,3
2017	27,1	14,0	24,7	92,4	35,9	94,8	15,3
2018	27,0	14,3	24,7	93,6	36,0	96,0	15,4
2019	26,8	14,5	24,7	94,7	36,0	97,3	15,5
2020	26,7	14,8	24,9	96,1	36,1	98,2	15,5

Tabell 6.4. **Årlige endringer i konsumet- og produsentoverskudd. Som følge av en klarering i kraftmarkedet. Milliarder 1998-kroner**

	Konsumentoverskudd		Produsentoverskudd	Total velferdsgevinst
	Kraftintensiv industri	Alminnelig forsyning		
1998	-1,7	1,1	1,1	0,5
1999	-2,4	1,0	2,3	0,8
2000	-2,8	1,3	2,7	1,2
2001	-3,4	1,2	3,7	1,5
2002	-3,3	2,1	2,7	1,6
2003	-3,3	1,6	3,2	1,6
2004	-3,3	1,8	3,1	1,6
2005	-3,2	1,9	3,0	1,7
2006	-3,3	1,5	3,4	1,6
2007	-3,2	1,7	3,0	1,6
2008	-3,1	2,0	2,7	1,6
2009	-3,1	2,0	2,7	1,6
2010	-3,0	1,9	2,7	1,6
2011	-3,0	1,6	2,9	1,6
2012	-2,9	1,7	2,8	1,6
2013	-2,9	1,7	2,7	1,6
2014	-2,9	1,3	3,1	1,5
2015	-2,9	1,4	3,0	1,5
2016	-2,8	1,7	2,7	1,6
2017	-2,7	2,2	2,2	1,7
2018	-2,7	2,2	2,2	1,7
2019	-2,6	2,1	2,2	1,7
2020	-2,6	1,8	2,5	1,6
Nåverdi i 1998*	-39,3	22,0	36,8	19,4

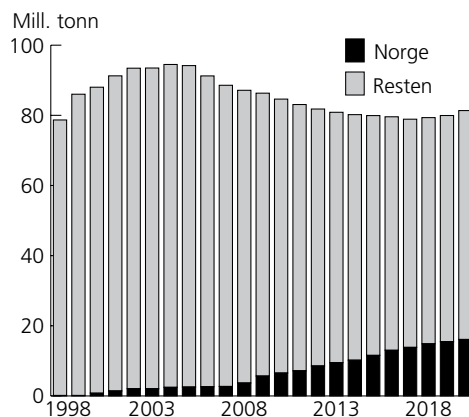
\* Nåverdien beregnes med 5 prosent kalkulasjonsrente

## 7. Utslipp

### 7.1. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra kraftproduksjon i Norge og Norden

Vi ser av figur 7.1 at utslippene av CO<sub>2</sub> i den norske kraftsektoren øker fra null i dag til 16 millioner tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter i 2020 i alternativet "Stø kurs". Årsaken er at en ikke innfører noen restriksjoner på utslipp fra kraftproduksjon. En vil da kunne få en utbygging av 40 TWh gasskraft i Norge fram mot 2020. I Norden samlet øker utslippene i første del av perioden etter hvert som større andeler av den eksisterende termiske kraftproduksjonskapasiteten (kull) utnyttes. Etter hvert, fra ca år 2005 i beregningen, vil en større andel av denne kapasiteten avskrives (på grunn av levetiden), og erstattes med gasskraft som gir mindre utslipp. Dette medfører en nedgang i utslippene fra kraftsektoren totalt i Norden i en liten periode. Nedgangen i utslippene av CO<sub>2</sub> for Norden utenom Norge er hele 30 prosent i løpet av de første ti årene av beregningsperioden. Deretter vil etterspørselsøkningen igjen bidra til at det blir lønnsomt med ytterligere økning i kraftutbyggingen hovedsakelig basert på gass. Utslippene fra kraftsektoren vil igjen samlet for Norden øke noe. Likevel er de totale utslippene av CO<sub>2</sub> fra kraftsektoren i 2020 ikke høyere

Figur 7.1. Utviklingen i CO<sub>2</sub>utslipp fra kraftsektoren. Norge og resten av Norden. "Stø kurs". Millioner tonn. 1998-2020

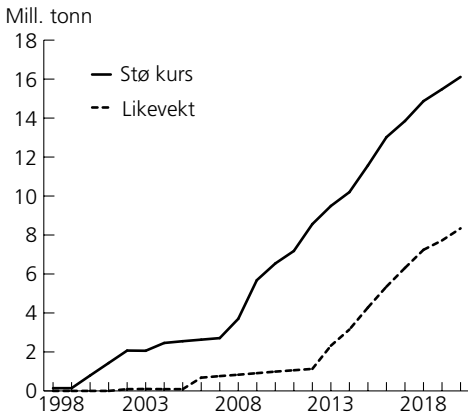


Kilde: Statistisk sentralbyrå.

enn de tilsvarende utslippene fra denne sektoren i 1998.

Hvis en introduserer markedsprising på kraft overfor KKN, så ser vi at de totale utslippene av CO<sub>2</sub> fra norsk kraftproduksjon går ned i forhold til "Stø kurs", se figur 7.2. Økt etterspørsel i dette tilfellet dekkes ikke opp ved ny utbygging av gasskraft, men gradvis ved at en tar i bruk den frigjorte kraften fra KKN. I 2020 betyr

Figur 7.2. Utviklingen i CO<sub>2</sub> utslipp fra Norge med og uten marked i likevekt. "Stø kurs". Millioner tonn. 1998-2020

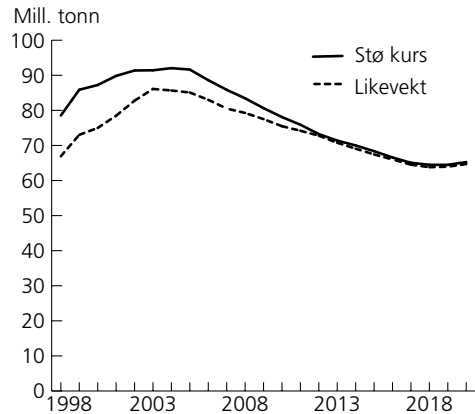


Kilde: Statistisk sentralbyrå.

dette at CO<sub>2</sub> utslippene fra den norske kraftsektoren kun er halvparten av utslippene i "Stø kurs"-alternativet, 8 millioner tonn i stedet for 16 millioner tonn.

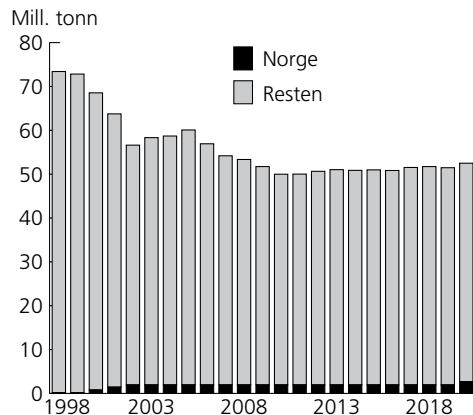
Fra figur 7.3 ser vi at utslippene fra kraftsektoren i de andre nordiske landene i første del av perioden går ned med nærmere 15 prosent. Store frigjorte kraftmengder i Norge endrer handelen med kraft slik at Norge går fra en netto import til en netto eksportsituasjon. Norsk vannkraft erstatter nordisk, termisk kraft. Mindre kraftproduksjon fra termiske verk i de andre nordiske landene medfører mindre utslipp. Etter hvert som etterspørselsøkningen i Norge spiser opp de frigjorte kraftmengdene fra industrien, blir mindre kraftmengder disponible for de andre nordiske landene, og disse må basere seg på de samme kraftverksteknologier som i "Stø kurs". Det norske bidraget til å holde utslippene nede i Norden ellers, forsvinner. Den langsiktige effekten er altså utslippsreduksjoner i Norge, mens

Figur 7.3. Utviklingen i CO<sub>2</sub> utslipp fra resten av Norden med og uten marked i likevekt. "Stø kurs". Millioner tonn. 1998-2020



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 7.4. Utviklingen i CO<sub>2</sub> utslipp fra kraftsektoren. Norge og resten av Norden. "Kyoto". Millioner tonn. 1998-2020

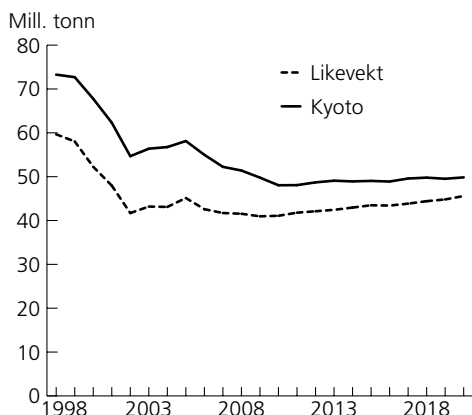


Kilde: Statistisk sentralbyrå.

en ikke oppnår tilsvarende i de andre nordiske landene, eller mens Norden blir sett under ett.

Fra figur 7.4 ser vi at når en innfører omsettbare CO<sub>2</sub> kvoter og prisen blir om lag 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, så vil gasskraft

Figur 7.5. Utviklingen i CO<sub>2</sub> utslipp fra resten av Norden med og uten marked i likevekt. "Kyoto". Millioner tonn. 1998-2020



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

være tilnærmet ulønnsomt i Norge. Dette skyldes økte produksjonskostnader for termisk kraftteknologi med påfølgende økning i kraftpris. Dette reduserer igjen etterspørselen etter kraft i det nordiske markedet. Videre vil heller ikke de andre nordiske landene bygge ut gasskraft i større omfang enn at utfasingen av kullkraftteknologi motsvarer utslippsøkningen fra gasskraftverk. Samlet går utslippene fra den nordiske kraftsektoren ned med nærmere 30 prosent over perioden, mot en nedgang på 15 prosent i "Stø kurs".

Figur 7.5 viser at under en klimaavtale med omsettbare kvoter og et fullstendig markedsbasert nordisk kraftmarked, så vil utslippene i det nordiske området gå ned med nærmere 20 prosent i den første perioden når KKN fases ut. Igjen er det slik at store frigjorte kraftmengder i Norge endrer handelen med kraft, slik at Norge går fra en netto import- til en netto eksportsituasjon. Norsk vannkraft erstatter nordisk termisk kraft. Mindre kraftproduksjon fra termiske verk i de andre nordiske

landene medfører mindre utslipp. Etter hvert som etterspørselsøkningen i Norge spiser opp de frigjorte kraftmengdene fra industrien, blir mindre kraftmengder disponible for de andre nordiske landene, og disse må basere seg på de samme kraftverksteknologier som i det rene Kyoto-tilfellet. Det norske bidraget til å holde de nordiske utslippene nede reduseres kraftig. Den langsiktige effekten er fortsatt utslippsreduksjoner i Norge, mens effektene er noe mindre i de andre nordiske landene.

## 7.2. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra resten av norsk økonomi

Utslippene av CO<sub>2</sub> fra norsk økonomi er avhengig av utslippene fra kraftsektoren som vi så foran, men siden de energitunge bransjene også er viktige bidragsyttere i forurensingssammenheng, vil en endring i omfanget av disse slå ut i de totale utslippene i Norge. På lang sikt vil imidlertid den nedgangen vi får ved en reduksjon i disse bransjene, delvis oppveies ved at de frigjorte ressursene vil utnyttes i andre sektorer i økonomien som også medfører bruk av energi og dermed utslipp av blant annet CO<sub>2</sub>.

Figur 7.6 viser utviklingen i de totale utslippene av CO<sub>2</sub> i Norge i de fire alternativene beskrevet ovenfor. Vi ser først at en kostnadseffektiv avgift på CO<sub>2</sub> bringer utslippene av denne gassen ned fra et nivå i år 2000 på om lag 56 millioner tonn til om lag 43 millioner tonn. Det blir en nedgang på om lag 23 prosent eller 12 millioner tonn, selv om en unntar den energitunge industrien fra deltakelse i det frie kraftmarkedet. CO<sub>2</sub> avgifter er i seg selv virkningsfulle. Hovedeffekten her kommer gjennom en relativt kraftig nedgang i gasskraftproduksjon (en nedgang på 7,5 millioner tonn). Nedgangen i resten av

økonomien er dermed mer beskjeden, 4,5 millioner tonn.

Videre finner vi at hvis vi ser bort fra en omlegging av CO<sub>2</sub>avgiftene, så vil en inkludering av industrien i kraftmarkedet medføre en reduksjon i CO<sub>2</sub> utslippene med om lag 5 millioner tonn. Det vil si at hvis vi ser bort fra endringer i gasskraftproduksjon, så gir en endring i CO<sub>2</sub> avgiftene og en endring i rammebetingelsene i kraftmarkedet for KKN om lag den samme effekten for CO<sub>2</sub>-utslippene.

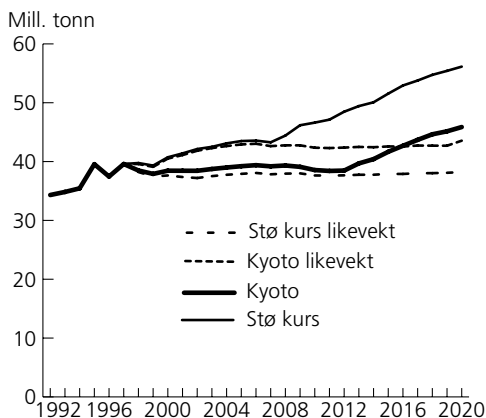
Gitt at vi pålegger en CO<sub>2</sub> avgift på 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, vil en inkludering av kraftintensiv industri i kraftmarkedet gi en reduksjon i CO<sub>2</sub> utslippene på nærmere 8 millioner tonn per år. Hvis en både benytter CO<sub>2</sub> avgifter og inkluderer KKN i kraftmarkedet, blir CO<sub>2</sub> utslippene fra norsk økonomi redusert med hele 18 millioner tonn per år rundt år 2020. Dette bringer utslippene av CO<sub>2</sub> i 2020 nesten ned på dagens nivå.

### 7.3. Utslipp av andre klimagasser

Utslippene av metan følger i stor grad utviklingen av avfallsgenereringen til kommunale fyllplasser og aktiviteten i jordbruket. En del av utslippet følger av utviklingen i treforedling og av aktiviteten i kjemisk industri. I en total klimagas-sammenheng slår endringer i disse sektorene lite ut. I all hovedsak er utslippene av metan tilnærmet uendret ved endringer i rammebetingelsene for kraftmarkedet, siden endringer i husdyrhold og kommunal avfallsgenerering er lite avhengig av endringer i disse sektorene.

Utslipp av lystgass følger i hovedsak utviklingen i jordbruket og i kjemisk råvareproduksjon. Igjen påvirkes aktiviteten i disse sektoren lite av endringer av rammevil-

Figur 7.6. Utslipp av CO<sub>2</sub> i Norge i fire alternativer. Millioner tonn



Kilde: Statistisk sentralbyrå

kårene for kraftmarkedet slik at utslipps-effekten er liten.

Utslippene av de andre klimagassene perfluorkarboner (PFC) og svovelhexafluorider (SF<sub>6</sub>) er nært knyttet til de teknologiske prosessene i metallproduksjon. I omfang utgjør disse i 1996 4-5 prosent av de totale utslipp av klimagasser i Norge. En halvering av industrien representerer derfor en nedgang i klimagassutslippene i størrelsesorden 2 prosent for de alternativene som er beregnet i denne boken.

### 7.4. Utslipp av SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>

Utslipp av SO<sub>2</sub> er i stor grad knyttet til industrielle prosesser som produksjon av metaller (for eksempel ferrolegeringsproduksjon og produksjon av kjemiske råvarer) og oppvarming. Av figur 7.7 ser vi at en avgift på klimagasser slår relativt lite ut på utslippene av SO<sub>2</sub>. Dette skyldes at de sektorer som i dag har en høyere avgift enn 200 kroner per tonn CO<sub>2</sub> (om lag halvparten av forbruket), får en lettelse i avgiften i dette tilfellet. De sektorer som har en lavere avgift i dag, får en høyere

avgift (også om lag halvparten av forbruket), men her er elastisitetene i forbruket relativt små.

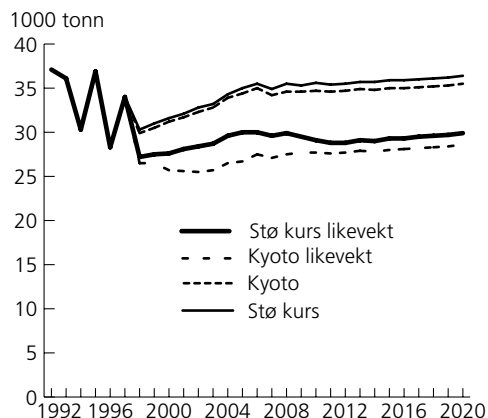
Derimot ser vi at en inkludering av den kraftintensive industrien i kraftmarkedet slår betydelig mer ut i utslippene av  $\text{SO}_2$ . Mens en avgiftsendring slår ut med en reduksjon i de totale utslippene med 1 000 tonn (3 prosent), slår en endring i kraftmarkedet ut med en reduksjon på hele 20 prosent.

Utslippene av  $\text{NO}_x$  kommer i all hovedsak fra mobile kilder og fra utvinningen av olje og gass i Nordsjøen. Kun en liten andel av  $\text{NO}_x$  utslippene kommer fra industrielle prosesser som berøres sterkt av endringer i kraftmarkedet.

Av figur 7.7 ser vi at en avgiftsendring på  $\text{CO}_2$  slår relativt sett sterkere ut på utslippene av  $\text{NO}_x$  enn en endring av rammevilkårene for KKN i kraftmarkedet. Dette skyldes at en  $\text{CO}_2$  avgift vil tendere til å redusere bruken av drivstoff mer enn endringer i kraftmarkedet vil redusere de totale utslippene i industrien.

I denne beregningen er det imidlertid viktig å være klar over at endringer i kraftmarkedet endrer omfanget av gasskraft i Norge dramatisk. I disse beregningene har en antatt at den frigjøring av gass som da skjer, eksporteres til andre markeder. Hvis derimot effekten er en nedgang i aktiviteten i gassproduksjon, så vil endrede rammebetingelser for KKN kunne medføre vesentlig større årlig nedgang i  $\text{NO}_x$ -utslippene.

Figur 7.7. Utslipp av  $\text{SO}_2$  i fire alternativer. 1000 tonn



Kilde: Statistisk sentralbyrå.





## 8. Regionale omstillingsvirkninger<sup>9</sup>

I dette kapitlet tar vi opp de omstillingsproblemer som kan oppstå i de lokale områder hvor kraftkrevende industrier er lokaliserte når disse blir utsatt for markedspriser på kraft. Vi konsentrerer oss om de kommuner som har bedrifter med statlige kraftkontrakter, heretter kalt SKK. Det er kun disse kommunene som blir omtalt nedenfor. Det foretas imidlertid sammenlikninger med den økonomiske situasjonen i hele landet.

Flere av de kraftkrevende bedriftene har gunstige kraftavtaler inngått i tidligere tider med den norske stat. I det neste tiåret vil de fleste av disse kraftavtalene løpe ut og mye tyder på at de eventuelle nye kraftavtalene som vil bli inngått, vil være langt mer basert på markedspriser på kraft enn tidligere tiders sterkt subsidierte kraftkontrakter. For de bedrifter som i dag har svært gunstige kraftavtaler, dvs som får kraften levert på sterkt subsidierte vilkår, kan kostnadene øke så mye at de kommer i økonomiske vanskeligheter. Noen bedrifter vil da måtte legge ned virksomheten, noen må

nedjustere nivået på aktivitetene, og andre kan ha en lønnsomhet som gjør at de kan fortsette. Som vist foran kan omfanget av nedleggelse bli stort. Disse nedleggelsene vil innebære at arbeidskraft vil bli frigjort til sysselsetting i andre aktiviteter. Dette er en fordel sett fra samfunnsøkonomisk synspunkt. Arbeidskraft som produserer varer på subsidierte vilkår, uten at disse subsidiene kan gis en samfunnsøkonomisk begrunnelse, kan bli satt inn i virksomheter som har en høyere samfunnsøkonomisk avkastning. For at denne samfunnsøkonomiske gevinsten skal oppstå, er det viktig at overgangen fra jobb i en bedrift som nedlegges, til ny jobb i andre aktiviteter blir så kort som mulig. Arbeidskraften må omstille seg fra å arbeide i en type bedrift til å jobbe kanskje i helt andre former for produksjon. Hvor vanskelige omstillingsproblemene kan komme til å bli, vil avhenge av etterspørselssiden og tilbudssiden i de lokale arbeidsmarked, samt av kommunenes og statens evne og vilje til å avhjelpe omstillingsproblemene. Disse omstillingsproblemene er temaet i dette kapitlet.

<sup>9</sup> Dette kapittel sammenfatter analysen i von der Fehr og Hjørungdal (1999) gjennomført under dette prosjektet; se denne rapporten for litteraturhenvisninger, samt detaljer om metode, data og resultater.

I avsnittet 8.1 tar vi opp etterspørselssiden i de lokale arbeidsmarkedene. Vi beskriver trekk ved arbeidsmarkedet som syssel-

settingsstrukturen, dvs fordeling av arbeidskraft på ulike næringer, veksten i bruttoprodukt og sysselsetting, nedleggelse og opprettelse av jobber, samt integrasjonen med omkringliggende markeder. Ved hjelp av en nærmere definert indikator summerer vi opp omstillingssevne i de lokale arbeidsmarkedene, sett fra etterspørselsiden i arbeidsmarkedet.

I avsnittet 8.2 ser vi på tilbudssiden i arbeidsmarkedet. Vi beskriver alderssammensetning, befolkningsendring, utdanningsnivå, arbeidsstyrken (definert som summen av arbeidssøkende og sysselsatte), samt antall arbeidsledige og ledige jobber. Vi summerer opp forholdene på tilbudssiden gjennom en indikator for fleksibiliteten i lokale arbeidsmarkeder.

I avsnittet 8.3 ser vi nærmere på de enkelte kommunenes økonomi og de statlige støtteordninger. Vi summerer opp det offentlige rolle i forbindelse med omstillingsproblemer gjennom en indikator kalt indikator for omstillingsberedskap.

I kapittel 8 oppsummeres forholdene omtalt i kapittel 8.1-8.3. Tabellene i kapitlet gir summarisk informasjon om forholdene i kommunene. En detaljert beskrivelse på kommunenivå er gitt i Vedlegg 1.

### 8.1. Lokale næringsliv

I vår analyse av det lokale næringsliv, er vi særlig opptatt av to spørsmål:

1. Hvilke er de direkte virkninger på det lokale næringsliv av omstilling i SKK-bedriftene?
2. I hvilken grad er det lokale næringsliv i stand til å absorbere den fristillingen av ressurser som følger av en eventuell redusert aktivitet i disse bedrifter?

Vi skal belyse disse spørsmålene ved å se på ulike karakteristika ved næringslivet i SKK-kommunene. Vi skal også kort se på næringslivets lokalisering, dels i forhold til større, regionale markeder og dels med hensyn til tilgjengeligheten av infrastruktur knyttet til transport. Vi avslutter dette kapitlet med å konstruere en samleindikator for næringslivets omstillingsevne.

#### Næringsstruktur

I tabell 8.1 er den kommunale sysselsettingen fordelt etter næring. Kolonnen for kraftkrevende industri omfatter bare bedrifter med statlige kraftkontrakter (med unntagelse av tallet for hele landet, som omfatter alle bedrifter i kraftintensiv industri og treforedling etter Statistisk sentralbyrås definisjoner). Sysselsettingen i SKK-bedriftene med statlige kraftkontrakter utgjør omkring halvparten av sysselsettingen i de kraftkrevende næringer.

Det mest slående trekk ved struktur tallene er kanskje den store ulikheten kommunene imellom, se også tabell A1 i vedlegg A. Når det gjelder næringsstruktur, synes det ikke å være noen typiske fellestrekk ved SKK-kommunene.

Enkelte kommuner har et betydelig innslag av primærnæringer, med høyeste sektorandel lik 19,4 % (Fræna). I andre kommuner, også utenom de store bykommuner, er primærnæringene praktisk talt uten betydning. Flertallet av SKK-kommunene (19 av 36) har et større innslag av primærnæringer enn i landet sett under ett.

SKK-kommunene har også et større innslag av industri – selv bortsett fra den kraftkrevende industri – enn i landet forøvrig (20 av kommunene har høyere industriandel enn landsgjennomsnittet).

Tabell 8.1. Sysselsettingens fordeling etter næring, 4. kvartal 1997. Prosent

Kommune	Jordbruk, skogbruk fiske og fangst	Kraftkrevende industri <sup>1</sup>	Øvrig industri	Bygg og anlegg	Varehandel, hotell og rest	Transport, lager, post og tele	Bank, forretningsmessige tjenester	Offentlig og privat tjenesteyting	Annen off. og privat virksomhet
Hele landet	4,4	0,8	14,0	6,4	18,3	7,1	10,2	34,5	4,3
SKK-kommuner									
- gjennomsnitt	6,1	9,7	15,3	6,1	14,5	5,8	5,4	33,4	3,4
- høyeste verdi	19,4	28,5	24,7	10,2	22,0	9,8	13,8	48,7	6,7
- laveste verdi	0,4	0,4	4,6	3,4	4,0	2,3	1,4	22,3	2,0

1 For de enkelte kommuner inkluderer "kraftintensiv industri" kun bedrifter med statlige kraftkontrakter.

Kilde: Statistisk sentralbyrå

En del av denne industrien består nok av bedrifter som er nært tilknyttet de lokale, kraftkrevende bedrifter, enten som underleverandører eller som mottagere av produkter for videreforedling. Slik sett kan et stort innslag av industri være et uttrykk for ensidighet. De fleste av byene har relativt lite industri.

SKK-kommunene scorer relativt lavt for servicenæringer som bank og forretningsmessige tjenester. Bare 4 av kommunene har en større andel av sysselsettingen i slike næringer enn i landet sett under ett. Dette er de store bykommunene Drammen, Kristiansand og Trondheim, samt Rana.

Med utgangspunkt i strukturtallene fra tabell 8.1 og tabell A1 har vi konstruert kommunale veksttall for perioden 1985-95. Vekstanslagene for de enkelte næringer er basert på historiske vekstrater, og disse er veiet sammen med sysselsettingsandelene som vekter. Resultatene av beregningene er vist i tabell 8.2 og A2.

Forskjellene i vekst reflekterer ulikhetene i næringsstruktur og varierer fra -0,8 prosent til +0,9 prosent. Høyeste vekst får bykommunene (Trondheim, Kristiansand, Skien, Drammen, Gjøvik, Fredrikstad og Moss), der innslaget av vekstnæringer er størst. De

Tabell 8.2. Årsvekst etter kommune, 1985-95

Kommune	Sysselsetting Prosent	Bruttoproduksjon. Prosent
Hele landet	0,5	5,8
SKK-kommuner		
- gjennomsnitt	0,0	5,9
- høyeste verdi	0,9	6,2
- laveste verdi	-0,8	5,5

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

ensidige industristeder og landkommuner (Bremanger, Årdal, Sunndal, Bamle, Fræna og Hemne) harden laveste veksten.

### Næringsdynamikk

En alternativ innfallsvinkel til å analysere omstillingsevnen i det lokale næringsliv, er å se på den dynamikk som allerede er tilstede. Det mest nærliggende mål på dynamikk er endringer i næringsstrukturen i form av nyetableringer og nedleggelse. Det kan imidlertid være dynamikk i næringslivet som ikke fanges opp ved endringer i næringsstrukturen; noen bedrifter vokser, mens andre blir mindre. Dessuten kan arbeidskraft (og andre innsatsfaktorer) bevege seg mellom bedrifter selv om bedriftsstrukturen fremstår som statisk. Nedenfor ser vi først på nyetableringer og nedleggelse av bedrifter. Deretter studerer vi arbeidsstrømmer mellom bedriftene.

Tabell 8.3. Etablering og avgang av foretak, 1995-1997; gjennomsnitt per år i perioden

Kommune	Antall etablerte bedrifter	Etableringshyppighet. Prosent	Antall nedlagte bedrifter	Nedleggelseshyppighet. Prosent	Netto etablerte bedrifter	Netto etableringshyppighet. Prosent
Hele landet	66 966	9,5	31 843	4,5	35 123	5,0
Kraftintensive kommuner						
- gjennomsnitt	317	8,5	153	3,8	164	4,6
- høyeste verdi	2 087	11,3	1 040	5,9	1 047	9,2
- laveste verdi	13	5,4	8	1,9	5	1,6

Kilder: Dun & Bradstreet og Foretaksregisteret

I tabell 8.3 er det oppgitt tall for gjennomsnittlige etableringer og nedleggelse av foretak for perioden 1995-97 (kommunene er sortert etter etableringshyppighet). Etablerings- og nedleggelsehyppighet er beregnet i forhold til totalt antall foretak, for mer detaljerte tall se tabell A3.

Etableringshyppigheten er jevnt over lavere blant SKK-kommunene enn i landet forøvrig. Det er imidlertid betydelige forskjeller kommunene imellom, og den høyeste etableringshyppigheten er mer enn dobbelt så høy som den laveste.

Antallet nedleggelse er stort sett lavere enn antallet nyetableringer i denne perioden. Det er dessuten liten sammenheng mellom etableringer og nedleggelse, og netto etableringshyppigheten blir derfor i stor grad bestemt av etableringsraten. Det er vanskelig å se noen klar sammenheng mellom dynamikken i næringsstrukturen og karakteristika ved kommunene forøvrig.

Strømmen av arbeidskraft mellom bedrifter er et uttrykk for arbeidskraftens fleksibilitet og brukes som mål på næringslivets omstillingsevne. Det er liten tvil om at høy mobilitet av arbeidskraft vil gi næringslivet muligheter for raskere å kunne endre produksjonen, og det er generelt sett en

effektivitetsgevinst ved at arbeidskraften uhindret allokteres dit den er mest lønnsom. I praksis vil fleksibiliteten i arbeidsmarkedet aldri bli perfekt, blant annet på grunn av lønnsstivhet, flyttekostnader og opplæringskostnader.

For å måle arbeidsstrømmene legger vi til grunn følgende definisjoner:

- Brutto jobbskaping (BJC) er samlet økning i antall ansatte i de bedrifter som har økning i antallet ansatte gjennom året.
- Brutto jobbdestruksjon (BJD) er samlet reduksjon i antall ansatte i de bedrifter som har reduksjon i antallet ansatte gjennom året.
- Netto jobbskaping (NJ) er total økning i antallet ansatte i alle bedrifter. Netto jobbskaping blir lik differansen mellom brutto jobbskaping og brutto jobbdestruksjon ( $NJ = BJC - BJD$ )
- Brutto jobbreallokering (BJR) er summen av brutto jobbskaping og brutto jobbdestruksjon ( $BJR = BJD + BJC$ ).
- Total strøm av arbeidskraft (TS) er summen av ansettelse og avganger i alle bedrifter.

De fire første størrelser måles som endringer mellom tidspunktene 1.1.90 og 1.1.91 og belyser den vekst de enkelte

kommuner har hatt i sysselsettingen (NJ) og den totale allokering av arbeidskraft mellom arbeidsgivere (BJR). Sistnevnte størrelse blir ofte benyttet som mål på næringslivets omstillingsevne nettopp fordi den beskriver arbeidskraft som går fra en bedrift til en annen.

Den siste størrelsen inkluderer også ansettelser og avganger som ikke medfører endringer i bedriftens totale arbeidsstokk. Dette mål er derfor mer omfattende og representerer også andre aspekter ved arbeidskraftens fleksibilitet. Det er ikke et like godt mål på omstilling fordi det kan inneholde betydelig grad av gjennomtrekk av arbeidskraft. Gjennomtrekk kan være positiv for en bedrift, i den grad den får fornyet kompetanse, men kan også medføre kostnader. I tabell 8.4, se også A4, er tallene oppgitt på rateform (dvs. dividert på gjennomsnittlig sysselsetting i perioden).

Bortsett fra enkelte ekstreme verdier (som ytterpunktene 1,9 prosent for Hurum og 29,2 prosent for Meråker), er det relativt begrenset variasjon i tallene for brutto jobbskaping. Det synes å være større variasjon når det gjelder jobbdestruksjonsratene, noe som kan ha sammenheng med at på kommunenivå blir disse tall sterkt

påvirket av enkeltbegivenheter (dvs. nedleggelse av bedrifter)

Det er en positiv, men bare meget svak sammenheng mellom jobbskaping og jobbdestruksjon. Netto jobbskapingen varierer derfor enda sterkere mellom kommunene (fra -34,1 prosent for Hemme til +27,0 prosent for Meråker) enn de underliggende bruttotall. Også jobbreallokeringsraten varierer betydelig. Jobbdestruksjonen har en sterkere samvariasjon med netto jobbskaping, jobbreallokering og total arbeidsstrøm enn det jobbskapingen har; det synes altså som ulikhetene kommunene imellom når det gjelder netto jobbskaping, jobbreallokering og totale arbeidsstrømmer først og fremst skyldes forskjeller i jobbdestruksjonen og ikke i jobbskapingen.

Selv om variasjonene er store, er det en tendens til at dynamikken er mindre i SKK-kommunene enn i landet sett under ett. Både når det gjelder jobbskaping, jobbreallokering og total arbeidsstrøm ligger flertallet av kommunene lavere enn landsgjennomsnittet (for de respektive størrelser har henholdsvis 23, 23 og 27 av de 36 kommuner verdier under landsgjennomsnittet). Det er ingen sammenheng mellom arbeidsmarkedets størrelse og de ulike mål for arbeidsstrømmer.

Tabell 8.4. **Arbeidsstrømmer 1990**

Kommune	Brutto jobbskappingsrate. Prosent	Brutto jobbdestruksjonsrate. Prosent	Netto jobbskappingsrate. Prosent	Brutto jobbreallokeringsrate. Prosent	Totalstrøm av arbeidskraft. Prosent
<b>Hele landet</b>	<b>8,6</b>	<b>10,3</b>	<b>-1,7</b>	<b>18,9</b>	<b>36,8</b>
SKK-kommuner					
- gjennomsnitt	8,2	11,3	-3,0	19,5	34,2
- høyeste verdi	29,2	46,3	27,0	58,5	75,3
- laveste verdi	1,9	2,2	-34,1	7,3	16,2

Kilde: Institutt for samfunnsforskning

Tabell 8.5. **Integrasjon med omkringliggende markeder**

Kommune	Yrkesaktive med arbeidsted utenfor bostedskommune i 1993. Prosent	Avstand til nærmeste (per 1.1.1999):	
		by (km)	flyplass (km)
SKK-kommuner			
- gjennomsnitt	19,0	135	74
- høyeste verdi	62,2	f 660	167
- laveste verdi	2,9	0	0

"f" angir fergestrekninger.

Kilder: Stortingsmelding 1994-1995:32, NAF's veibok 1997, Luftfartsverkets internettsider

### Avstand til markedene

I de to foregående deler har vi sett på omstillingspotensialet i de lokale næringsliv ved å fokusere på historisk struktur og dynamikk. I dette avsnitt ser vi på faktorer som kan indikere hvor godt næringslivet er lokalisert i forhold til eksisterende og nye markeder.

Vi skal se på tre ulike mål for næringslivets integrering med omkringliggende markeder:

1. Andel av den yrkesaktive befolkningen med arbeidssted utenfor kommunen.
2. Avstand til nærmeste by med mer enn 50.000 innbyggere (for kommuner som har større innbyggertall enn 50.000 settes avstanden til 0).
3. Avstand til flyplass.

I tabell 8.5 (A5) finner vi særlig høy pendlingshyppighet for en del små og mellomstore kommuner på Øst- og Sørlandet (Bamble, 62,2 prosent; Sande 58,8 prosent; Hurum 40,6 prosent). Blant kommunene med lav pendlingshyppighet finner vi både små og mellomstore kommuner (Vefsn og Rana, begge 2,9 prosent; Årdal, 4,2 prosent; Odda 4,4 prosent) og store kommuner (Trondheim, 5,4 prosent).

En ulempe med pendlingsdataene er at de er påvirket av selve størrelsen på kommunen. Alt annet likt er det mer sannsynlig at arbeidstagere pendler ut av kommunen dersom den er liten enn dersom den er stor (kfr. den lave pendlingshyppighet for Trondheim). Dersom vi først og fremst er interessert i størrelsen på det lokale marked (i og utenfor kommunen), kan pendlingsdataene derfor være misvisende. Som et alternativt mål på størrelsen av de lokale markeder, har vi benyttet avstanden til nærmeste by med mer enn 50.000 innbyggere.

Som det fremgår av tabell 8.5, er det en nær sammenheng mellom de to målene; med få unntagelser har kommunene med høy pendlingshyppighet kort avstand til nærmeste by, og vice versa. Det er imidlertid en tendens til at bynærhetsmålet bedre fanger opp kommuner som åpenbart ligger innenfor store, lokale markeder (men som kan ha lav pendlingshyppighet, så som Trondheim, Kristiansand, Halden) og kommuner som er mer isolerte (men som kan ha høy pendlingshyppighet, så som Fræna og Sørfold).

Et alternativt mål på avstanden til omkringliggende markeder får vi ved å måle transport- og reiseavstander. Avstanden til flyplass er særlig viktig for hurtig kontakt med nasjonale og internasjonale marke-

der, både når det gjelder person og varetransport. Jevnt over finner vi relativt korte avstander til nærmeste flyplass. Det er bare 2 kommuner hvorfra det er mer enn 150 km til nærmeste flyplass (Halden, 167 km; Odda 165 km).

#### Næringslivets omstillingsevne

Vi har hittil sett på ulike indikatorer for de lokale næringslivs omstillingsevne, målt både ved deres historiske struktur og dynamikk og ved deres posisjon i forhold til omkringliggende markeder. Vi vil nå oppsummere resultatene i form av en enkelt indikator for næringslivets omstillingsevne.

Vi tar utgangspunkt i fire indikatorer, som alle er basert på en av tallseriene presentert overfor. Hver av indikatorene deler kommunene inn i tre grupper. Dersom ikke annet er angitt, består gruppe 1 av de kommuner som scorer 20 prosent over landsgjennomsnittet eller høyere for den relevante indikator, gruppe 3 består av de kommuner som scorer 20 prosent under landsgjennomsnittet eller lavere, mens gruppe 2 består av de kommuner som faller mellom disse ytterpunkter.

De fire indikatorene er beregnet på følgende måte:

- *Ensidighet*: Gruppe 1, 18,1 prosent eller mer av sysselsettingen i industrien (inkl. kraftkrevende industri); gruppe 2, 12,1-18,1 prosent av sysselsetting i industrien; gruppe 3, 12,1 prosent eller mindre av sysselsettingen i industrien.
- *Etableringshyppighet*: Gruppe 1, etableringshyppighet på 11,4 prosent eller høyere; gruppe 2, etableringshyppighet 7,6 -11,4 prosent; gruppe 3, etableringshyppighet på 7,6 prosent eller lavere.
- *Fleksibilitet*: Gruppe 1, jobbreallokeringsrate (BJRR) på 22,7 prosent

eller høyere; gruppe 2, BJRR 15,1-22,7 prosent; gruppe 3, BJRR 15,1 prosent eller lavere.

- *Markedsnærhet*: Her er kategoriene valgt ettersom avstanden til nærmeste by med mer enn 50.000 innbyggere er 50 km eller mindre (gruppe 1), mellom 50 og 150 km (gruppe 2) og 150 km eller mer (gruppe 3).

Merk at tallene for de tre første indikatorene skal leses slik at f.eks. for *Fleksibilitet* betyr definisjonen av gruppe 1 at kommuner med en BJRR over 22,7 prosent har en BJRR som scorer 20 prosent over landsgjennomsnittet, osv.

Tabell 8.6 viser resultatet av beregningene. Vi har også beregnet en samleindikator for næringslivets omstillingsevne, kalt "omstillingsevne" i tabell 8.6. Samleindikatoren tar verdi lik 1 dersom kommunen havner i gruppe 1 for minst to av enkeltindikatorene og i gruppe 3 ikke mer enn én gang. Tilsvarende tar samleindikatoren verdien 3 dersom kommunen havner i gruppe 3 minst to ganger og i gruppe 1 ikke mer enn én gang. For de øvrige kommuner er verdien av samleindikatoren lik 2. Kommunene er sortert etter næringslivets omstillingsevne.

De store bykommuner scorer jevnt over høyest på omstillingsevne, og oppnår enten høyeste eller nest høyeste score på alle enkeltindikatorer (unntagelsene er Halden og Farsund, som på de fleste indikatorer scorer lavt). Enkelte mindre distriktskommuner (Orkdal og Lenvik) faller også i høyeste kategori for omstillingsevne. I den andre ende av skalaen finner vi mange av de typiske ensidige industristeder (inkl. Sunndal, Årdal, Bremanger, Høyanger og Sauda, som alle faller i laveste kategori for minst tre av enkeltindikatorene).

Tabell 8.6. Næringslivets omstillingsevne

Kommune	Ensi- dig- het	Etab- lerings- hyppig- het	Fleksi- bilitet	Mar- keds- nær- het	Om- stil- lings- evne
Kristiansand	1	2	1	1	1
Drammen	1	2	2	1	1
Skien	1	2	2	1	1
Orkdal	2	2	1	1	1
Larvik	1	2	3	1	1
Trondheim	1	2	3	1	1
Lenvik	1	2	1	3	1
Moss	2	2	2	1	2
Sarpsborg	2	2	2	1	2
Fredrikstad	2	2	2	1	2
Gjøvik	1	2	2	2	2
Sande (V.)	2	2	2	1	2
Verran	2	2	3	1	2
Åmot	1	2	3	2	2
Hurum	3	2	2	1	2
Hemne	2	3	1	2	2
Meråker	2	3	1	2	2
Ringerike	2	2	3	2	2
Kvinnherad	3	2	2	2	2
Levanger	2	2	3	2	2
Meløy	2	2	2	3	2
Karmøy	3	2	3	1	3
Rana	1	3	2	3	3
Sørfold	3	2	1	3	3
Halden	3	3	3	1	3
Bamble	3	3	3	1	3
Farsund	3	2	3	2	3
Odda	3	2	2	3	3
Kvam	2	3	3	2	3
Vefsn	2	2	3	3	3
Sauda	3	3	3	2	3
Høyanger	3	2	3	3	3
Bremanger	3	2	3	3	3
Fræna	2	3	3	3	3
Årdal	3	3	3	3	3
Sunddal	3	3	3	3	3

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

## 8.2. Lokale arbeidsmarkeder

Lokalsamfunnenes evne til å håndtere en eventuell reduksjon i sysselsettingen i den kraftkrevende industri, vil være avhengig av arbeidsmarkedets fleksibilitet. Denne fleksibilitet – eller mangel på sådan – vil igjen avhenge av forhold både på etterspørselssiden og tilbudssiden i arbeids-

markedet. Vi har sett på arbeidsmarkedets etterspørselsside i avsnitt 8.1, der vi studerte det lokale næringsliv. I dette avsnittet konsentrerer vi oppmerksomheten om arbeidsmarkedets tilbudsside. Vi skal først se på grunnleggende forhold av betydning for arbeidstilbudet, som befolkningens sammensetning etter alder og utdanning. Dernest studerer vi enkelte indikatorer for i hvilken grad arbeidsmarkedet i utgangspunktet er i balanse. Vi avslutter denne delen med å konstruere en samleindikator for de lokale arbeidsmarkeders fleksibilitet.

### Befolkning og arbeidsstyrke

Tabell 8.7 viser befolkningen i hver kommune per 1. januar 1997 fordelt etter alder og rangert etter andelen barn og unge, se også tabell A6.

I gjennomsnitt skiller ikke befolkningens aldersstruktur i SKK-kommunene seg fra den vi finner i landet forøvrig. Det er imidlertid betydelige forskjeller kommunene imellom. Andelen av barn og unge varierer for eksempel fra 21,1 prosent (Åmot) til 30,8 prosent (Karmøy), mens andelen i den eldste aldersgruppen (67 år og eldre) varierer fra 10,9 prosent (Bamble og Karmøy) til 22,8 prosent (Verran). Det er en systematisk tendens til at kommuner med høy andel eldre også har en liten andel barn og unge. Det er også en tendens, om enn noe svakere, til at de mindre SKK-kommuner har en høyere andel eldre enn de større.

Tabell 8.8(A7) viser befolkningen per 1. januar i henholdsvis 1995 og 1998, samt befolkningsendringen mellom disse to tidspunkter. Kommunene er rangert etter prosentvis vekst i befolkningen.



Tabell 8.7. **Befolkningens alderssammensetning, 1997**

Kommune	Befolkning	Aldersgruppenes andel av befolkningen i prosent						
		0-19	20-29	30-39	40-49	50-59	60-66	67+
<b>Hele landet</b>	<b>4 392 714</b>	<b>25,7</b>	<b>14,8</b>	<b>14,9</b>	<b>14,0</b>	<b>10,9</b>	<b>5,6</b>	<b>14,1</b>
SKK-kommuner	816 224							
- gjennomsnitt	22 672	25,3	14,7	14,4	14,0	11,2	5,8	14,6
- høyeste verdi	144 670	30,8	16,3	16,1	15,6	12,7	8,3	22,8
- laveste verdi	2 536	21,1	10,9	11,3	12,2	9,2	4,6	10,9

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell 8.8. **Befolkning og befolkningsendring 1995-1998**

Kommune	Befolkning		Endring	Endring Prosent
	1998	1995		
<b>Hele landet</b>	<b>4 417 599</b>	<b>4 348 410</b>	<b>69 189</b>	<b>1,6</b>
SKK-kommuner	821 810	810 206	11 604	1,4
- gjennomsnitt	22 828	22 506	322	0,0
- høyeste verdi	145 895	144 670	2 968	3,6
- laveste verdi	2 485	2 536	-227	-6,3

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell 8.9. **Befolkningens utdanning, 1995**

Kommune	Prosentvis andel av befolkningen over 16 år med høyeste utdanning fra hhv.		
	grunn-skole	videre-gående skole	universitet og høy-skole
<b>Hele landet</b>	<b>27</b>	<b>53</b>	<b>20</b>
SKK-kommuner			
- gjennomsnitt	30	53	15
- høyeste verdi	44	60	26
- laveste verdi	21	45	10

Kilde: Statistisk sentralbyrå

til at de største kommuner hadde den største vekst, noe som er i tråd med den alminnelige trend mot sterkere befolkningskonsentrasjon. Kommuner med en høy andel eldre hadde jevnt over lav vekst; det var med andre ord en tendens til at "forgubbing" og nedgang i folketall følges ad.

Tabell 8.9 (A8) viser befolkningens sammensetning etter utdanningsnivå. Befolkningen i SKK-kommunene har jevnt over lavere utdanningsnivå enn i landet forøvrig; andelen med universitetsutdanning eller tilsvarende er lavere – og andelen med bare grunnskoleutdanning er større – enn gjennomsnittet for alle landets kommuner. Det er bare 3 av de 36 SKK-kommuner (Trondheim, Kristiansand og Levanger) som har en større andel med

Målt i prosent var befolkningsendringen i SKK-kommunene noe lavere enn i landet forøvrig i denne perioden. Variasjonen var imidlertid stor kommunene imellom, fra en nedgang på opptil 6,3 prosent (Meråker) til en økning på 3,6 prosent (Sande). Det var en relativt klar tendens

Tabell 8.10. **Arbeidsstyrken, 1996**

Kommune	Arbeidsstyrke	Andel av befolkningen Prosent	Aldersfordeling			Kvinneandel Prosent
			20-24 år	25-49 år	50-66 år	
<b>Hele landet</b>	<b>2 246 108</b>	<b>51,1</b>	<b>10,2</b>	<b>65,9</b>	<b>23,9</b>	<b>45,9</b>
SKK-kommuner	410 674					
- gjennomsnitt	11 408	50,3	10,4	65,5	24,1	45,7
- høyeste verdi	76 222	55,0	12,8	67,8	30,1	47,9
- laveste verdi	1 127	40,6	8,3	57,9	21,8	41,1

Kilder: Statistisk sentralbyrå og Frischsenteret

universitets- og høyskoleutdannede enn landsgjennomsnittet. 31 av kommunene har en grunnskoleandel som er større enn eller lik landsgjennomsnittet.

#### Arbeidsstyrke

Tabell 8.10 (A9) viser arbeidsstyrkens (antall sysselsatte, pluss antall arbeids-søkende størrelse) for aldersgruppen 20-65 år og dens fordeling på kjønn og aldersgrupper. Kommunene er sortert etter arbeidsstyrkens andel av befolkningen.

I gjennomsnitt skiller ikke SKK-kommunene seg særlig fra landets kommuner forøvrig, hverken når det gjelder arbeidsstyrkens andel av befolkningen eller dens fordeling etter alder og kjønn. Det er imidlertid ganske betydelige forskjeller kommunene imellom, særlig når det gjelder arbeidsstyrkens størrelse i forhold til befolkningen; den varierer fra 40,6 prosent (Verran) til 55,0 prosent (Årdal).

Arbeidsstyrken varierer også en god del med hensyn til den aldersmessige sammensetningen. Det er likevel ingen systematisk tendens til at de kommuner som har en høy andel eldre, også har en lav andel av de yngste arbeidstagerne. Det er heller ingen sammenheng mellom arbeidsstyrkens størrelse og andelen helt

unge arbeidstagerne. Vi ser igjen den positive sammenheng mellom andelen eldre og arbeidsstyrken størrelse, som reflekterer sammenhengen i befolkningen sett under ett (jfr. tabell 8.7 ovenfor). Det synes imidlertid som om denne sammenheng først og fremst er bestemt av forholdene i enkelte mindre kommuner der andelen eldre arbeidstagerne er spesielt høy; i samtlige av de kommuner (9 stk.) som har en andel av arbeidsstyrken i alderen 50-66 år på over 26 prosent, er arbeidsstyrken mindre enn 10 000 personer.

Sammensetningen av arbeidsstyrken etter kjønn varierer også noe kommunene imellom, men ikke svært mye. Den laveste kvinneandel er 41,1 prosent (Bremanger), mens den høyeste er 47,9 prosent (Åmot). Det er en relativt klar tendens til at større kommuner har en høyere kvinneandel i arbeidsstyrken

#### Arbeidsledighet og vakanser

I tabell 8.11 (A10) er det oppgitt kommunale tall for arbeidsledighet og vakanser i 1996. Som det fremgår av tabellen, var arbeidsledigheten i SKK-kommunene noe høyere enn landsgjennomsnittet. Det var også betydelig variasjon kommunene imellom, der høyeste ledighetsrate var 7,9 prosent (Meråker) og

laveste rate var 2,0 prosent (Høyanger). Alle kommuner hadde nedgang i arbeidsledigheten i perioden 1994-96. I gjennomsnitt var nedgangen større enn for landet sett under ett. Det var en gjennomgående tendens til at kommuner med i utgangspunktet høy arbeidsledighet hadde den største nedgang i ledigheten, men denne sammenheng var ikke særlig sterk. Det var altså ingen betydelig utjevning av arbeidsledigheten i denne perioden.

Antallet vakanser sett i forhold til arbeidsstyrken var lavere i SKK-kommunene enn landsgjennomsnittet, men også her var det betydelig variasjon kommunene imellom. Høyeste vakanserate var 6,8λ (Bamble), mens lavest rate var 1,9λ (Halden og Sørfold). Flertallet av kommunene hadde en økning i antallet vakanser fra 1995 til 1996, og det var en klar tendens til at kommuner som i utgangspunktet hadde mange vakanser, også hadde den sterkeste økning.

Sett under ett, finner vi altså at det er betydelige forskjeller med hensyn til i hvilken grad de lokale arbeidsmarkeder i SKK-kommunene er i balanse. Det synes ikke som om oppgangskonjunktoren i annen halvdel av 1990-tallet (frem til 1996) var tilstrekkelig til i særlig grad å

utjevne forskjellene. Det henger trolig sammen med de mer fundamentale, strukturelle forskjeller i arbeidsmarkedene, slik vi så det i forrige avsnitt (og i del 8.1).

#### Arbeidsmarkedets fleksibilitet

Tabell 8.12 presenterer fire ulike indikatorer for arbeidsmarkedets fleksibilitet. Som i 8.6 er hver indikator basert på en av indeksene analysert ovenfor, og deler kommunene inn i tre grupper. De fire indikatorer er beregnet på følgende måte (ut fra 20-80-20 prosent reglene definert side 66):

- *Arbeidsledighet*: Gruppe 1, 3,2 prosent arbeidsledighet eller lavere; gruppe 2, 3,2-4,8 prosent arbeidsledighet; og gruppe 3, 4,8 prosent arbeidsledighet eller høyere.
- *Ung arbeidsstyrke*: Gruppe 1, 12,2 prosent eller mer av arbeidsstyrken i aldersgruppen 20-24 år; gruppe 2, 8,2-12,2 prosent av arbeidsstyrken i denne aldersgruppe;n og gruppe 3, 8,2 prosent eller mindre av arbeidsstyrken mellom 20-24 år.
- *Forgubbing*: Gruppe 1, 11,3 prosent eller mindre av befolkningen 67 år eller eldre; gruppe 2, mellom 11,3-16,9 prosent av befolkningen 67 år eller eldre; gruppe 3, 16,9 prosent eller mer av befolkningen 67 år eller eldre.
- *Utdannelsesnivå*: Gruppe 1, 24 prosent eller mer av befolkningen over 16 år med universitets- eller høyskoleutdanning; gruppe 2, mellom 16-24 prosent av befolkningen med høyere utdanning; gruppe 3, 16 prosent eller mindre av befolkningen med høyere utdanning.

Samleindikatoren for arbeidsmarkedets fleksibilitet er beregnet på samme måte som indikatoren for næringslivets omstillingsevne i forrige del.

Tabell 8.11. **Arbeidsledighet og vakanser**

Kommune	Ledighetsrate 1996. Prosent	Endring i ledighetsrate 1994- 96. Prosent- poeng	Vakanse rate 1996. λ	Endring i vakanserater 1995- 96. λ- poeng
<b>Hele landet</b>	<b>4,0</b>	<b>-1,0</b>	<b>4,1</b>	<b>0,4</b>
SKK-kommuner				
- gjennomsnitt	4,7	-1,3	3,7	0,3
- høyeste verdi	7,9	0,2	6,8	2,6
- laveste verdi	2,0	-3,1	1,9	-2,2

Kilde: Frisch-senteret

Tabell 8.12. Indikatorer for arbeidsmarkedets fleksibilitet

Kommune	Ar- beids- ledig- het	Ung ar- beids- styrke	For- gub- bing	Ut- dan- nelses- nivå	Ar- beids- marke- dets fleks- ibilitet
Farsund	2	1	2	2	2
Trondheim	2	2	2	1	2
Ringerike	1	2	2	3	2
Sande (V.)	1	2	2	3	2
Kvam	1	2	3	2	2
Fræna	1	2	2	3	2
Gjøvik	2	2	2	2	2
Drammen	2	2	2	2	2
Larvik	2	2	2	2	2
Kristiansand	2	2	2	2	2
Levanger	2	2	2	2	2
Bamble	3	2	1	2	2
Hurum	2	2	2	3	2
Kvinnherad	2	2	2	3	2
Sunnal	2	2	2	3	2
Orkdal	2	2	2	3	2
Vefsn	2	2	2	3	2
Lenvik	2	2	2	3	2
Moss	3	2	2	2	2
Fredrikstad	3	2	2	2	2
Skien	3	2	2	2	2
Høyanger	1	2	3	3	3
Bremanger	1	2	3	3	3
Karmøy	3	2	1	3	3
Odda	2	2	3	3	3
Årdal	3	2	2	3	3
Hemne	3	2	2	3	3
Halden	3	2	3	2	3
Sarpsborg	3	2	2	3	3
Rana	3	2	2	3	3
Meløy	3	2	2	3	3
Sauda	3	2	3	3	3
Åmot	3	2	3	3	3
Meråker	3	2	3	3	3
Verran	3	2	3	3	3
Sørfold	3	2	3	3	3

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

Det er svært få av SKK-kommunene som oppnår høyeste score på noen av delindikatorene. Det er heller ingen som får toppscore på samleindikatoren for arbeidsmarkedets fleksibilitet. Disse

resultater reflekterer det vi påpekte ovenfor om at SKK-kommunene jevnt over har et dårligere fungerende arbeidsmarked enn i landet forøvrig. Dette gjelder både strukturelle trekk på tilbudssiden, som befolkningens alderssammensetning og arbeidsstyrkens utdannelse, og balansen i arbeidsmarkedet målt ved henholdsvis arbeidsledighet og vakanser.

Det er allikevel bare en mindre gruppe (12 stk.) som oppnår dårligste score på samleindikatoren for arbeidsmarkedets fleksibilitet. Bortsett fra de to Østfold-kommunene Halden og Sarpsborg, består denne gruppe av enkelte av de kommuner der de kraftkrevende næringer er mest dominerende (Odda, Årdal, Rana, Meløy, Sauda og Sørfold) samt enkelte små distriktkommuner (Hemne, Verran, Åmot og Meråker).

### 8.3. Offentlig sektor

Det er ikke åpenbart at kommunene selv kan ha vesentlig innflytelse på virkningene av omstillinger i de kraftkrevende bedrifter. I den grad de kan gjøre noe, synes det imidlertid rimelig å anta at evnen avhenger av kommunens økonomiske handlefrihet. I denne del skal vi derfor se nærmere på indikatorer for kommunenes økonomi.

I tillegg til kommunale virkemidler kommer tiltak fra sentrale myndigheter. I stor grad vil slike tiltak være situasjonsbetingede, avhengige av lokale omstillingsproblemer slik de fortøner seg på det aktuelle tidspunkt. Vi skal ikke spekulere på hvilke tiltak sentrale myndigheter vil sette iverk i forbindelse med eventuelle omstillinger i kraftkrevende industri. Det er imidlertid klart at – alt annet likt – vil tiltakene begunstige de kommuner som mottar slik hjelp. Vi skal derfor kort omtale den klassifisering som SND benytter som retningslinje for tilskudd til

næringssvake kommuner og gi enkelte tall for tilskudd under statlige omstillings- og utviklingsordninger.

Vi avslutter denne del med å utarbeide en indikator for "offentlig omstillingsberedskap".

### Kommunal økonomi

Som det fremgår av tabell 8.13 (A11), varierer driftsutgiftene per innbygger betydelig kommunene imellom, fra kr. 18.851 (Karmøy) til kr 34 960 (Åmot). De store forskjellene kan delvis forklares med ulike skatteinntekter, som blant annet er særlig høye for vannkraftkommunene (som Odda, Årdal, Sørfold, Høyanger og Sunndal). Men ulikheter i skatteinntekter forklarer ikke hele forskjellen i kostnadsnivå; det er betydelige forskjeller også i de statlige rammeoverføringer til kommunene. Disse overføringer er i prinsippet basert på skatteinntekter (inntektsutjevning) samt ulike indikatorer for kostnadsbehov (standardutjevning). Som det fremgår av tabellen, er det ingen sammenheng mellom SKK-kommunenes egne skatteinntekter og rammeoverføringene. Det er en svak tendens til at mindre kommuner har høyere driftsutgifter per innbygger enn større kommuner.

For å ta hensyn til at kommunenes utgifter i ulik grad er bundet av minstekrav til omfang og kvalitet på kommunale tjenester (som i stor grad er fastsatt av staten), skiller vi ut såkalte "bundne kostnader". Kommunale "bundne kostnader" er definert som "alle kostnader som knyttes til å innfri minstekrav fra samfunnet som virker forpliktende på kommunene".<sup>10</sup> "Frie disponible inntekter" er definert som kommunenes inntekter fratrukket bundne kostnader.

Tabell 8.13. **Kommunale inntekter og utgifter, kroner per innbygger, 1995**

Kommune	Driftsutgifter	Skatteinntekter	Statlig rammeoverføring
<b>Hele landet</b>	<b>26 252</b>	<b>12 447</b>	<b>5 515</b>
SKK-kommuner			
- gjennomsnitt	25 090	11 389	5 814
- høyeste verdi	34 960	18 393	11 363
- laveste verdi	18 851	8 270	2 827

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell 8.14. **Bundne kostnader og frie inntekter per innbygger, 1993. Prosent**

Kommune	Bundne kostnader	Frie disponible inntekter
<b>Hele landet</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
SKK-kommuner		
- gjennomsnitt	0,89	0,75
- høyeste verdi	1,21	1,50
- laveste verdi	0,50	0,24

Kilde: Langørgen og Aaberge (1998)

Det er beregnet indekser for henholdsvis bundne kostnader og frie inntekter per innbygger ved å dividere tall for de enkelte kommuner med landsgjennomsnittet. I det beregnede landsgjennomsnittet er Oslo holdt utenfor og hver kommune er gitt samme vekt. En indeksverdi på 1 innebærer at for den relevante variabel er kommunen på linje med landsgjennomsnittet. Indeksverdiene er oppgitt i tabell 8.14 (A12). Kommunene er sortert etter frie inntekter per innbygger.

Nivået på de bundne kostnader varierer betydelige mellom kommunene og er vel 2,5 ganger så høyt for kommunen med de største bundne kostnader (Åmot) sammenlignet med kommunen med de minste bundne kostnader (Fredrikstad). Det er en tendens til at de bundne kostnader er størst for de minste kommuner.

<sup>10</sup> For en beskrivelse av metoden for beregning av bundne kostnader, se Langørgen og Aaberge (1998).

Det er ingen sammenheng mellom bundne kostnader og frie inntekter. De frie inntekter varierer enda mer enn de bundne kostnader; kommunen med største frie inntekter (Høyanger) har 6 ganger så store frie inntekter som den dårligst stilte kommune (Orkdal). Det er en viss tendens til at også de frie inntekter er større jo mindre kommunen er. Blant kommunene med de største frie inntekter finner vi de med særlig store skatteinntekter, herunder de med store kraftinntekter (som Høyanger, Sunndal, Sørfold, Årdal, Odda og Sauda).

#### Statlige støtteordninger

Det finnes en rekke nasjonale, regionale og lokale støtteordninger for næringssvake områder. Noen av disse midler distribueres gjennom fylkene, mens andre distribueres via særskilte, statlige organer. Dette gjør det vanskelig å gi en fullstendig oversikt over fordelingen av midler etter kommune.

SNDs støtteordninger utgjør over halvparten av de samlede midler til regional- og ditriktpolitiske tiltak. SND har retningslinjer for sin fordeling av midler gjennom en kategorisering av kommunene utfra politiske og økonomiske faktorer. Inndelingen går fra A til D, med A som de høyest prioriterte områder. For kommuner i kategoriene A-C kan det gis direkte støtte til bedrifter, der grensen for støtteomfang øker med prioritet. Bedrifter i kommuner med prioritet D kan kun få indirekte, tilretteleggende støtte. Alle kommuner kan få støtte til næringsfond. De kommuner som ikke er kvalifisert for midler fra SND, er uten angitt prioritet.

Tabell 8.15 gir en oversikt over SND-prioriteten for de ulike SKK-kommuner. Kommunene er sortert etter SND-prioritet.

Tabell 8.15. **SND-prioritet og omstillings- og utviklingsstøtte**

Kommune	SND-prioritet	Sum omstillings- og utviklingsmidler samlet støtte 1983-96, Mill. kr.	Start-år
Hemne	B		
Lenvik	B		
Meløy	B		
Meråker	B	25,0	1988
Rana	B	17,0	1984
Sørfold	B	0,5	1993
Vefsn	B	6,5	1993
Verran	B	31,5	1986
Åmot	B		
Bremanger	C		
Høyanger	C		
Kvam	C	3,0	1990
Odda	C		
Sauda	C	20,3	1989
Sunndal	C	8,0	1989
Årdal	C	12,0	1989
Farsund	D		
Fræna	D		
Kvinnherad	D		
Levanger	D		
Orkdal	D		
Bamble			
Drammen			
Fredrikstad			
Gjøvik			
Halden			
Hurum			
Karmøy			
Kristiansand			
Larvik			
Moss			
Ringerike			
Sande (V.)			
Sarpsborg			
Skien			
Trondheim			

Kilder: Andersen et. al. (1997)

I tabellen er det også gitt en oversikt over den omstillings- og utviklingsstøtte til ensidige industristeder som fra og med 1987 har vært overført via kommunal- og regionaldepartementets budsjett. I perioden 1983-1996 mottok 32 kommuner til

sammen 390 millioner kroner i slik omstillings- og utviklingsstøtte. Bevilgningene har fordelt seg med 62 prosent til enkeltbedrifter, 23 prosent til utbygging av lokal infrastruktur og 15 prosent til oppbygging av lokale næringselskaper. Kun 9 av SKK-kommunene får bevilget slik støtte. Halvparten av SKK-kommunene er ikke definert som ensidige industrikommuner og er derfor heller ikke aktuelle søkekandidater. Det første år kommunen mottok bevilgning, er også inkludert i tabellen.

### Offentlig omstillingsberedskap

Som i de foregående to deler, skal vi også her oppsummere resultatene av analysen ved å konstruere en samleindikator for offentlig omstillingsberedskap. Indikatoren bygger på 3 indikatorer avledet fra tallseriene ovenfor. De tre indikatorer er konstruert som følger (jfr. 20-80-20 prosent regelen definert i forkant av tabell 8.6):

- **Kommunalt aktivitetsnivå:** Gruppe 1, driftsutgifter per innbygger på kr. 31.502,- eller mer; gruppe 2, driftsutgifter per innbygger mellom kr. 21.001,- og kr. 31.502,-; gruppe 3, driftsutgifter per innbygger på kr. 21.001,- eller lavere.
- **Kommunal handlefrihet:** Gruppe 1, frie disponible inntekter per innbygger 1,2 ganger landsgjennomsnittet eller høyere, dvs. indeksverdi 1,20 eller større; gruppe 2, frie disponible inntekter mellom 0,8 og 1,2 i forhold til landsgjennomsnittet; gruppe 3, indeks for frie disponible inntekter 0,80 eller lavere.
- **Sentrale tilskuddsordninger:** Kategori 1 inneholder de kommuner som er klassifisert som A, B eller C i henhold til SNDs retningslinjer; kategori 2 er de som er klassifisert som D, mens kategori 3 er kommuner uten klassifisering.

Samleindikatoren er beregnet på følgende måte: En kommune havner i 1. samlegruppe dersom den faller i kategori 1 for minst to av de tre indikatorer; den havner i samlegruppe 3 dersom den faller i kategori 3 for minst to av indikatorene; og den faller i samlegruppe 2 ellers.

Tabell 8.16. **Offentlige omstillingsberedskap**

Kommune	Kommunalt aktivitetsnivå	Kommunal handlefrihet	Sentrale tilskuddsordninger	Offentlig omstillingsberedskap
Odda	2	1	1	1
Sunndal	2	1	1	1
Høyanger	3	1	1	1
Årdal	3	1	1	1
Sørfold	3	1	1	1
Sauda	2	2	1	2
Kvam	2	2	1	2
Bremanger	2	2	1	2
Rana	2	2	1	2
Meløy	2	2	1	2
Hemne	2	3	1	2
Verran	2	3	1	2
Vefsn	2	3	1	2
Lenvik	2	3	1	2
Farsund	2	2	2	2
Kvinnherad	2	2	2	2
Fræna	2	3	2	2
Fredrikstad	2	2	3	2
Orkdal	2	3	2	2
Levanger	2	3	2	2
Bamble	1	3	3	3
Karmøy	1	3	3	3
Larvik	1	3	3	3
Sande (V.)	1	3	3	3
Åmot	3	3	1	3
Meråker	3	3	1	3
Halden	2	3	3	3
Moss	2	3	3	3
Sarpsborg	2	3	3	3
Hurum	2	3	3	3
Kristiansand	2	3	3	3
Gjøvik	2	3	3	3
Drammen	2	3	3	3
Ringerike	2	3	3	3
Skien	2	3	3	3
Trondheim	2	3	3	3

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

De fleste kommuner havner i den midtre kategori. Det er imidlertid også en mindre gruppe kommuner som vi klassifiserer som å ha høy offentlig omstillingsberedskap, samt en relativt stor gruppe der beredskapen er særlig lav. Blant de kommuner som havner i første kategori – med best offentlig omstillingsberedskap – finner vi kommuner som både har stor kommunal handlefrihet og som samtidig er begunstiget med høy SND-prioritet (Odda, Sunndal, Høyanger, Årdal og Sørfold). Blant de kommuner som har lavest omstillingsberedskap, finner vi hovedsakelig bykommuner. De kommuner som scorer lavt både når det gjelder kommunal økonomi og berettigelse til statlig næringsstøtte, er med to unntagelser (Hurum og Ringerike) bykommuner (Halden, Moss, Sarpsborg, Kristiansand, Gjøvik, Drammen, Skien og Trondheim).

#### 8.4. Virkninger av økte kraftpriser

Resultatene av analysen i de foregående deler er oppsummert i tabell 8.16. For hver kommune angis det hvor stor andel av de sysselsatte som arbeider i SKK-bedrifter, samt indikatorer for henholdsvis næringslivets omstillingsevne, arbeidsmarkedets fleksibilitet og offentlig omstillingsberedskap.

Det er en nokså systematisk tendens til at de kommuner der de kraftkrevende næringer spiller en relativt betydelig rolle, også scorer lavt på omstillingsindikatorene. Nederst på listen finner vi ensidige industrikommuner der de kraftkrevende bedrifter er store arbeidsgivere og omstillingsevnen jevnt over er lav. I den andre ende finner vi de store bykommuner, som foruten å ha et lite innslag av kraftkrevende næringer, også har en god omstillingsevnen både i næringsliv og i arbeidsmarked.

Tabell 8.17. Lokale omstillingsindikatorer

Kommune	SKK-bedriftenes sysselsettingsandel. Prosent	Næringslivets omstillingssevne	Arbeidsmarkedets fleksibilitet	Offentlig omstillingsberedskap
Gjøvik	0,5	2	2	3
Drammen	0,6	1	2	3
Fredrikstad	0,6	2	2	2
Larvik	0,7	1	2	3
Trondheim	0,7	1	2	3
Sarpsborg	2,0	2	3	3
Lenvik	2,1	1	2	2
Skien	2,1	1	2	3
Fræna	2,3	3	2	2
Kristiansand	3,1	1	2	3
Moss	3,5	2	2	3
Sande	3,8	2	2	3
Orkdal	4,8	1	2	2
Kvam	5,2	3	2	2
Karmøy	6,2	3	3	3
Meråker	6,3	2	3	3
Halden	6,6	3	3	3
Ringerike	6,6	2	2	3
Kvinnherad	7,0	2	2	2
Verran	7,5	1	3	2
Levanger	7,7	2	2	2
Åmot	8,0	2	3	3
Hemne	8,1	2	3	2
Rana	9,4	3	3	2
Vefsn	9,4	3	2	2
Hurum	10,2	2	2	3
Odda	10,6	3	3	1
Farsund	12,9	3	2	2
Bremanger	13,1	3	3	2
Meløy	13,9	2	3	2
Sauda	14,1	3	3	2
Høyanger	16,4	3	3	1
Bamble	18,7	3	2	3
Sørfold	19,7	3	3	1
Årdal	22,7	3	3	1
Sunndal	26,4	3	2	1

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

Det er en tendens til at den offentlige omstillingsberedskap er størst der lokalsamfunnene er mest utsatt, og der omstillingsevnen i næringsliv og arbeidsmarked er relativt lav. Således finner vi at



mange av de ensidige industristeder (inkl. Odda, Høyanger, Sørfold, Årdal og Sunndal), som har lav omstillingsevne i næringslivet og et lite fleksibelt arbeidsmarked, har høyeste score på offentlig omstillingsberedskap; dette forklares av at disse kommuner både har en relativt god økonomisk stilling samt at de ligger innenfor statens spesielle tiltaksområder. Tilsvarende finner vi at mange av de minst utsatte områder (som bykommunene Drammen, Larvik, Trondheim, Skien og Kristiansand), har lav offentlig omstillingsberedskap – slik vi har målt den.

Lokal omstillingsevne utgjør allikevel bare én del av det bildet vi forsøker å tegne. For å kunne si noe om de sannsynlige virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende næringer, må vi også danne oss en oppfatning om hvilke omstillinger som vil bli utløst i de berørte bedrifter. Disse virkninger vil formodentlig bli avgjort av de kraftkrevende bedrifters "tåleevne", som er bestemt av bedriftenes nåværende økonomiske stilling samt deres muligheter til å substituere seg vekk fra elektrisk kraft når denne blir dyrere. Formodentlig er slike forhold et stykke på vei bransjespesifikke. Nedenfor skal vi derfor foreta en gjennomgang av industrien – og de respektive lokalsamfunn – etter bransje.

Vi avslutter analysen med å gruppere regionene etter graden av de forventede omstillingsproblemer.

#### *De kraftkrevende næringer*

Vi har avgrenset bransjegjennomgangen til de næringer som tradisjonelt defineres under kraftintensiv industri og treforedling. Enkelte bedrifter med statlige kraft-

kontrakter faller ikke innenfor disse bransjer og er derfor heller ikke omtalt i denne delen.

Målt etter sysselsetting, er *aluminiumsindustrien* den største av de kraftintensive industrier; bedriftene med statlige kraftkontrakter sysselsatte i alt ca. 5.500 personer i 1997. Produksjonen skjer ved 7 primæraluminiumsverk (bedrifter), hvorav Norsk Hydro eier fire og er deleier i én. De to andre verk eies av Elkem (se tabell 8.17).

Av et samlet kraftforbruk på 14,5 TWh (som utgjør noe under 50 prosent av forsyningene til hele den kraftintensive industrien) var 8,5 TWh dekket gjennom kontrakter med staten. Mange av kontraktene er knyttet til spesifikke bedrifter, men det finnes også konsernkontrakter uten bindinger med hensyn til hvilke bedrifter som skal benytte kraften (de konsernkontrakter som Norsk Hydro har, kan vi derfor ikke fordele på bedrifter).

I tabellene i denne delen oppgir vi også et anslag for rabattelementet i de statlige kraftkontrakter. Dette er beregnet som differansen mellom det bedriftene faktisk betalte for kontraktkraften, og det de ville ha betalt for den samme mengde i markedet i dag. Som anslag for markedsprisen bruker vi gjennomsnittet av årlige spotmarkedspriser for perioden 1994-1998, som var lik 16,0 øre/kWh. Vi har lagt til et overføringstillegg på 1,5 øre/kWh som er ment å tilsvare dagens gjennomsnittlige overføringstariff for de kraftkrevende bedrifter. Inkludert overføringstillegg blir sammenligningsprisen 17,5 øre/kWh.

Tabell 8.18. Aluminiumsindustrien

Bedrift	Kommune	Rabatt- element (17,5 øre/kWh) mill. kr.	Sysse- l- satt- e 1997	Sysselsatte som andel av kommunal arbeidsstyrke. Prosent	Nærings- livets omstillings- evne	Arbeids- markedets- fleksibilitet	Offentlig omstillings- beredskap
Elkem	Vefsn	170,0	667	9,4	3	2	2
Elkem	Farsund	136,2	580	12,9	3	2	2
Hydro	Karmøy	..	1600	9,0	3	3	3
Hydro	Sunndal	228,0	995	26,4	3	2	1
Hydro	Årdal	33,4	736	22,7	3	3	1
Hydro	Høyanger	22,0	413	16,4	3	3	1
Sør-Norge Al.	Kvinnherad	118,9	460	7,0	2	2	2

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

For bedriftene i aluminiumsindustrien er rabattelementene i de statlige kraftkontrakter relativt betydelige. Slik sett vil sektoren bli sterkt påvirket av økte elektrisitetspriser. Man regner imidlertid med at markedsutsiktene for aluminium er relativt gode, og det forventes økt etterspørsel i perioden 1999-2006 (NOU 1998:11). I september 1997 inngikk Norsk Hydro en kontrakt med Statkraft om forlengelse av eksisterende kontrakter som utløper i perioden 2007-2010. Betingelsene i disse kontrakter er ikke offentlig kjent, men de må antas å reflektere alminnelige markedsbetingelser. At bedrifter i aluminiumsindustrien er villige til å inngå slike kontrakter, må tas som et uttrykk for at evnen til å tåle høyere elektrisitetspriser er relativt god.

Målt ved sysselsetting, er aluminiumbedriftene relativt store. Industrien er lokalisert til typiske ensidige industristeder, der bedriftene i stor grad dominerer det lokale arbeidsmarked. De direkte virkninger av eventuelle omstillinger i aluminiumsindustrien må derfor forventes å være betydelige, særlig i arbeidsmarkedet. Den lokale evne til å tåle slike omstillinger er jevnt over relativt dårlig; både nærings-

livets omstillingsevne og arbeidsmarkedets fleksibilitet er lave. Med unntagelse av Karmøy (som scorer lavt på alle indikatorer) er imidlertid den offentlige omstillingsberedskap middels eller god.

Innenfor *ferrolegeringsindustrien* produseres det blant annet ferrosilisium, silisiummetall og ferromangan som blir benyttet i produksjon av andre metaller. Elkem Mangan i Sauda og Elkem Rana produserer mangan. Elkem Rana produserer dessuten silisiummetall. Det gjør også Elkem ASA Meraker og Holla Metall. Silisiummetall er egentlig ikke en ferrolegering, men det regnes til denne sektoren fordi silisiummetall stort sett produseres av de samme bedrifter som også produserer ferrosilisium. De øvrige ferrolegeringsbedrifter produserer kun ferrosilisium (Holla Metall produserer ferrosilisium i tillegg til silisiummetall).

De 12 ferrolegeringsbedrifter med statlige kontrakter hadde en samlet sysselsetting på ca. 2.300 i 1997. I likhet med aluminiumsindustrien domineres også denne sektor av bedrifter som tilhører større konsern.

Tabell 8.19. Ferrolegeringsindustrien

Bedrift	Kommune	Rabatt- Element (17,5 øre/kWh) mill. kr.	Sysse- lsatte 1997	Sysselsatte som andel av kommunal arbeidsstyrke. Prosent	Nærings- livets omstillings- evne	Arbeids- markedets fleksibilitet	Offentlig omstillings- beredskap
Bjølfvossen	Kvam	13,9	224	5,2	3	2	2
Elkem	Sauda	35,7	340	14,1	3	3	2
Elkem	Orkdal	22,8	142	2,9	1	2	2
Elkem	Kristiansand	11,7	465	1,3	1	2	3
Elkem	Meråker	6,4	76	6,3	2	3	3
Elkem	Bremanger	1,1	276	13,1	3	3	2
Elkem	Sørfold	..	222	19,7	3	3	1
FESIL	Rana	60,0	91	0,7	3	3	2
FESIL	Trondheim	8,3	89	0,1	1	2	3
FESIL	Hemne	1,6	175	8,1	2	3	2
Finnfjord	Lenvik	26,2	112	2,1	1	2	2
Hafslund	Sarpsborg	..	125	0,5	2	3	3

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

Det er betydelige ulikheter mellom ferrolegeringbedriftene både når det gjelder størrelsen på rabattelementet i de statlige kontrakter og markedsutsiktene for deres produkter (NOU 1998:11). Produksjonen av silisiummetall er noe mindre kraftintensiv enn ferrosilisium. Silisiummetall har dessuten et økende anvendelsesområde innenfor kjemisk industri og erstatter i mange tilfeller ferrosilisium. Ferrosilisium har på sin side et fallende marked i Europa (som er det største eksportmarked for norske produsenter), noe som henger sammen med nedgangen i bruken av stål.

Ferrolegeringbedriftene er stort sett mindre enn aluminiumbedriftene. Mange av bedriftene er også relativt ubetydelige i de lokale arbeidsmarkeder. Selv om næringen som sådan skulle være utsatt for høyere elektrisitetspriser, vil de regionale virkninger av omstillinger i bransjen i mange tilfeller være beskjedne. Det finnes imidlertid også ferrolegeringbedrifter som er store i lokal målestokk (som Elkems anlegg i Sørfold, Sauda, Bremanger og Meråker, samt FESILs anlegg i Hemne). I

disse tilfeller kan de direkte omstillingsvirkninger for lokalsamfunnene bli vesentlige, særlig tatt i betraktning at i disse regioner er både næringslivets omstillings- evne og arbeidsmarkedets fleksibilitet relativt dårlige.

Innenfor sektoren "øvrige metaller" har vi inkludert Statistisk sentralbyrås næringsgrupper "jern og stål" og "ikke-jernholdige metaller". Stål blir produsert ved Fundia Profiler i Rana. Fundia Bygg er en videreforedlingsbedrift som ikke sorterer under metallproduksjon. Det er imidlertid lite trolig at en nedleggelse av smelteverket kan skje uten at videreforedlingen vil måtte flytte, og derfor vil Fundia Profiler og Fundia Bygg bli sett under ett her. Som navnene tilsier, produserer Falconbridge Nikkelverk i Kristiansand nikkel og Norzink i Odda sink.

For Fundia er rabattelementet i de statlige kraftkontrakter relativt betydelig, og bedriftens sårbarhet for en økning i elektrisitetsprisen forsterkes av at utsiktene for stålindustrien ikke er særlig lyse; iall-

fall ikke i Europa. Fundia er dessuten en betydelig arbeidsgiver i en region som også ellers har et stort innslag av kraftkrevende industri og der omstillingsevnen er dårlig.

Når det gjelder de to andre bedrifter, er rabattelementet i de statlige kraftkontrakter relativt beskjedent. Falconbridge ligger i en region med et stort arbeidsmarked (Kristiansand) og god omstillingsevne i næringsliv og arbeidsmarked. Norzink er adskillig større relativt til det lokale arbeidsmarked (i Odda), og bortsett fra den offentlige omstillingsberedskap, er den lokale omstillingsevne dårlig.

Innen gruppen av *kjemiske råvarer* finner vi flere ulike prosessindustrier; produksjon

av plastråstoffer ved Norsk Hydro og ved Borealis AS, begge i Bamble kommune, produksjon av silisiumkarbid i Orkanger, produksjon av kunstgjødsel ved Hydros bedrift i Glomfjord og produksjon av hydrogendioksid ved Eka Chemicals i Rana.

På den ene side er rabattelementene i de statlige kraftkontrakter til bedriftene som produserer kjemiske råvarer, ikke spesielt store, noe som først og fremst skyldes de relativt små leveringsmengder. Prisene varierer derimot med inntil 6,6 øre/kWh. På den annen side har disse bedrifter generelt sett svært høye eksportandeler og er derfor sterkt utsatt for utviklingen i de internasjonale markedene. Markedet for silisiumkarbid følger tradisjonelt

Tabell 8.20. **Produksjon av øvrige metaller**

Bedrift	Kommune	Rabatt- element (17,5 øre/kWh) mill. Kr.	Syssel- satte 1997	Sysselsatte som andel av kommunal arbeidsstyrke. Prosent	Nærings- livets omstillings- evne	Arbeids- markedets fleksibilitet	Offentlig omstillings- beredskap
Falconbridge	Kristiansand	2,2	607	1,8	1	2	3
Fundia	Rana	45,0	678	5,2	3	3	2
Norzink	Odda	4,6	432	10,6	3	3	1

Kilde: Fehr og Hjørungdahl (1999).

Tabell 8.21. **Produksjon av kjemiske råvarer**

Bedrift	Kommune	Rabatt- element (17,5 øre/kWh) mill. kr.	Syssel- satte 1997	Sysselsatte som andel av kommunal arbeidsstyrke. Prosent	Nærings- livets omstillings- evne	Arbeids- markedets fleksibilitet	Offentlig omstillings- beredskap
Borealis	Bamble	1,5	647	9,1	3	2	3
Eka Chemicals	Rana	12,9	42	0,3	3	3	2
Hydro	Bamble	3,2	677	9,5	3	2	3
Hydro	Meløy	..	453	13,9	2	3	2
Orkla	Orkdal	8,2	99	2,0	1	2	2

Kilde: Fehr og Hjørungdahl (1999).

utviklingen i jern og -stålindustrien, og som nevnt, er denne forventet å være svak i årene fremover. Produksjon av plastråstoffer er stor internasjonalt og meget sterkt konkurranseutsatt. Man kan derfor ikke se bort fra at disse bedrifter uansett blir tvunget til omstillinger. En eventuell økning i elektrisitetsprisene vil formodentlig spille en liten rolle fra eller til.

Flere av bedriftene er store, særlig etter lokale forhold. Omstillinger i denne del av industrien vil derfor få betydelig virkninger lokalt. For flertallet av de berørte regioner er også den lokale omstillingsevne, slik vi har målt den her, ikke særlig god.

*Treforedlingsbedriftene* med statlige kraftkontrakter hadde en samlet sysselsetting

på omtrent 5000 i 1997. Den største produksjonsvare er avisepapir. Bedriftene er hovedsakelig lokalisert på Østlandet.

Ulike forhold tyder på at treforedlingsbedriftene ikke vil være særlig utsatt dersom prisene i de statlige kraftkontrakter øker. Rabattelementene i kontraktene er for det første beskjedne, ihvertfall målt i forhold til markedsprisene på elektrisitet i de senere år. Norske Skog har liksom Norsk Hydro inngått avtale med Statkraft om forlengelse av nåværende statlige kontrakter etterhvert som disse utløper. Norske Skog har derfor sikret seg dekning av kraftbehov frem til år 2020 på markedsmessige betingelser. Når det gjelder markedene for treforedlingsindustrien, går 80 prosent av produksjonen til eksport.

Tabell 8.22. **Treforedling**

Bedrift	Kommune	Rabatt- element (17,5 øre/kWh) mill. Kr.	Syssel- satte 1997	Sysselsatte som andel av kommunal arbeidsstyrke Prosent	Nærings- livets omstillings- evne	Arbeids- markedets fleksibilitet	Offentlig omstillings- beredskap
Chinet	Ringerike	0,5	158	1,1	2	2	3
Glomma Papp	Sarpsborg	0,2	326	1,4	2	3	3
Hunton Fiber	Larvik	0,4 <sup>1</sup>	36	0,2	1	2	3
Hunton Fiber	Gjøvik	-	61	0,5	2	2	3
Lågen	Larvik	1,6	97	0,5	1	2	3
Norske Skog	Levanger	13,9	657	7,7	2	2	2
Norske Skog	Halden	10,7	841	6,6	3	3	3
Norske Skog	Ringerike	7,6	679	4,9	2	2	3
Norske Skog	Verran	0,8	87	7,5	1	3	2
Norske Skog	Hurum	..	419	10,2	2	2	3
Peterson	Moss	4,1	441	3,5	2	2	3
Peterson	Fredrikstad	0,2	178	0,6	2	2	2
Peterson	Tronhjem	0,8	400	0,5	1	2	3
Rena Kartong	Åmot	0,7	144	8,0	2	3	3
Sande	Sande (V.)	0,4	141	3,8	2	2	3
Skjærdalen	Ringerike	0,2	88	0,8	2	2	3
Sunland-Eker	Drammen	0,3	164	0,6	1	2	3
Union	Skien	7,5	501	2,1	1	2	3

<sup>1</sup> Gjelder samlet for Hunton Fibers fabrikker hhv. på Gjøvik og i Larvik

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

Også innenfor denne sektor er Vest-Europa hovedmarkedet (NOU 1998:11). Man anslår en vekst i markedet for papp og kartong på 1,5 prosent per år i Europa og på ca. 4 prosent på verdensbasis.

Flertallet av treforedlingsbedriftene er små, om ikke i sysselsetting så ihvertfall i forhold til de lokale arbeidsmarkeder. Unntagelsene er Norske Skogs anlegg i Hurum, Levanger, Verran, Halden og Ringerike, samt Rena Karton (nå nedlagt) og Sande Paper Mill. Dette er store bedrifter med en dominerende stilling i de lokale arbeidsmarkeder.

Bortsett fra Halden (Norske Skog), er omstillingsevnen i de aktuelle lokalsamfunn jevnt over god, ihvertfall i næringslivet. Arbeidsmarkedets fleksibilitet er middels eller dårlig, og den offentlige omstillingsberedskap er i de fleste tilfeller svak.

#### *De mest utsatte regioner*

For at en region skal kunne karakteriseres som utsatt for negative virkninger av at de kraftkrevende næringer stilles overfor høyere priser på elektrisitet, må tre kriterier være oppfylt:

1. De kraftkrevende bedrifter vil omstille som følge av økningen i elektrisitetsprisen.
2. De direkte, lokale virkninger av omstillingene vil være relativt sett betydelige.
3. Den lokale samfunnsøkonomi er i liten grad istand til å absorbere virkningene.

Dersom minst ett av disse krav ikke er oppfylt – altså dersom omstilling er lite sannsynlig, virkningene er små, eller den lokale samfunnsøkonomi er istand til å absorbere dem – er det liten grunn til å frykte at lokalsamfunnet som sådan vil bli

særlig berørt av økte elektrisitetspriser til de kraftkrevende bedrifter. Det forhindrer naturligvis ikke at enkeltpersoner, eller enkelte virksomheter, kan bli sterkt berørt. Men konsekvensene må alt i alt forventes å bli så små at de ikke vil være særlig merkbare tatt i betraktning de endringer i lokaløkonomien som uansett pågår mer eller mindre kontinuerlig.

Nedenfor har vi brukt listen av sjekkpunkter for å finne frem til de mest utsatte regioner. Vi har først sett bort fra de bedrifter som ikke synes å ville bli særlig utsatt for virkninger av økte kraftpriser. Dernest har vi luket ut de kommuner der den mest utsatte del av de kraftkrevende næringer bare utgjør en beskjeden del av sysselsettingen. Vi avslutter med en kort diskusjon av omstillingsevnen i de gjenværende kommuner – det vil si de kommuner der en stor andel av sysselsettingen befinner seg i den del av kraftkrevende industri som synes mest utsatt.

Alt annet likt, er en bedrift mer utsatt for å måtte foreta omstillinger, jo gunstigere dens nåværende kontraktsbetingelser er. Vi antar at alle bedrifter der rabattelementet er lite i forhold til de siste års markedspriser (under 5 mill. kr. per år), ikke vil måtte foreta omstillinger som følge av økt kraftpris alene. Det kan naturligvis tenkes at det finnes bedrifter – som i utgangspunktet balanserer på lønnsomhetsgrensen – som vil bli tvunget til omstillinger (eller sågar nedleggelse) som følge av selv beskjedne økninger i kraftprisen. Slik sett er vår prosedyre for optimistisk. Det kan imidlertid også være bedrifter som har en lønnsomhet som gjør at de kan tåle selv relativt betydelige økninger i kraftprisen. Isåfall er vår prosedyre for pessimistisk. Som vi har sett, finner vi mange av de største rabattelementer i

aluminiumsindustrien, der tåleevnen later til å være relativt stor. Den kan derfor synes som om vår prosedyre alt i alt er for pessimistisk med hensyn til hvilke bedrifter som vil kunne tåle høyere elektrisitetspriser uten å måtte omstille driften.

Med utgangspunkt i de beregnede rabatt-elementer, kan vi eliminere 20 av de ialt 50 bedrifter med statlige kraftkontrakter.

Neste steg i vår prosedyre er å eliminere de kommuner der det riktignok finnes bedrifter som potensielt kan bli tvunget til omstillinger som følge av høyere elektrisitetspris, men der disse bedrifter spiller en så liten rolle i den lokale økonomi at de direkte omstillingsvirkninger må antas å bli beskjedne.

Vi setter grensen for sysselsettingsandelen til 3 prosent. Vi ser altså bort fra kommuner der, i verste fall (dvs. ved en fullstendig nedleggelse av driften), arbeidslidigheten vil øke med maksimalt tre prosentpoeng. En slik økning vil naturligvis merkes, særlig dersom den skjer raskt (som ved en nedleggelse) eller i en situasjon der konjunktorene også ellers er dårlige. Men dersom omstillingene skjer gradvis, synes det rimelig å karakterisere virkningene som relativt sett små når den maksimale, samlede sysselsettingsnedgang er mindre enn 3 prosent.

Med utgangspunkt i resultatene av første eliminasjon, fører andre trinn i elimineringsprosessen til at vi sitter igjen med ialt 12 (av opprinnelig 30 kommuner). Kommunene er opplistet i tabell 8.22.

De 12 kommuner har altså alle kraftkrevende bedrifter som i større grad risikerer å måtte omstille som følge av økte elektrisitetspriser, og der virkningene av slike

Tabell 8.23. De mest utsatte kommuner

Kommune	Sysselsettingsandel, utsatte SKK-bedrifter Prosent	Næringslivets omstillingssevne	Arbeidsmarkedets fleksibilitet	Offentlige omstillingsberedskap
Farsund	12,9	3	2	2
Høyanger	16,4	3	3	1
Karmøy	9,0	3	3	3
Kvam	5,2	3	2	2
Kvinnherad	7,0	2	2	2
Meløy	13,9	2	3	2
Rana	9,4	3	3	2
Sauda	14,1	3	3	2
Sunndal	26,4	3	2	1
Sørfold	19,7	3	3	1
Vefsn	9,4	3	2	2
Årdal	22,7	3	3	1
Bremanger	13,1	3	3	2
Meråker	6,3	2	3	3
Halden	6,6	3	3	3
Levanger	7,7	2	2	2
Ringerike	4,9	2	2	3

Kilde: von der Fehr og Hjørungdahl (1999).

omstillinger ikke vil være ubetydelige i forhold til den lokale økonomi. Som det fremgår av tabellen, er omstillingsevnen generelt svak i disse kommuner. Bare fem av kommunene har et næringsliv med middels omstillingsevne (Kvinnherad, Meløy, Levanger, Ringerike og Meråker) – i de øvrige er den dårlig. I flertallet av kommunene er arbeidsmarkedet også lite fleksibelt (unntagelsene er Kvam, Kvinnherad, Sunndal, Vefsn, Levanger og Ringerike der indikatoren har middels verdi). Fire av kommunene har høy omstillingsberedskap (Høyanger, Sunndal, Sørfold og Årdal). For de øvrige er den enten middels eller svak (Karmøy, Meråker, Halden og Ringerike).

### 8.5. Konklusjon

Aluminiumbedrifter er de kraftkrevende bedriftene som har flest personer ansatt,

og potensialet for omstillingsproblemer vil derfor være størst i de regioner hvor disse bedriftene er lokaliserte. Disse bedriftene har imidlertid en noe større økonomisk lønnsomhet enn for eksempel ferrolegeringsbedriftene. Disse siste bedriftene kan få større problemer med å klare markedspriser på kraft enn aluminiumsbedriftene. Ferrolegeringsbedriftene er stort sett lokalisert i områder hvor enten omstillingsevnen i det lokale næringsliv er på eller over gjennomsnittet, eller fleksibiliteten i arbeidsmarkedet er over eller på gjennomsnittet, og/eller hvor den offentlige beredskapen er god. Andre kraftkrevende bedrifter og treforedling er også lokalisert i liknende regioner.

Årdal og Sauda peker seg ut som to kommuner som kan ha en svak omstillingsevne i det lokale næringslivet og en svak fleksibilitet i det lokale arbeidsmarkedet. På den annen side er den offentlige beredskapen høy, målt ved kommunenes inntekter og den oppmerksomheten disse to kommunene er blitt vist fra statens side.

Halden og Karmøy er de to kommunene som scorer dårligst på alle indikatorer. Ved å utsette den kraftkrevende industrien og treforedling for markedspriser på kraft peker disse to kommunene seg ut som to kommuner som bør gis økt oppmerksomhet fra det offentliges side.

Omstillingsproblemer blir ofte trukket frem, og etter vår mening for ofte, i forbindelse med effektiviseringer av økonomien. Erfaringer både fra omstillinger i Norge og i utlandet viser at omstillingene kan gå overraskende raskt og smertefritt for seg. I USA ble det i 1989 besluttet å forby tømmerhogst i deler av Oregon. En ønsket å frede en uglerase. Mange mente på forhånd at dette vil gi store omstillingsproblemer for de som

arbeidet i skogen; flere politikere mente at arbeidsledigheten vil øke og holde seg høy i lang tid i dette området. Slik gikk det ikke. Etter forbausende kort tid var ledigheten faktisk lavere enn før fredningen av uglen og inntektsnivået var også høyere, se "Oregon, Foiling Forecasters, Thrives at it Protects Owls". Timothy Egan, New York Times, 11. Oktober, 1994.

Nasjonale erfaringer med nedbygging av jordbruket, endrede vilkår for mange bedrifter på Kongsberg og i Mo i Rana, viser at omstillingsproblemer kan overvinnes med relativt små kostnader. Omstillingsproblemenene bør ikke bli en sovepute som gjør at omstillinger ikke finner sted. Det er ofte gjennom omstillinger at gevinster kan hentes. Det er likevel viktig med en offentlig beredskap som gjør at omstillingsproblemenene, først og fremst varigheten av ledighet, blir så små som mulige.



# Referanser

- Andersen, O.J., M. Bratvoll, E. Høyedahl, A. Karlsen, E.L. Madsen, Å. Mariussen og J.R. Størkersen (1997): *Evaluering av arbeidet med omstilling i kommuner/regioner med ensidig næringsgrunnlag*, rapport nr. 5/1997, Nordlandsforskning.
- Aune, F., T. Bye og T.A. Johnsen (1998): Hva betyr en gjennomføring av Kyoto-protokollen for det norske og nordiske kraftmarkedet? *Økonomiske analyser* 1998, 7, Statistisk sentralbyrå, 22-30.
- Bruvoll, A. og Bye, T. (1998): Utslipp av metan og kvotepriser på klimagasser, *Økonomiske analyser* 1998, 7, Statistisk sentralbyrå, 5-13.
- Bye, T. og B. Halvorsen (1998): Økonomiske målsettinger og resultater av energiloven, *Økonomiske analyser* 1998, 8, Statistisk sentralbyrå, 3-14.
- Bye, T. og S. Strøm (1987): Kraftpriser og kraftforbruk. *Sosialøkonomen* 4, Sosialøkonomenes Forening, Oslo, 19-29.
- Bye, T. og T.A. Johnsen (1991): Effektivisering av kraftmarkedet. Rapport 91/13, Statistisk sentralbyrå, Oslo.
- Bye, T., T.A. Johnsen, F.R. Aune og M. Hansen (1998a): Kraftpris og skyggepris på CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge til 2027. Notater 98/54.
- Bye, T., T.A. Johnsen, F.R. Aune og M. Hansen (1998b): Energiproduksjon og forbruk i Norge mot 2020. Vedlegg III i NOU 1998:11, Olje og energidepartementet, Oslo.
- Den svenske kraftforeningen (1997): Vilkår for investeringer i elforsyningen i Norden. Foredrag av Nils Andersen på Nordisk Ministerråds Workshop: Harmonisering af el-baskatningen i Norden. Perspektiver og konsekvenser, København, Danmark, 23.-24. april 1997.
- Diamond, Peter-A. og Mirrlees, James-A. (1971): Optimal Taxation and Public Production: I-Production Efficiency. *American-Economic-Review* **61**, 1, March 1971, 8-27.
- Edmonds, J.A., S.N. MacCracken, R.D. Sands og S.H. Kim (1998): Unfinished business. The Economics of the Kyoto protocol. Prepared for U.S. Department of Energy by Pacific Northwest National

Laboratory, Battelle Memorial Institute, PNNL-12021.

Heckscher, E.F. (1918): *Svenska produktionsproblemet*, Stockholm: Bonniers.

IFE/Kr (1998): Energi- og kraftbalansen til 2020. IFE/Kr/F-98/090.

Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, United Nations, FCCC/CP/1997/Add.1.10 desember 1997.

Langørgen, A. og R. Aaberge (1998): *Gruppering av kommuner etter folkemengde og økonomiske rammebetingelser*, Rapporter 8/98, Statistisk sentralbyrå.

Lindholt, L. (1998): Kyoto-protokollen, prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter og konsekvenser for norsk petroleumssektor. *Økonomiske analyser*, 1998, 7, Statistisk sentralbyrå, 14-21.

Luftfartsverkets internettsider

NAF (1997): NAF's veibok 1997

NOU 1996:9: *Grønne skatter - en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting*. Vedlegg 1, Vidar Christiansen: Optimal og "grønn" beskatning, 323-347.

NOU 1998:11: *Energi og kraftbalansen mot år 2020*, Norges offentlige utredninger.

NVE (1997): Samlet Plan for Vassdrag

Ot.prp. nr. 43 (1989-1990): *Om lov og produksjon, omforming, overføring og fordeling av energi m.m.* (Energiloven), Olje- og energidepartementet.

Salter, W.E.G. (1966): *Productivity and Technical Change*, Cambridge:Cambridge University Press.

Statistisk sentralbyrå (1996): *Elektrisitetstatistikken*, NOS C487.

St.meld. nr. 32 (1994-1995) *Kommune- og fylkesinndelingen*, Kommunal- og arbeidsdepartementet

Todsen, S. (1997): *Nasjonalregnskap: Beregning av realkapitalbeholdninger og kapitalslit*. Notater 97/61, Statistisk sentralbyrå, Oslo.

von der Fehr, N.-H.M. og T. Hjørungdal (1999): "Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri", Rapport, Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning.

## Vedlegg

Tabell A1. Sysselsettingens fordeling etter næring, 4. kvartal 1997. Prosent

Kommune	Jordbruk, skogbruk fiske og fangst	Kraft- krevende industri <sup>1</sup>	Øvrig industri	Bygg og anlegg	Vare- handel, hotell og rest.	Trans- port, lager, post og tele	Bank, forret- nings- messige tjenester	Offentlig og privat tjeneste- yting	Annen off. og privat virk- somhet
<b>Hele landet</b>	<b>4,4</b>	<b>0,8</b>	<b>14,0</b>	<b>6,4</b>	<b>18,3</b>	<b>7,1</b>	<b>10,2</b>	<b>34,5</b>	<b>4,3</b>
SKK-kommuner									
- gjennomsnitt	6,1	9,7	15,3	6,1	14,5	5,8	5,4	33,4	3,4
- høyeste verdi	19,4	28,5	24,7	10,2	22,0	9,8	13,8	48,7	6,7
- laveste verdi	0,4	0,4	4,6	3,4	4,0	2,3	1,4	22,3	2,0
Bamble	3,7	26,1	13,0	4,7	12,9	4,8	4,7	28,2	2,0
Bremanger	17,9	16,4	16,7	3,7	8,0	6,1	2,3	25,9	3,0
Drammen	0,5	1,6	16,1	7,1	21,1	9,1	10,9	31,1	2,6
Farsund	6,6	14,8	22,4	3,9	12,8	6,7	3,4	26,0	3,3
Fredrikstad	1,2	0,6	22,9	6,9	18,2	5,1	8,6	34,0	2,5
Fræna	19,4	3,3	19,1	6,7	10,6	8,7	2,6	27,3	2,4
Gjøvik	3,4	0,4	15,6	7,2	20,9	5,8	8,7	35,7	2,3
Halden	2,8	7,6	19,7	4,7	15,5	5,3	8,7	32,9	2,6
Hemne	16,4	10,2	12,2	6,9	12,3	7,0	3,7	27,8	3,5
Hurum	3,5	18,2	19,8	4,9	11,8	3,5	3,7	30,7	3,9
Høyanger	6,5	17,5	24,7	4,0	6,2	3,7	3,2	31,5	2,7
Karmøy	5,4	13,7	13,4	9,3	14,6	9,8	4,0	26,9	3,0
Kristiansand	0,7	3,1	11,7	6,9	21,1	8,4	10,5	34,6	2,9
Kvam	14,6	6,1	15,8	4,4	13,0	6,5	7,0	29,4	3,2
Kvinnherad	7,8	3,1	23,2	7,3	11,4	4,3	4,6	34,8	3,6
Larvik	3,2	0,8	21,5	6,4	20,7	8,1	6,1	29,6	3,5
Lenvik	8,6	2,4	10,7	7,4	22,0	7,8	5,2	33,2	2,8
Levanger	9,3	8,7	7,7	3,4	12,7	3,5	3,6	48,7	2,4
Meløy	9,1	16,8	10,2	6,2	9,9	6,2	3,9	34,8	3,0
Meråker	9,5	7,3	15,3	6,3	8,5	4,6	3,1	41,5	3,8
Moss	0,4	3,4	21,4	5,6	22,0	5,1	6,8	32,6	2,7
Odda	1,3	11,9	19,9	7,5	13,9	4,2	2,6	34,6	4,1
Orkdal	6,5	5,6	11,5	9,6	17,1	5,1	4,1	37,1	3,4
Rana	2,2	10,9	9,9	7,3	15,7	7,1	10,5	33,8	2,5
Ringerike	3,0	7,3	15,8	4,7	17,9	5,1	8,7	35,0	2,5
Sande (V.)	7,5	7,9	12,3	9,8	16,6	3,4	2,5	35,8	4,2
Sarpsborg	1,8	2,3	23,8	7,3	17,5	6,6	5,2	31,8	3,7
Sauda	2,2	17,0	16,0	7,5	12,3	3,3	3,3	31,6	6,7
Skien	1,3	2,4	9,8	9,0	19,2	6,9	6,5	40,1	4,8
Sunndal	5,4	28,5	9,1	5,2	12,5	4,0	2,4	28,3	4,5
Sørfold	11,2	24,5	4,6	3,9	4,0	5,0	3,3	39,8	3,7
Trondheim	0,7	0,6	8,9	6,2	19,2	7,7	13,8	39,6	3,2
Vefsn	5,0	10,5	11,0	6,6	16,5	8,5	5,2	32,7	4,0
Verran	9,9	9,7	11,2	7,8	8,7	4,6	1,4	41,1	5,8
Åmot	8,4	8,4	7,2	7,2	13,7	6,2	3,8	40,9	4,1
Årdal	0,9	24,9	21,5	10,2	10,1	2,3	4,4	22,3	3,3

<sup>1</sup> For de enkelte kommuner inkluderer "kraftintensiv industri" kun bedrifter med statlige kraftkontrakter.

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell A2. Årsvekstprognoser etter kommune. 1995-97

Kommune	Sysselsetting prosent	Bruttoproduct prosent
<b>Hele landet</b>	<b>0,5</b>	<b>5,8</b>
SKK-kommuner		
- gjennomsnitt	0,0	5,9
- høyeste verdi	0,9	6,2
- laveste verdi	-0,8	5,5
Trondheim	0,9	6,1
Kristiansand	0,6	6,0
Skien	0,6	5,9
Drammen	0,5	5,9
Gjøvik	0,5	5,9
Fredrikstad	0,5	5,8
Moss	0,4	5,8
Ringerike	0,3	6,0
Levanger	0,3	6,1
Larvik	0,3	5,7
Rana	0,3	6,1
Sarpsborg	0,2	5,7
Halden	0,2	5,9
Lenvik	0,2	5,7
Orkdal	0,1	5,8
Åmot	0,1	5,9
Kvinnherad	0,1	5,7
Meråker	0,0	5,9
Vefsn	0,0	5,9
Odda	0,0	5,8
Sande (V.)	0,0	5,7
Verran	-0,1	5,8
Kvam	-0,2	5,7
Sauda	-0,2	5,8
Karmøy	-0,3	5,8
Hurum	-0,3	5,9
Meløy	-0,3	6,0
Farsund	-0,4	5,8
Høyanger	-0,4	5,9
Sørfold	-0,4	6,2
Hemne	-0,5	5,6
Fræna	-0,5	5,5
Bamble	-0,5	6,1
Sunndal	-0,6	6,0
Årdal	-0,7	5,8
Bremanger	-0,8	5,7

Kilde: von der Fehr og Hjørungdal (1999).

Tabell A3. Etablering og avgang av foretak, 1995-1997; gjennomsnitt per år i perioden

Kommune	Antall etablerte bedrifter	Etableringshyppighet. Prosent	Antall nedlagte bedrifter	Nedleggelseshyppighet. Prosent	Netto etablerte bedrifter	Netto etableringshyppighet. Prosent
<b>Hele landet</b>	<b>66 966</b>	<b>9,5</b>	<b>31 843</b>	<b>4,5</b>	<b>35 123</b>	<b>5,0</b>
Kraftintensive kommuner						
- gjennomsnitt	317	8,5	153	3,8	164	4,6
- høyeste verdi	2 087	11,3	1040	5,9	1047	9,2
- laveste verdi	13	5,4	8	1,9	5	1,6
Bremanger	52	11,3	10	2,2	42	9,2
Verran	25	11,3	13	5,9	12	5,4
Vefsn	195	10,6	48	2,6	147	8,0
Karmøy	437	10,5	153	3,7	284	6,8
Sande (V.)	85	10,3	22	2,7	63	7,7
Lenvik	191	9,7	80	4,1	111	5,7
Levanger	181	9,7	63	3,4	118	6,3
Orkdal	121	9,7	55	4,4	66	5,3
Larvik	634	9,6	221	3,4	413	6,3
Sørfold	13	9,6	8	3,7	5	5,9
Trondheim	2087	9,6	1040	4,8	1047	4,8
Åmot	57	9,5	24	4,0	33	5,5
Drammen	1130	9,1	648	5,2	482	3,9
Hurum	103	9,1	44	3,9	59	5,2
Kristiansand	1202	9,1	632	4,8	570	4,3
Kvinnherad	148	8,9	45	2,7	103	6,2
Odda	89	8,9	48	4,8	41	4,1
Ringerike	387	8,8	155	3,5	232	5,3
Moss	487	8,6	235	4,2	252	4,5
Gjøvik	381	8,5	188	4,2	193	4,3
Meløy	74	8,5	33	3,8	41	4,7
Høyanger	39	8,3	9	1,9	30	6,4
Fredrikstad	901	8,2	448	4,1	453	4,1
Skien	619	8,1	331	4,4	288	3,8
Sarpsborg	604	8,0	326	4,3	278	3,7
Farsund	134	7,9	83	4,9	51	3,0
Halden	315	7,4	154	3,6	161	3,8
Sauda	43	7,2	25	4,2	18	3,0
Fræna	87	7,1	47	3,8	40	3,3
Hemne	43	7,0	28	4,6	15	2,4
Kvam	79	6,6	55	4,6	24	2,0
Rana	212	6,4	104	3,1	108	3,2
Sunndal	70	6,0	33	3,3	37	2,7
Meråker	17	5,7	9	3,0	8	2,7
Bamble	131	5,6	74	3,1	57	2,4
Årdal	38	5,4	27	3,8	11	1,6

Kilder: Dun &amp; Bradstreet og Foretaksregisteret

Tabell A4. **Arbeidsstrømmer 1990**

Kommune	Bruttojobb- skapingsrate. Prosent	Bruttojobb- destruksjonsrate. Prosent	Nettojobb- skapingsrate. Prosent	Bruttojobb- reallokeringsrate. Prosent	Totalstrøm av arbeidskraft. Prosent
<b>Hele landet</b>	<b>8,6</b>	<b>10,3</b>	<b>-1,7</b>	<b>18,9</b>	<b>36,8</b>
SKK-kommuner					
- gjennomsnitt	8,2	11,3	-3,0	19,5	34,2
- høyeste verdi	29,2	46,3	27,0	58,5	75,3
- laveste verdi	1,9	2,2	-34,1	7,3	16,2
Meråker	29,2	2,2	27,0	31,5	51,7
Sørfold	19,4	30,1	-10,8	49,5	75,3
Sande (V.)	14,2	4,5	9,7	18,7	26,2
Rana	12,5	6,2	6,3	18,7	30,1
Hemne	12,2	46,3	-34,1	58,5	66,7
Skien	10,7	11,6	-0,8	22,3	37,5
Meløy	10,7	9,0	1,7	19,8	31,5
Kristiansand	10,6	14,1	-3,5	24,8	40,2
Sarpsborg	10,5	11,7	-1,2	22,2	38,5
Kvinnherad	10,3	12,0	-1,7	22,3	33,0
Verran	10,3	2,2	8,1	12,5	28,8
Orkdal	9,5	42,9	-33,3	52,4	60,7
Bamble	9,1	3,8	5,3	12,9	26,6
Åmot	8,2	6,4	1,8	14,5	25,5
Odda	7,5	8,9	-1,3	16,4	53,4
Lenvik	7,5	32,3	-24,8	39,9	60,0
Larvik	7,4	6,9	0,6	14,3	28,6
Farsund	7,4	3,7	3,7	11,1	24,1
Årdal	7,2	4,5	2,8	11,7	16,2
Moss	7,1	12,8	-5,7	19,8	32,0
Sauda	6,7	8,0	-1,3	14,7	24,7
Fræna	6,6	4,4	2,2	11,0	26,4
Gjøvik	6,5	15,3	-8,8	21,8	31,5
Karmøy	6,2	8,4	-2,2	14,6	31,2
Trondheim	6,1	8,0	-1,8	14,1	32,4
Ringerike	5,8	8,3	-2,5	14,2	33,7
Fredrikstad	5,6	15,2	-9,6	20,8	33,8
Halden	5,1	6,2	-1,1	11,4	26,6
Levanger	4,7	8,0	-3,3	12,7	30,4
Drammen	4,3	12,6	-8,3	16,9	36,7
Kvam	3,7	3,7	0,0	7,3	20,8
Vefsn	3,5	4,3	-0,7	7,8	21,1
Bremanger	2,9	4,8	-1,9	7,7	19,3
Sunndal	2,6	5,5	-2,9	8,1	20,6
Høyanger	2,5	5,7	-3,2	8,2	26,1
Hurum	1,9	15,5	-13,6	17,4	29,6

Kilde: Institutt for samfunnsforskning

Tabell A5. Integrasjon med omkringliggende markeder

Kommune	Yrkesaktive med arbeidssted utenfor bostedskommune i 1993. Prosent	Avstand til nærmeste (per 1.1999):	
		by (km)	flyplass (km)
SKK-kommuner			
- gjennomsnitt	19,0	135	74
- høyeste verdi	62,2	f 660	167
- laveste verdi	2,9	0	0
Bamble	62,2	23	24
Sande (V.)	58,8	18	55
Hurum	40,6	40	83
Karmøy	38,7	f 24	18
Moss	32,8	34	112
Fræna	32,2	238	25
Fredrikstad	29,9	0	139
Skien <sup>1</sup>	29,8	0	0
Drammen	29,2	0	73
Sørfold	27,5	f 481	77
Sarpsborg <sup>1</sup>	21,1	0	138
Ringerike <sup>2</sup>	18,1	56	62
Bremanger	17,7	f 269	56
Orkdal	17,7	47	78
Lenvik	17,5	164	42
Verran	17,1	147	119
Larvik	16,9	34	23
Gjøvik	16,5	123	103
Farsund	16,5	90	16
Levanger	16,0	76	48
Meråker	12,5	79	51
Kvinnherad	12,4	108	f 105
Åmot	11,9	88	130
Hemne	11,8	105	142
Halden	11,3	29	167
Kvam	10,5	109	108
Kristiansand	9,4	0	16
Høyanger	7,2	f 165	49
Meløy	7,1	f 660	140
Sauda	6,0	f 149	124
Sunndal	5,5	184	98
Trondheim	5,4	0	30
Odda	4,4	f 157	f 165
Årdal	4,2	265	f 43
Vefsn	2,9	397	5
Rana	2,9	486	10

<sup>1</sup> Sarpsborg og Skien har innbyggertall like under 50000.

<sup>2</sup> Medregnet prosjektert vei fra Grua til Gardemoen.

"f" angir fergestrekninger.

Kilder: Stortingsmelding 1994-1995:32, NAF's veibok 1997, Luftfartsverkets internettsider

Tabell A6. **Befolkningens alderssammensetning, 1997**

Kommune	Befolkning	Aldersgruppenes andel av befolkningen i prosent						
		0-19	20-29	30-39	40-49	50-59	60-66	67+
<b>Hele landet</b>	<b>4 392 714</b>	<b>25,7</b>	<b>14,8</b>	<b>14,9</b>	<b>14,0</b>	<b>10,9</b>	<b>5,6</b>	<b>14,1</b>
SKK-kommuner	816 224							
- gjennomsnitt	22 672	25,3	14,7	14,4	14,0	11,2	5,8	14,6
- høyeste verdi	144 670	30,8	16,3	16,1	15,6	12,7	8,3	22,8
- laveste verdi	2 536	21,1	10,9	11,3	12,2	9,2	4,6	10,9
Karmøy	36 041	30,8	15,2	13,9	13,7	10,5	5,1	10,9
Fræna	9 125	29,7	14,7	13,6	14,4	10,3	4,6	12,7
Kvinnerherad	13 111	28,7	14,8	12,8	13,4	10,6	5,3	14,3
Levanger	17 369	28,7	14,2	14,1	13,8	10,4	5,4	13,4
Bamble	14 035	28,4	14,2	13,9	15,3	12,2	5,1	10,9
Meløy	6 931	28,3	14,1	13,3	12,4	10,2	6,1	15,6
Sauda	5 166	27,7	11,4	13,2	12,7	10,4	7,5	17,1
Kvam	8 555	27,7	13,2	12,2	12,8	10,7	5,7	17,8
Farsund	9 286	27,5	14,2	12,1	13,9	11,4	5,8	15,1
Kristiansand	70 069	27,3	14,7	15,2	13,5	10,3	5,8	13,1
Lenvik	11 051	27,2	15,2	13,8	13,9	11,0	5,5	13,5
Hemne	4 316	27,0	14,3	12,9	13,3	12,1	5,7	14,7
Sande (V.)	7 053	26,8	13,6	14,6	15,1	11,3	5,7	12,8
Orkdal	10 144	26,1	13,6	14,0	14,7	10,4	5,8	15,4
Sørfold	2 536	25,9	13,0	12,0	13,7	12,6	5,4	17,4
Rana	25 261	25,6	14,7	14,9	14,1	11,4	6,0	13,2
Vefsn	13 635	25,5	14,1	14,6	13,8	11,7	6,3	13,9
Larvik	39 362	25,3	13,5	13,8	14,6	11,0	6,0	15,9
Høyanger	4 799	25,0	14,4	14,8	12,4	9,2	5,4	18,8
Sunndal	7 419	24,9	13,3	14,5	13,4	10,4	6,9	16,5
Trondheim	144 670	24,9	16,3	16,1	14,1	10,7	5,1	12,7
Hurum	7 980	24,8	14,1	12,8	15,6	12,3	5,5	14,8
Skien	48 847	24,8	14,2	14,2	14,3	11,4	5,7	15,5
Bremanger	4 246	24,4	13,8	11,3	12,2	11,2	8,3	18,8
Odda	7 931	24,3	13,1	13,8	12,4	10,9	6,6	19,0
Meråker	2 643	24,3	11,5	12,1	14,3	9,5	6,4	21,8
Årdal	5 884	24,2	14,1	15,2	12,9	11,8	7,6	14,1
Halden	26 162	23,8	14,0	13,5	14,0	11,2	6,3	17,2
Verran	2 872	23,8	10,9	12,5	12,2	9,9	8,0	22,8
Sarpsborg	46 440	23,8	14,2	14,2	14,1	12,1	6,3	15,4
Ringerike	27 453	23,3	13,7	14,1	14,7	11,2	6,2	16,8
Fredrikstad	66 034	23,3	14,1	14,3	14,3	11,7	6,4	16,0
Drammen	53 141	22,8	15,2	14,4	13,7	12,1	5,9	16,0
Moss	25 524	22,8	15,5	13,6	14,0	12,7	6,4	15,1
Gjøvik	26 852	22,7	14,8	14,1	14,2	11,8	6,3	16,0
Åmot	4 281	21,1	13,0	11,8	13,9	11,0	7,3	21,8

Kilde: Statistisk sentralbyrå



Tabell A7. **Befolkning og befolkningsendring 1995-1998**

Kommune	Befolkning		Endring	Endring. Prosent
	1998	1995		
<b>Hele landet</b>	<b>4 417 599</b>	<b>4 348 410</b>	<b>69 189</b>	<b>1,6</b>
SKK-kommuner	821 810	810 206	11 604	1,4
- gjennomsnitt	22 828	22 506	322	0,0
- høyeste verdi	145 895	144 670	2 968	3,6
- laveste verdi	2 485	2 536	-227	-6,3
Sande (V.)	7 229	6 981	248	3,6
Kristiansand	70 837	68 609	2 228	3,2
Hurum	8 102	7 867	235	3,0
Moss	25 952	25 239	713	2,8
Åmot	4 444	4 328	116	2,7
Fredrikstad	66 746	65 214	1 532	2,3
Trondheim	145 895	142 927	2 968	2,1
Drammen	53 835	52 731	1 104	2,1
Halden	26 435	25 953	482	1,9
Skien	49 166	48 319	847	1,8
Larvik	39 698	39 011	687	1,8
Karmøy	36 260	35 658	602	1,7
Levanger	17 451	17 186	265	1,5
Ringerike	27 726	27 407	319	1,2
Farsund	9 344	9 238	106	1,1
Fræna	9 138	9 067	71	0,8
Lenvik	11 013	10 923	90	0,8
Sarpsborg	46 778	46 449	329	0,7
Rana	25 229	25 150	79	0,3
Hemne	4 330	4 315	15	0,3
Bamble	14 059	14 026	33	0,2
Gjøvik	26 863	26 844	19	0,1
Vefsn	13 591	13 599	-8	-0,1
Kvinnherad	13 159	13 181	-22	-0,2
Orkdal	10 145	10 175	-30	-0,3
Høyanger	4 778	4 818	-40	-0,8
Kvam	8 522	8 597	-75	-0,9
Sauda	5 155	5 226	-71	-1,4
Sunnidal	7 373	7 513	-140	-1,9
Årdal	5 815	5 936	-121	-2,0
Meløy	6 833	7 000	-167	-2,4
Odda	7 850	8 077	-227	-2,8
Bremanger	4 192	4 326	-134	-3,1
Verran	2 819	2 951	-132	-4,5
Sørfold	2 485	2 630	-145	-5,5
Meråker	2 563	2 735	-172	-6,3

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell A8. **Befolkningens utdanning, 1995**

Kommune	Prosentvis andel av befolkningen over 16 år med høyeste utdanning fra hhv.		
	grunnskole	videregående skole	universitet og høyskole
<b>Hele landet</b>	<b>27</b>	<b>53</b>	<b>20</b>
SKK-kommuner			
- gjennomsnitt	30	53	15
- høyeste verdi	44	60	26
- laveste verdi	21	45	10
Trondheim	23	51	26
Kristiansand	21	55	24
Levanger	22	56	21
Moss	29	53	19
Drammen	28	53	19
Farsund	26	58	17
Larvik	27	56	17
Fredrikstad	32	52	17
Gjøvik	31	52	17
Kvam	25	60	16
Skien	29	55	16
Bamble	30	54	16
Halden	30	53	16
Odda	29	56	15
Rana	32	53	15
Ringerike	33	52	15
Hurum	33	52	15
Karmøy	28	58	14
Kvinnherad	28	58	14
Sande (V.)	29	57	14
Sauda	29	57	14
Sunndal	29	57	14
Vefsn	29	57	14
Orkdal	30	56	14
Sarpsborg	32	54	14
Høyanger	29	58	13
Årdal	29	58	13
Lenvik	36	51	13
Hemne	32	57	11
Fræna	35	54	11
Meløy	38	51	11
Sørfold	42	47	11
Åmot	44	45	11
Meråker	36	54	10
Bremanger	37	53	10
Verran	40	51	10

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell A9. Arbeidsstyrken, 1996

Kommune	Arbeidsstyrke	Andel av befolkningen Prosent	Aldersfordeling			Kvinneandel Prosent
			20-24 år	25-49 år	50-66 år	
Hele landet	2 246 108	51,1	10,2	65,9	23,9	45,9
SKK-kommuner	410 674					
- gjennomsnitt	11 408	50,3	10,4	65,5	24,1	45,7
- høyeste verdi	76 222	55,0	12,8	67,8	30,1	47,9
- laveste verdi	1 127	40,6	8,3	57,9	21,8	41,1
Årdal	3 238	55,0	8,3	62,6	29,2	43,2
Trondheim	76 222	52,7	9,7	67,8	22,5	47,2
Høyanger	2 515	52,4	10,2	66,2	23,6	44,1
Sande (V.)	3 680	52,2	10,6	65,8	23,6	45,4
Drammen	27 499	51,8	10,2	64,1	25,7	46,9
Vefsn	7 069	51,8	8,8	65,3	25,9	44,6
Hurum	4 106	51,5	11,0	62,1	26,9	45,0
Odda	4 065	51,3	9,7	62,6	27,7	46,1
Rana	12 899	51,1	9,6	67,0	23,4	45,1
Ringerike	13 962	50,9	10,4	65,4	24,2	46,2
Gjøvik	13 642	50,8	10,5	64,2	25,4	46,2
Sunnidal	3 768	50,8	8,8	64,9	26,3	44,9
Bamble	7 079	50,6	10,8	65,4	23,8	43,2
Kvam	4 311	50,4	11,9	60,9	27,3	44,7
Kvinnherad	6 600	50,3	11,9	63,2	24,8	44,1
Hemne	2 166	50,2	11,1	61,5	27,4	41,9
Skien	24 299	49,8	10,7	64,9	24,4	46,0
Moss	12 695	49,7	11,1	63,8	25,1	45,6
Bremanger	2 106	49,6	12,0	57,9	30,1	41,1
Sarpsborg	23 048	49,6	11,3	64,6	24,1	45,3
Larvik	19 440	49,4	10,8	65,3	24,0	46,1
Kristiansand	34 634	49,4	10,6	66,1	23,3	46,2
Levanger	8 587	49,4	9,2	66,0	24,8	46,3
Fræna	4 500	49,3	11,4	65,8	22,9	42,4
Karmøy	17 710	49,1	11,6	65,7	22,7	42,5
Orkdal	4 975	49,0	10,2	66,3	23,5	46,1
Fredrikstad	32 276	48,9	10,3	66,2	23,6	45,9
Halden	12 757	48,8	10,0	64,5	25,5	44,9
Farsund	4 493	48,4	12,8	61,2	26,0	43,5
Lenvik	5 333	48,3	12,2	66,0	21,8	42,9
Meløy	3 263	47,1	10,5	64,7	24,8	43,6
Sauda	2 417	46,8	10,2	63,5	26,4	43,8
Meråker	1 202	45,5	9,6	65,3	25,1	46,5
Sørfold	1 127	44,4	9,5	65,2	25,3	42,0
Åmot	1 807	42,2	10,1	63,8	26,1	47,9
Verran	1 166	40,6	9,2	65,8	25,0	42,7

Kilder: Statistisk sentralbyrå og Frischsenteret

Tabell A10. Arbeidsledighet og vakanser

Kommune	Ledighetsrate 1996. Prosent	Endring i ledighets- rate. 1994-96. Prosentpoeng	Vakanserate 1996. $\lambda$	Endring i vakanse- rater 1995-96. $\lambda$ -poeng
<b>Hele landet</b>	<b>4,0</b>	<b>-1,0</b>	<b>4,1</b>	<b>0,4</b>
SKK-kommuner				
- gjennomsnitt	4,7	-1,3	3,7	0,3
- høyeste verdi	7,9	0,2	6,8	2,6
- laveste verdi	2,0	-3,1	1,9	-2,2
Høyanger	2,0	-0,2	5,8	-0,5
Kvam	2,4	-0,7	3,9	0,6
Fræna	2,6	-2,4	3,4	0,0
Ringerike	2,6	-1,9	3,9	0,1
Sande (V.)	3,2	-1,9	3,0	0,6
Bremanger	3,2	-0,7	2,3	0,9
Hurum	3,5	-1,8	2,1	-0,3
Farsund	3,9	-1,6	3,1	0,6
Kvinnherad	3,9	-0,2	5,3	1,7
Levanger	4,2	-1,5	3,3	-0,2
Vefsn	4,3	-0,8	3,6	-0,5
Trondheim	4,5	-1,7	4,1	0,2
Sunndal	4,5	-2,0	3,0	1,2
Orkdal	4,5	-1,7	5,7	2,6
Gjøvik	4,6	-1,5	3,9	0,8
Lenvik	4,6	-0,6	4,7	0,6
Drammen	4,7	-1,5	5,2	0,6
Kristiansand	4,7	-1,4	5,5	1,7
Odda	4,7	0,2	3,3	-0,4
Årdal	4,8	-1,3	2,9	0,4
Larvik	4,8	-0,9	3,4	-0,5
Hemne	4,8	-0,1	2,1	-0,4
Sauda	4,8	-1,2	2,2	-2,2
Fredrikstad	5,0	-1,3	4,4	0,4
Halden	5,0	-1,5	1,9	-0,2
Meløy	5,2	-0,4	4,4	0,4
Moss	5,2	-0,9	3,1	0,6
Bamble	5,2	-1,7	6,8	1,5
Karmøy	5,2	-1,3	4,4	1,6
Sarpsborg	5,3	-1,9	2,2	0,2
Skien	5,3	-1,5	4,2	0,9
Åmot	5,6	-2,4	6,6	2,6
Verran	6,8	-3,1	2,8	-1,0
Rana	6,9	-0,7	4,2	0,0
Sørfold	7,0	-1,7	1,9	-1,8
Meråker	7,9	-2,0	2,9	-0,9

Kilde: Frisch-senteret

Tabell A11. Kommunale inntekter og utgifter, kroner per innbygger, 1995

Kommune	Driftsutgifter	Skatteinntekter	Statlig rammeoverføring
<b>Hele landet</b>	<b>26 252</b>	<b>12 447</b>	<b>5 515</b>
SKK-kommuner			
- gjennomsnitt	25 090	11 389	5 814
- høyeste verdi	34 960	18 393	11 363
- laveste verdi	18 851	8 270	2 827
Karmøy	18 851	10 243	4 518
Larvik	20 206	10 006	3 787
Bamble	20 492	12 607	4 781
Sande (V.)	20 604	9 674	4 578
Farsund	21 044	12 091	4 687
Fræna	21 174	8 660	7 024
Ringerike	21 389	11 035	4 370
Skien	21 398	10 672	3 928
Hurum	22 086	10 609	4 616
Gjøvik	22 193	10 219	4 111
Orkdal	22 741	8 498	6 484
Halden	22 782	10 107	4 913
Kristiansand	22 926	11 108	2 827
Levanger	23 194	8 448	6 336
Sarpsborg	23 485	10 367	5 001
Trondheim	23 569	11 210	3 335
Drammen	23 632	11 498	3 059
Fredrikstad	23 645	10 353	4 368
Hemne	23 666	9 511	6 926
Vefsn	23 686	10 645	5 911
Rana	23 696	11 021	5 083
Kvam	24 503	9 664	7 928
Lenvik	24 705	8 270	9 323
Moss	24 805	10 560	3 683
Kvinnherad	25 508	12 043	5 821
Bremanger	26 705	12 733	7 902
Sauda	26 862	12 156	5 020
Verran	27 559	8 907	11 123
Sunnal	28 809	14 339	4 297
Meløy	29 042	13 828	8 094
Odda	30 269	15 496	4 641
Årdal	32 198	18 393	3 489
Høyanger	32 529	14 684	6 907
Sørfold	33 682	18 092	9 636
Meråker	34 648	11 243	11 363
Åmot	34 960	11 003	9 441

Kilde: Statistisk sentralbyrå

Tabell A12. **Bundne kostnader og frie inntekter per innbygger, 1993**

Kommune	Bundne kostnader	Frie disponible inntekter
<b>Hele landet</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
SKK-kommuner		
- gjennomsnitt	0,89	0,75
- høyeste verdi	1,21	1,50
- laveste verdi	0,50	0,24
Høyanger	0,93	1,50
Sunndal	0,78	1,49
Sørfold	1,12	1,42
Årdal	0,81	1,36
Odda	0,89	1,31
Sauda	0,82	1,13
Meløy	0,95	1,04
Kvinnherad	0,85	0,98
Kvam	0,89	0,91
Bremanger	1,01	0,89
Rana	0,88	0,83
Farsund	0,74	0,81
Fredrikstad	0,50	0,80
Moss	0,84	0,75
Vefsn	0,94	0,72
Karmøy	0,71	0,71
Halden	0,86	0,70
Fræna	0,82	0,69
Kristiansand	0,82	0,63
Hurum	0,85	0,61
Bamble	0,80	0,59
Verran	1,04	0,57
Åmot	1,21	0,57
Lenvik	0,95	0,56
Hemne	0,95	0,55
Sarpsborg	0,84	0,52
Sande (V.)	0,83	0,48
Drammen	0,89	0,47
Meråker	1,17	0,47
Trondheim	0,86	0,46
Skien	0,84	0,45
Levanger	0,90	0,45
Larvik	0,85	0,43
Ringerike	0,93	0,40
Gjøvik	0,96	0,36
Orkdal	0,96	0,24

Kilde: Langørgen og Aaberge (1998)

## De sist utgitte publikasjonene i serien Sosiale og økonomiske studier *Recent publications in the series Social and Economic Studies*

- 79 I. Gabrielsen: Det norske skatte-systemet 1992 The Norwegian Tax System. 1992. 175s. 115 kr. ISBN 82-537-3728-9
- 80 Einar Bowitz: Offentlige stønader til husholdninger En økonometrisk undersøkelse og modellanalyse. 1992-119s. 100 kr. ISBN 82-537-3785-8
- 81 Svein Blom, Turid Noack og Lars Østby: Giftermål og barn – bedre sent enn aldri? 1993-167s. 115 kr. ISBN 82-537-3808-0
- 82 Rolf Aaberge, Tom Wennemo: Inntektsulikhet og inntektsmobilitet i Norge 1986-1990. 1993-46s. 90 kr. ISBN 82-537-3911-7
- 83 Ingvild Svendsen: Empirical Tests of the Formation of Expectations – A Survey of Methods and Results. 1993-52s. 75 kr. ISBN 82-537-3948-6
- 84 Bjørn E. Naug: En økonometrisk analyse av utviklingen i importandelene for industrivarer 1968-1990. *An Econometric Analysis of the Development of Manufacturing Import Shares 1968-1990*. 1994-78s. 95 kr. ISBN 82-537-3955-9
- 85 Einar Bowitz og Ådne Cappelen: Prisdannelse og faktoretterspørsel i – norske næringer. *Price Formation and Factor Demand in Norwegian Industries*. 1994-177s. 125 kr. ISBN 82-537-4024-7.
- 86 Klaus Mohn: Modelling Regional Producer Behaviour – A Survey. *Modellering av regional produsentatferd – En litteraturoversikt*. 1994-71s. 95 kr. ISBN 82-537-4042-5.
- 87 Knut A. Magnussen: Old-Age Pensions, Retirement Behaviour and Personal Saving. A Discussion of the Literature. *Alderspensjon, pensjoneringsatferd og privat sparing. En diskusjon av litteraturen*. 1994-69s. 95 kr. ISBN 82-537-4050-6.
- 88 Klaus Mohn, Lasse S. Stambøl og Knut Ø. Sørensen: Regional analyse av arbeidsmarked og demografi – Drivkrefter og utviklingstrekk belyst ved modellsystemet REGARD. *Regional Analysis of Labour Market and Demography with the Model – REGARD*. 1994-165s. 125 kr. ISBN 82-537-4082-4.
- 89 Nils Martin Stølen: Wage Formation and the Macroeconomic Functioning of the Norwegian Labour Market. *Lønnsdannelse og den makroøkonomiske funksjonsmåten til det norske arbeidsmarkedet*. 1995-306s. 180 kr. ISBN 82-537-4141-3.
- 90 Øystein Kravdal: Sociodemographic Studies of Fertility and Divorce in Norway with Emphasis on the Importance of Economic Factors. *Sosiodemografiske studier av fruktbarhet og skilsmisse i Norge med vekt på betydningen av økonomiske faktorer*. 1994-267s. 155 kr. ISBN 82-537-4088-3.

- 91 Tom Kornstad: Empirical Life Cycle Models of Labour Supply and Consumption. *Empiriske livsløpsmodeller for arbeidstilbud og konsum.* 1995-115s. 110 kr. ISBN 82-537-4166-9.
- 92 H.C. Bjørnland: Trends, Cycles and Measures of Persistence in the Norwegian Economy Trender, konjunktursvingninger og varighet av sjokk i norsk økonomi. 1995. 109s. 110 kr. ISBN 82-537-4220-7
- 93 Å. Cappelen, R. Choudhury, T. Eika: Petroleumsvirksomheten og norsk økonomi 1973 1993 The Oil Industry and the Norwegian Economy 1973 1993. 1996. 128s. 110 kr. ISBN 82-537-4287-8
- 94 K.O. Aarbu, B. Lian: Skattereformen og delingsmodellen: En empirisk analyse The Norwegian tax reform and the capital income imputation method: An empirical analysis. 1996. 94s. 95 kr. ISBN 82-537-4297-5
- 95 T.J. Klette, A. Mathiassen: Vekst og fall blant norske industribedrifter: Om nyetablering, nedlegging og omstilling Growth and turnover among Norwegian manufacturing plants. 1996. 112s. 110 kr. ISBN 82-537-4298-3
- 96 K.H. Alfsen, T. Bye, E. Holmøy (eds.): MSG EE: An Applied General Equilibrium Model for Energy and Environmental Analyses. MSG EE: En anvendt generell likevektsmodell for energi og miljøanalyser. 1996. 171s. 125 kr. ISBN 82-537-4342-4
- 97 A. Barstad: Store byer, liten velferd? Om segregasjon og ulikhet i norske storbyer Big Cities, Little Welfare? Segregation and Inequality in Norwegian Cities. 1997. 153s. 125 kr. ISBN 82-537-4402-1
- 98 T.O. Thoresen: Mikrosimulering i praksis. Analyser av endring i offentlige overføringer til barnefamilier Tax Benefit Model in Use. Analysing Changes in the Public Policy towards Families with Children. 1998. 102s. 135 kr. ISBN 82-537-4527-3
- 99 K.E. Rosendahl: Social Costs of Air Pollution and Fossil Fuel Use – A Macroeconomic Approach. Samfunnsøkonomiske kostnader av luftforurensning og fossile brensler – En makroøkonomisk tilnærming. 1998. 147s. 135 kr. ISBN 82-537-4542-7
- 100R. Kjeldstad: Enslige forsørgere: Forsørgelse og levekår før og etter overgang til en ny livsfase. *Single Parents: Social and Economic Adjustment before and after Transition to single Parenthood.* 1998. 163s. xxx kr. ISBN 82-537-4548-6
- 101D. Fredriksen: Projections of Population, Education, Labour Supply and Public Pension Benefits. Analyses with Dynmaic Microsimulation Model MOSART *Framskrivinger av befolkning, utdanning, arbeidsstyrke og folketrygdens pensjonsutgifter. Analyser utført med mikrosimuleringsmodellen MOSART.* 1998. 123s. 135 kr. ISBN 82-537-4572-9