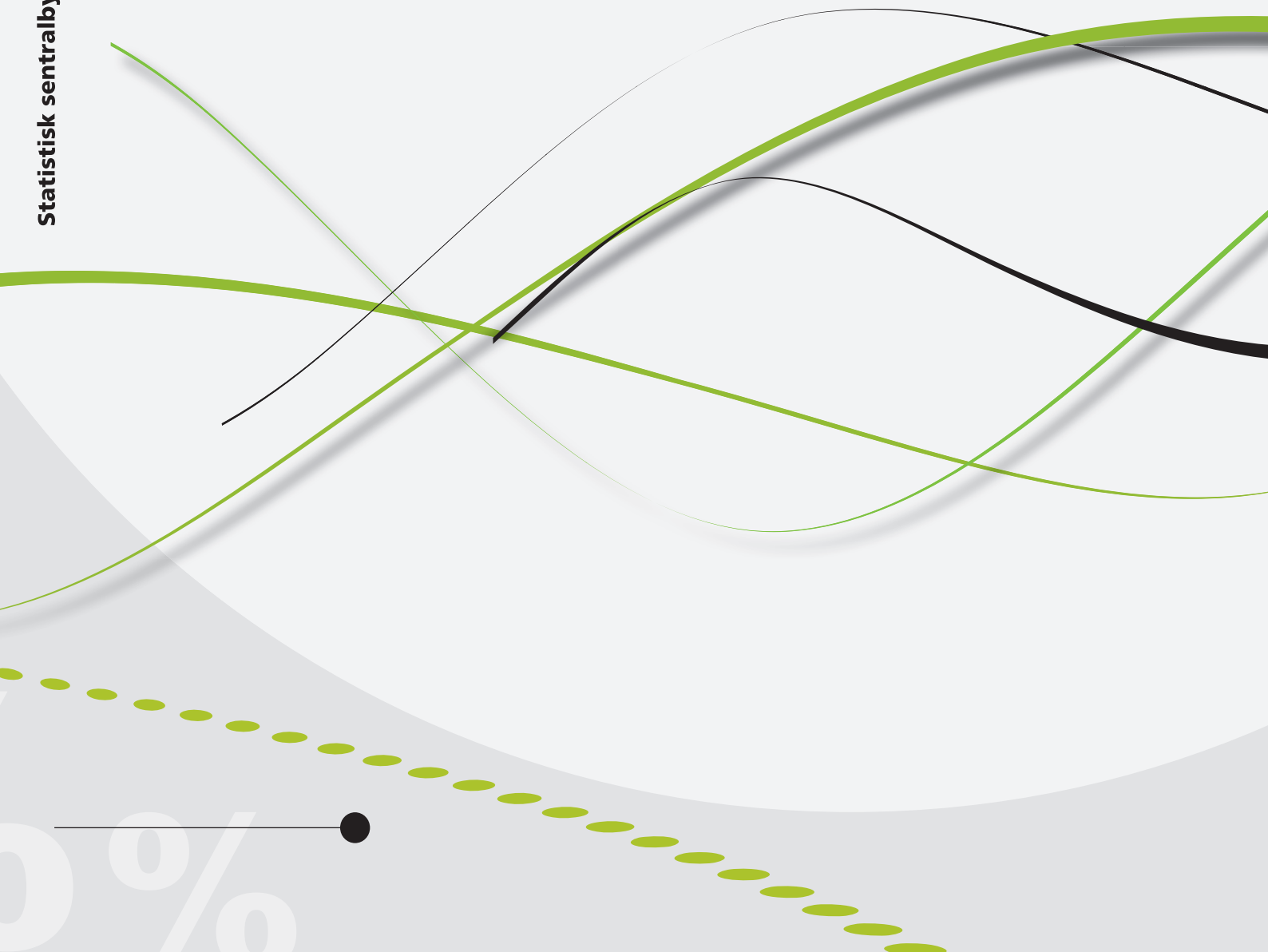




*Mads Greaker*

## **Kapitalavkastning og ressursrente i kraftsektoren**





*Mads Greaker*

## **Kapitalavkastning og ressursrente i kraftsektoren**

I serien Rapporter publiseres analyser og kommenterte statistiske resultater fra ulike undersøkelser. Undersøkelser inkluderer både utvalgsundersøkelser, tellinger og registerbaserte undersøkelser.

© Statistisk sentralbyrå  
Ved bruk av materiale fra denne publikasjonen skal Statistisk sentralbyrå oppgis som kilde.

Publisert 28. november 2016

ISBN 978-82-537-9424-2 (trykt)  
ISBN 978-82-537-9425-9 (elektronisk)  
ISSN 0806-2056

<b>Standardtegn i tabeller</b>	<b>Symbol</b>
Tall kan ikke forekomme	.
Oppgave mangler	..
Oppgave mangler foreløpig	...
Tall kan ikke offentliggjøres	:
Null	-
Mindre enn 0,5 av den brukte enheten	0
Mindre enn 0,05 av den brukte enheten	0,0
Foreløpig tall	*
Brudd i den loddrette serien	—
Brudd i den vannrette serien	
Desimaltegn	,

## Forord

Denne rapporten drøfter ulike aspekter ved kraftsektoren, særlig:

- Betydning av kraftsektoren for verdiskapingen i norsk økonomi, både direkte i kraft av seg selv og indirekte som elektrisitetssleverandør til norsk industri.
- Den historiske avkastningen i den norske kraftsektoren, med fokus på hvordan denne har endret seg over tid.
- Faktorer som er av særlig betydning for verdiskapingen i kraftsektoren framover

Arbeidet er finansiert av Olje- og energidepartementet

Statistisk sentralbyrå, 1. mai 2016

Torbjørn Hægeland

## Sammendrag

Siden begynnelsen av 1990 tallet har det skjedd store endringer i rammebetingelsene for kraftsektoren. Markedet ble deregulert i 1991, noe som antagelig har medført at kraftselskapene har hatt mer fokus på lønnsomhet. Videre har Norge, Sverige, Finland og Danmark dannet en felles kraftbørs. Norge har også bygget (og planlegger å bygge) flere direkte overføringskabler til kontinentet. Kraftprisene i Norge vil dermed knyttes tettere til markedsforholdene i resten av Europa.

Fordi kraftsektoren i Norge i all hovedsak baserer seg på en naturressurs dvs. vannets fallenergi, vil inntektene i sektoren kunne være vesentlig høyere enn kostnadene. Denne merverdien blir kalt ressursrenta. Ressursrenta kan i prinsippet skattlegges av det offentlige uten samfunnsøkonomiske kostnader. I denne rapporten analyserer vi utviklingen i ressursrenta i kraftsektoren i perioden 1984 til 2013 i lys av de store endringene i rammebetingelsene for kraftsektoren, og vi drøfter hva som vil skje med ressursrenta framover mot 2020 og 2030.

Ressursrenta økte kraftig rundt år 2000, og har siden ligget på et vesentlig høyere nivå enn på 1990-tallet. Våre tall indikerer at det særlig er økte elektrisitetspriser som har drevet økningen i ressursrenta. Prisene avhenger i dag i stor grad av hva som skjer i Europa, spesielt prisen på andre energibærere som kull og prisen på utslippskvoter for klimagasser. Det har også vært produktivitetsøkninger i kraftsektoren fra ca. 1990 som kan skyldes dereguleringen i 1991. I den grad produktivitetsøkningen fortsetter, vil det øke ressursrenta ytterligere, men historisk ser effekten ut til å være liten i forhold til impulsen fra kraftprisene.

Ved å sammenligne kapitalavkastningsrater for ulike sektorer i Norge ser vi at det ikke er slik at høy avkastning i industrien betyr lav avkastning i kraftsektoren og vice-versa. I perioden 2000 til 2008 har begge sektorer stigende og etter hvert svært høy avkastning. Avkastningen til kraftsektoren har mindre varians enn avkastningen til industrien noe som tyder på at risikoen er høyere i industrien enn i kraftsektoren.

Kraftprisene, og dermed ressursrenta, falt betydelig i 2012. På kort til mellom lang sikt ser det ikke ut til at kraftprisene vil stige igjen pga. flere faktorer; rask utbygging av ny, subsidiert, fornybar kraft, lave priser på andre energibærere og lave kvotepriser i EU ETS. På lenger sikt, derimot, forventer vi at kraftprisene vil stige igjen. Dette begrunner vi med EUs mål om 43 prosent reduksjon av utslippene i EU ETS fra 1990 nivå innen 2030 som vil måtte føre til vesentlig økte priser på utslipp i EU.

## Abstract

Since the beginning of the 1990s, there have been major changes in the regulatory framework for the Norwegian electricity sector. The home market was deregulated in 1991, which presumably meant that power companies shifted their focus away from security of supply to profitability. Furthermore, Norway, Sweden, Finland and Denmark formed a common power exchange. Norway has also built (and plans to build) more direct transmission cables to the continent. Electricity prices in Norway will thus be more closely linked to market conditions in the rest of Europe.

Because the power sector in Norway is mainly based on hydropower - a natural resource - the earnings in the sector could be significantly higher than the costs. This added value is called resource rents. Resource rents can in principle be taxed by the government, and used for other good causes without impeding efficiency. In this report we look at developments in resource rents in the Norwegian power sector during the period 1984 to 2013 in light of the major changes in the regulatory framework for the electricity sector. Moreover, we try to predict what will happen with the resource rents in the medium to longer term.

Resource rents rose sharply around 2000, and have since remained at a significantly higher level than in the 1990s. Our figures show that it is particularly the increased electricity prices which have driven the increase in resource rents. Prices depend today largely on what happens in Europe, especially the price of other energy sources such as coal and the price on emission allowances for greenhouse gases. There have also been increases in productivity in the power sector from around 1990, which may be due to the market deregulation in 1991. To the extent that productivity growth continues, it will increase resource rents further, but historically the effect seems to be small compared to the impact of increased electricity prices.

By comparing the rates of return on capital for different sectors in Norway, we also note that apparently there is little negative correlation between the rate of return in the industry and the rate of return in the power sector despite electricity being a vital input to many Norwegian industries. From 2000 to 2008, both sectors experienced rising and eventually, very high returns. It is also the case that the return to capital in the power sector has less variance than the return to capital in the industry, which indicates that the risk is higher in manufacturing than in the power sector.

Power prices, and thus resource rents, declined significantly in 2012. In the short to medium term, it does not appear that electricity prices will rise again due to several factors; rapid development of new renewable energy, low prices for coal and low quota prices in the EU ETS. In the longer term, however, we expect that electricity prices will rise again. We justify this with the EU target of 43 per cent reduction of green house gas emissions in the EU ETS from 1990 levels by 2030, which will have to lead to significantly higher prices of emissions in the EU

## Innhold

<b>Forord</b> .....	<b>3</b>
<b>Sammendrag</b> .....	<b>4</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>5</b>
<b>1. Innledning</b> .....	<b>7</b>
<b>2. Noen fakta om kraftsektoren</b> .....	<b>8</b>
<b>3. Kapitalavkastningen i kraftsektoren</b> .....	<b>11</b>
<b>4. Betydningen av kraftsektoren for verdiskapingen i andre sektorer</b> .....	<b>13</b>
<b>5. Ressursrenta i kraftsektoren fra 1984 til 2013</b> .....	<b>15</b>
<b>6. Drøfting av resultatene</b> .....	<b>19</b>
6.1. Dereguleringen av markedene .....	19
6.2. Økte priser i kraftmarkedet.....	20
6.3. Økte muligheter for eksport.....	22
<b>7. Utsiktene fremover</b> .....	<b>23</b>
<b>8. Konklusjon</b> .....	<b>25</b>
<b>Referanser</b> .....	<b>26</b>
<b>Vedlegg A: Noen viktige definisjoner</b> .....	<b>27</b>
<b>Figurregister</b> .....	<b>28</b>
<b>Tabellregister</b> .....	Feil! Bokmerke er ikke definert.



## 1. Innledning

Verdiskapingen i kraftsektoren kan måles ved å se på bruttoproduktet i sektoren. Bruttoproductet tilsvarer salgsverdien til sektoren minus utgifter til alle andre innsatsfaktorer enn arbeid og kapital. Bruttoproductet reflekterer dermed hva som er igjen til å avlønne arbeidskraften og kapitalinnsatsen inklusive kapitalslitet. Summen av bruttoproduktet i alle sektorer er lik bruttonasjonalproduktet (BNP). Bruttoproductet i en sektor sier dermed også noe om hvor mye sektoren bidrar til BNP.<sup>1</sup>

I følge nasjonalregnskapet (NR) for 2013 utgjorde kraftsektorens bruttoprodukt 2 prosent av BNP i Norge. Da er også gass- og varmtvannsforsyning inkludert siden dette er slått sammen med kraftproduksjon og strømforsyning i NR. Til sammenligning utgjorde «utvinning av råolje og naturgass» 22 prosent av BNP og «industri» 7 prosent av BNP. På den annen side inneholder kategorien «industri» et større spenn av ulike typer bedrifter.

Antall sysselsatte i kraftsektoren som andel av samlet sysselsetning i Norge er lavere enn kraftsektorens andel av BNP. I 2013 sto sektoren for 0,5 prosent av sysselsettingen, mens industrien og olje- og gassutvinning sto for henholdsvis 9 prosent og 1 prosent av sysselsettingen. Mesteparten av sektorens omsetning foregår videre i Norge gjennom salg av elektrisk kraft til industri, husholdninger og tjenesteproduksjon. Av Norges eksportverdi i 2012 utgjorde eksport av elektrisk kraft 0,4 prosent, mens f.eks. råolje og naturgass utgjorde 51 prosent.

Kraftsektoren er først og fremst en spesiell næring i den forstand at kapital anvendt i sektoren kan gi en avkastning utover det man kan forvente i andre næringer. Kraftsektoren i Norge baserer seg på en naturressurs - vannets fallenergi - som brukerne i utgangspunktet ikke trenger å betale for. Dermed vil bruttoproduktet i sektoren kunne være vesentlig høyere enn normal avlønning av arbeidskraften og kapitalinnsatsen. Denne *merverdien* blir kalt ressursrenta. Ressursrenta kan i prinsippet skattlegges av det offentlige uten samfunnsøkonomiske kostnader, se f.eks. Bye og Fjærli (1996).

Bye, Bergh og Holstad (2010) framhever at kraftmarkedet har gjennomgått flere store endringer fra begynnelsen av 1990-tallet som alle har kunnet påvirke ressursrenta:

- Markedet ble deregulert i 1991. Videre dannet Norge og Sverige en felles kraftbørs i 1996 som Finland koblet seg på i 1998 og Danmark i 2000.
- Norge bygget direkte overføringskabel til Nederland i 2008 (NorNed). Videre planlegges det bygging av kabel til Tyskland (2018) og til Storbritannia (2020).
- I 2005 innførte EU handel med kvoter for klimagassutslipp, og påla blant annet kraftprodusentene å ha kvoter tilsvarende utslippene noe som gjør det dyrere å produsere kraft fra gass, olje og kull.
- Fornybar energi subsidieres i flere europeiske land, og i 2012 innførte Norge og Sverige et felles grønt sertifikat marked som også innebærer støtte til fornybar energi.

I denne rapporten ser vi på utviklingen i ressursrenta i kraftsektoren i perioden 1984 til 2013 i lys av disse endringene. Ressursrenta er lik overskuddet i sektoren når alle kostnader til å produsere kraften er trukket fra - også kostnaden ved å benytte kapital i sektoren. Ressursrenta er dermed et mål på hvor verdifull

---

<sup>1</sup> Siden bruttoproduktet omfatter kapitalslitet, kunne et vi alternativt ha brukt nettoproduktet, som er bruttoproduktet minus kapitalslitet, som et mål på verdiskapingen. Imidlertid, siden BNP er mer innarbeidet enn NNP (nettonasjonalproduktet), bruker vi bruttoproduktet her.

naturressursen er i seg selv, dvs. nåverdien av den fremtidige strømmen av ressursrente vil være lik verdien av naturressursen.

I rapporten sammenligner vi også lønnsomheten i kraftsektoren med lønnsomheten i andre sektorer. Da er det mer hensiktsmessig å bruke kapitalavkastningen. Denne er lik overskuddet i sektoren før kostnaden ved å benytte kapital er trukket fra dividert med kapitalbeholdningen. Høy kapitalavkastning indikerer at sektoren er et attraktivt sted å investere for private aktører og for samfunnet. På den annen side baserer kraftsektoren seg på en naturressurs med begrenset utbredelse slik at investeringsmulighetene også er begrensede.

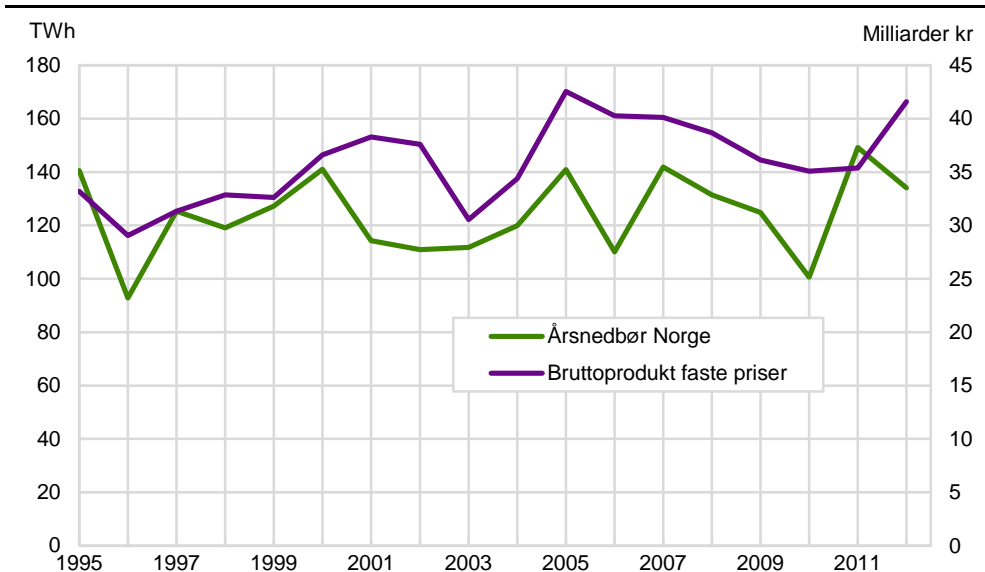
Resten av rapporten er bygget opp på følgende måte: I kapittel 2 og 3 sammenligner vi kapitalavkastningen i kraftsektoren med noen utvalgte andre sektorer og gjennomsnittet for Fastlands-Norge. Videre i kapittel 4 diskuterer vi betydningen av kraftsektoren som en viktig innsatsfaktor for deler av norsk industri. I kapittel 5 beregner vi ressursrenta i kraftsektoren, og sammenligner den med ressursrenta i andre sektorer basert på naturressurser både i og utenfor Norge. Våre resultater viser at ressursrenta og avkastningen i kraftsektoren har økt betydelig fra begynnelsen av 2000-tallet. I kapittel 6 diskuterer vi ulike årsaker til denne endringen; dereguleringen i 1991, og økte muligheter for eksport. Med utgangspunkt i funnene i kapittel 6, drøfter vi i kapittel 7 mulighetene for ressursrenta fremover. Så i kapittel 8 konkluderer vi.

## 2. Noen fakta om kraftsektoren

Kraftsektoren i NR består av anlegg som produserer elektrisitet vha. vannets fall energi, strømforsyning og gass- og varmtvannsforsyning. Gass- og varmtvannsforsyning utgjør en ubetydelig del av bruttoproduktet. Strømforsyning tas hånd om nettselskapene til regulerte priser dvs. nettleien. Svingninger i bruttoproduktet skyldes derfor i all hovedsak faktorer knyttet til omsetning av elektrisitet i engrosleddet.

Produksjonen avhenger av hvor mye nedbør som faller i løpet av året, og denne kan svinge ganske mye. I figur 2.1 har vi plottet nedbør (fra NVE), og bruttoproduktet i sektoren i faste 2005-priser. De to grafene følger hverandre ikke helt, korrelasjonskoeffisienten er 0,40, noe som blant annet skyldes at vann kan spares mellom år i vannmagasinene.

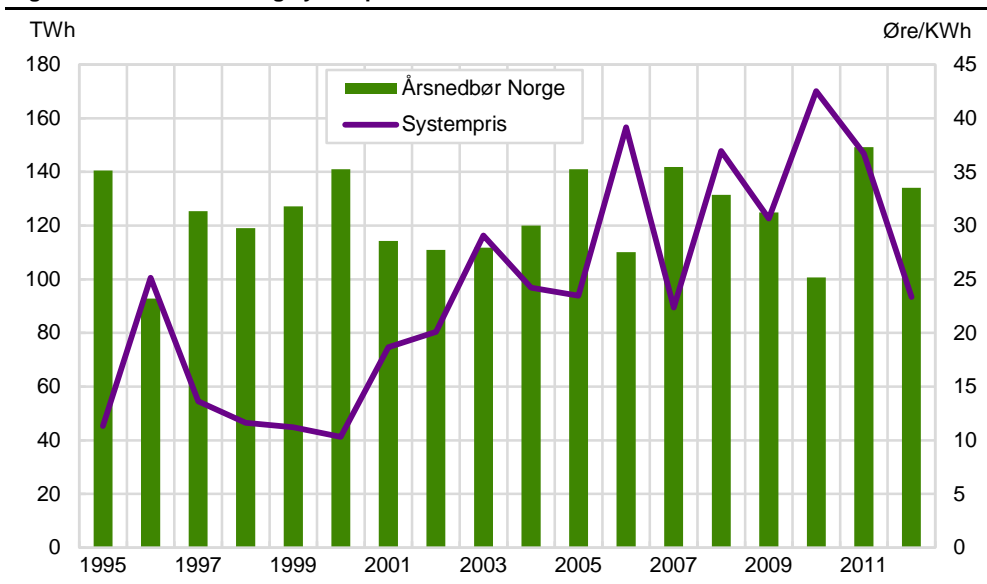
Figur 2.1 Årsnedbør i Norge fra 1995-2012



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Dersom Norge ikke hadde noen kraftutveksling med utlandet ville vi forvente en negativ samvariasjon mellom årsnedbør og kraftpriser dvs. høy årsnedbør gir lave kraftpriser og *vice versa* (se for eksempel Bye, Bergh og Holstad, 2010). Økt handel med utlandet vil svekke denne sammenhengen fordi økt produksjon av elektrisk kraft som skyldes høy årsnedbør vil kunne selges til utlandet til tilnærmet faste priser, og således ikke føre til prisfall i Norge. I figur 2.2 ser vi nærmere på sammenhengen mellom årsnedbør og systempris<sup>2</sup>:

**Figur 2.2**    Årsnedbør og systempris 1995-2012



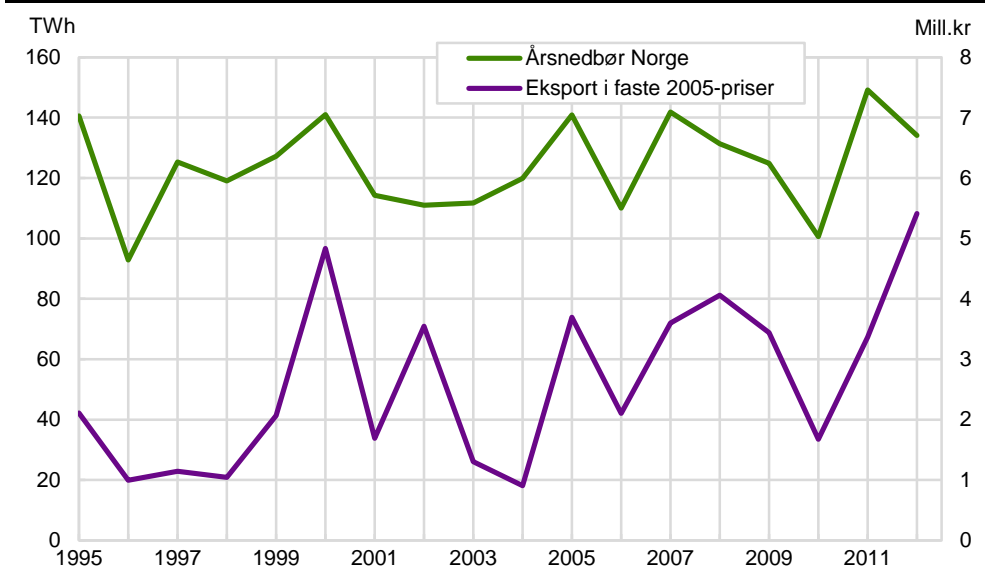
Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Korrelasjonskoeffisienten mellom årsnedbør og systempris er -0,26. Våre tall viser altså at det fortsatt er en negative samvariasjon mellom årsnedbør og systempris. Dette skyldes blant annet kraftsalget til utlandet støtet på kapasitetsskranke i overføringsnettet (Bye og Strøm, 2008). Se spesielt på årene 1995-1997, 2005-2007 og 2009-2011 hvor den negative samvariasjonen er veldig tydelig. Det er derfor ikke slik at høy nedbør automatisk gir høy ressursrente, og *vice versa*. Høy nedbør og høy produksjon vil fortsatt kunne senke prisene som oppnås for kraften. Ellers ser vi at systemprisen på Nord Pool stort sett var stigende fra år 2000. Dette kan forklares med økende priser på andre energibærere: Kullprisen steg med mer enn 50 prosent i denne perioden, og olje- og gassprisene steg kraftig fra rundt år 2004. Siden mye av kraftproduksjonen i Europa kommer fra kull, er spesielt denne prisen viktig ( se f.eks. Econ Pöyry – Thema, 2010).

Selv om høy nedbør fortsatt ser ut til å senke prisen på kraft i Norge noe, henger høy årsnedbør sammen med høy eksport. I figur 2.3 ser vi på dette.

<sup>2</sup> Kraftbørsen Nordpool fastsetter en pris på elektrisitet på timesbasis dvs. systemprisen. Månedsprisen er gjennomsnittet av systemprisene for en måned, mens årsprisen vi buker i denne rapporten er gjennomsnittet av de 12 månedsprisene.

Figur 2.3 Eksport og årsnedbør 1995-2012



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Kurvene følger hverandre ikke helt noe som bla. reflekterer at vann kan spares fra et år til et annet, og at prisforventningene om fremtidige perioder avgjør i hvilken utstrekning man vil spare. Korrelasjonskoeffisienten mellom årsnedbør og eksport er 0,61. Uansett, svingningene i eksporten har høyst sannsynlig dempet prisutslagene vi ser i figur 2.2.

### 3. Kapitalavkastningen i kraftsektoren

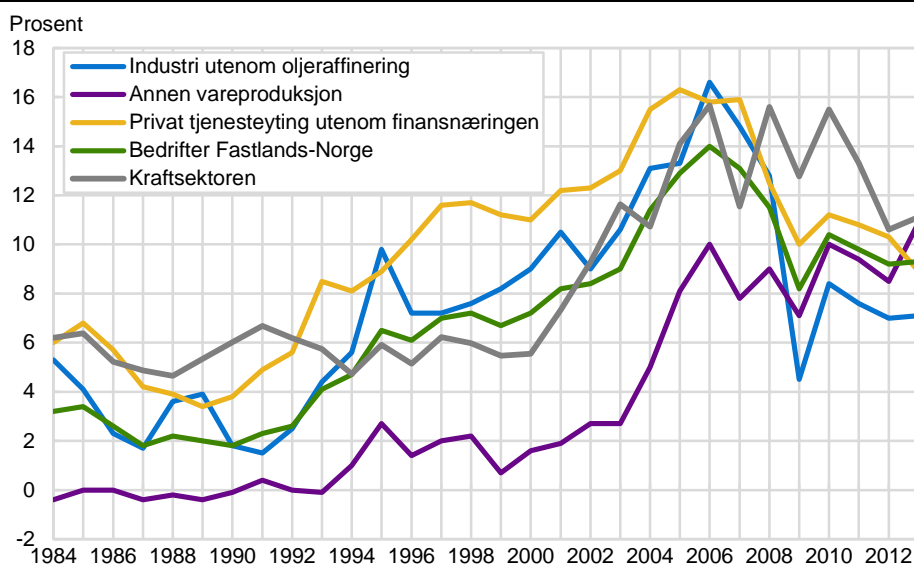
En positiv ressursrente i kraftsektoren vil framkomme som en ekstraordinært høy kapitalavkastningsrate, og for å sammenligne kraftsektorene med andre sektorer i Norge benytter vi kapitalavkastningsraten for ulike aggregater av norsk økonomi. Først finner vi kapitalavkastningen i kraftsektoren ved å ta utgangspunkt i bruttoproduktet til kraftsektoren. Bruttoproductet er definert som:

- Basisverdi + Produktspesifikke skatter -Produktspesifikke subsidier – produktinnsats
- Kapitalavkastningen er da gitt som:
- $(\text{Bruttoproduct} - \text{lønnskostnader} - \text{kapitalslit}) / (\text{kapitalbeholdningen})$

Alle tallene her hentet fra nasjonalregnskapet (NR) som beskrevet senere i kapittel 5 om ressursrenta.

Avkastningsratene for industrien er hentet fra Økonomiske Analyser 1-2014 (ØA). For å beregne avkastningen i industrien har man her tatt utgangspunkt i driftsresultatet for en sektor slik det er gjengitt i NR. Legg merke til at driftsresultatet i NR er ikke det samme som det private overskuddet i bedriftene før skatt. I NR beregnes kapitalslitet basert på en vurdering av den reelle svekkelsen av kapitalutstyret. Dette kan avvike fra den skattemessige avskrivningen bedriftene bruker. Videre korjurerer SSB driftsresultatet i NR ved å trekke fra eiernes egeninnsats i bedriftene som en lønnskostnad selv om det ikke er utbetalt lønn for denne innsatsen.

Figur 3.1 Kapitalavkastningsrater



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

I figur 3.1 sammenligner vi avkastningsraten i kraftsektorene med i) avkastningen i industrien, ii) annen vareproduksjon, iii) bedrifter i fastlands-Norge generelt og iv) privat tjenesteyting. I Finansdepartementet veileder til nytte-kostnadsanalyse anbefaler Finansdepartementet at man bruker et avkastningskrav på 4 prosent ved offentlige investeringer (se f.eks. Finansdepartementet, 2005). Fra figuren ser vi at kraftsektoren sammen med kategoriene i), iii) og iv) i store deler av perioden har en høyere avkastning enn avkastningskravet på 4 prosent. Avkastningsratene i figur 3.1 er imidlertid gjennomsnittstall for hele sektoren, og avkastningsraten på det marginale prosjektet innenfor hver sektor er høyst sannsynlig lavere.

Industrien som det er spesielt interessant å sammenligne med, har en høy avkastning fra midt på 90-tallet, og frem til finanskrisen slår inn i 2008. Den høye

avkastningen i industrien blir forklart med flere faktorer; skattereformen i 1992 som kan ha minsket antallet skattemotiverte investeringer, en avskalling av de minst lønnsomme industribedriftene som følge av innfasing av petroleumsinntekter og økt konkurranse fra prosjekter med høy avkastning i utlandet som følge av globalisering (Økonomiske Analyser 1-2014). Det er også grunn til å tro at den kraftige forbedringen i Norges bytteforhold med utlandet på 2000-tallet har drevet kapitalavkastningsratene i den eksportbaserte industrien oppover.

For det andre ser vi at kraftsektoren frem til finanskrisen har en forholdsvis lik avkastning som kategorien «bedrifter i Fastlands-Norge». Deretter gjør kraftsektoren det noe bedre.

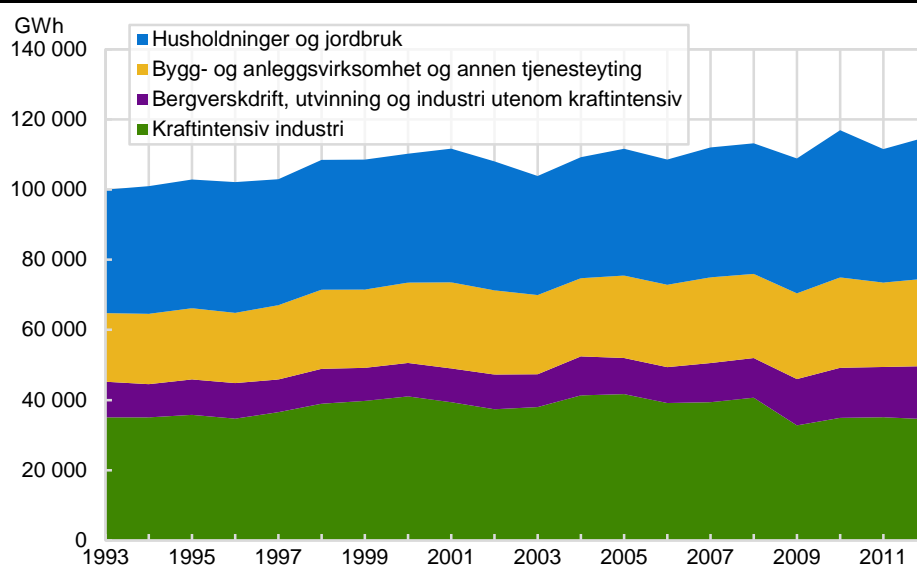
For det tredje, ser vi at det ikke er slik at høy avkastning i industrien betyr lav avkastning i kraftsektoren og *vice versa*. Dette kunne ha vært tilfellet siden kraftsektoren, som vi skal se, produserer en viktig innsatsfaktor for industrien. Korrelasjonskoeffisienten mellom de to kapitalavkastningsratene er 0,65. I perioden 2000 til 2008 har begge sektorer stigende og etter hvert svært høy avkastning. I denne perioden var verdensøkonomien inne i en god utvikling med stigende priser på industriens eksportvarer og høye kraftpriser i EU.

Til slutt, avkastningsraten vi måler ut fra NR er høyere enn forventet avkastning da beregningsmetoden ikke tar hensyn til konkurrisikoen. Når en bedrift går konkurs, tapere eierne hele egenkapitalen. Dette tapet framkommer ikke i våre NR tall. Dersom man tar hensyn til at det er en viss sannsynlighet for å gå konkurs, er altså forventet avkastning lavere enn vår beregnede avkastning. I våre tallserier er standardavviket i avkastningen til kraftsektoren er 3,73, mens standardavviket i avkastningen til industrien er 4,06. Det kan tyde på at risikoen er noe høyere i industrien enn i kraftsektoren, noe som delvis kan skyldes at pris og volum i kraftsektoren er negativt korrelert, se figur 2.2.

## 4. Betydningen av kraftsektoren for verdiskapingen i andre sektorer

I Norge har det vært en pågående diskusjon om man skal maksimere ressursrenta i kraftsektoren eller om man skal la norsk industri direkte få ta del i ressursrenta gjennom lave kraftpriser (Bye og Strøm, 2008). Med begrensede muligheter til å overføre kraft til utlandet, vil markedsprisen på strøm i Norge kunne bli lavere enn i utlandet pga. våre naturgitte fordeler til å produsere billig vannkraft. God tilgjengelighet på elektrisk energi kan dermed ha ført til at Norge har spesialisert seg på energiintensiv produksjon i tråd med Heckscher-Ohlin teorien om kilder til komparative fortrinn (se f.eks. Norman, 1993).<sup>3</sup> I gjennomsnitt står kraftintensiv industri for om lag en tredjedel av kraftforbruket. Etter finanskrisen falt andelen markant dvs. før finanskrisen sto kraftintensiv industri stått for i gjennomsnitt 35 prosent av kraftforbruket, mens den etter finanskrisen har stått for i gjennomsnitt 29 prosent av kraftforbruket.

Figur 4.1 Fordeling av kraftteterspørselen GWh

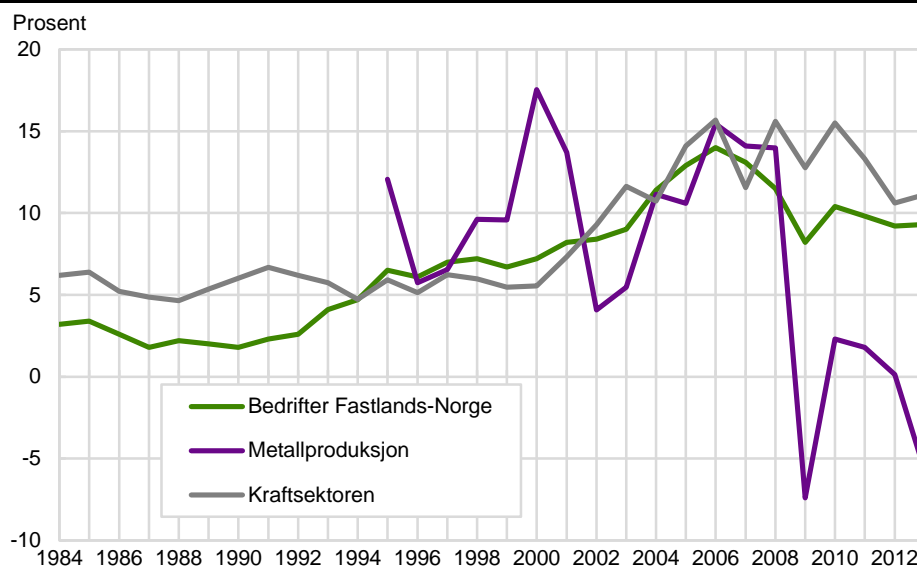


Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Vi ser av figuren at kraftsektoren også bidrar til verdiskapingen i bygg- og anleggssektoren samt annen tjenesteyting, og i annen industri. Husholdningene står dessuten for omtrent en tredjedel av kraftteterspørselen.

Selv om kraftsektoren bidrar til verdiskapingen i energiintensiv industri gjennom å selge kraft til denne industrien, betyr teorien om komparative fortrinn ikke at denne industrien bør få kraft på spesielt gunstige vilkår ettersom mulighetene for å selge elektrisk kraft til utlandet øker. Dette har til dels likevel vært tilfelle historisk (Bye og Strøm, 2008). Det kan derfor tenkes at kapitalavkastningen i kraftsektoren kunne ha vært høyere, og at det er negativ samvariasjon mellom kapitalavkastningen i metallindustrien og kraftsektoren. Nedenfor ser vi på kapitalavkastningen i metallindustrien som utgjør en viktig del av energiintensiv industri sammenlignet med kraftsektoren og bedrifter i Fastlands-Norge.

<sup>3</sup> Heckscher-Ohlin teorien predikerer imidlertid at i en langsiktig likevekt vil faktorprisene utjevnes dvs. selv om det ikke er handel med elektrisitet, så vil elektrisitetsprisene være like mellom land. Lavere kraftpriser i Norge enn i utlandet er derfor ikke nødvendig for at Norge skal ha komparative fortrinn i energiintensiv industri.

**Figur 4.2 Kapitalavkastning i metallindustrien**

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Tidsserien for metallproduksjon er ikke fullstendig (NR tallene er under revisjon), men vi ser at kapitalavkastningen i denne industrien er langt mer variabel (standardavviket er på 6,95), og at den siden finanskrisen i 2008 har vesentlig under kapitalavkastningen i kraftsektoren og gjennomsnittsavkastningen for bedrifter i Fastlands-Norge. Også for metallindustrien legger vi merke til at i perioden 2000 til 2008 vokser avkastningen tilnærmet parallelt med avkastningen i kraftsektoren. Korrelasjonskoeffisienten mellom kapitalavkastningen i metallproduksjon og kapitalavkastningen i kraftsektoren for denne perioden er 0,24, mens den for hele perioden 1995 til 2013 er -0,19. Tallene gir mao. ikke et entydig bilde når det gjelder i hvilken grad høy avkastning i metallproduksjon betyr lav avkastning i kraftsektoren og vice-versa.



## 5. Ressursrenta i kraftsektoren fra 1984 til 2013

Ressursrenta er den inntekten fra en naturressurs som blir igjen etter at alle utgifter til framskaffelse og salg av naturressursen er trukket fra. Ressursrenta er altså det man tjener utover det man normalt ville ha tjent ved å investere realkapital og arbeidskraft i andre virksomheter.

Det er flere forklaringer på at naturressurser kan gi positiv ressursrente. Utgangspunktet for alle forklaringene er at naturressurser har en begrenset tilgang (se Brekke og Lurås i Brekke et al. 1997). Det betyr at man kan oppnå positiv profitt på grunnlag av en naturressurs over lengre tid, uten at nye tilbydere vil etablere seg. Eller sagt på en annen måte, den begrensede tilgangen hindrer fri etablering som ellers ville ha presset overskuddet fra driften ned mot normal avkastningen på kapital. På den annen side trenger ikke alle naturressurser å gi positiv ressursrente. I noen tilfeller kan det simpelthen være for kostbart å utvinne ressursen i forhold til markedets betalingsvilje. I andre tilfeller kan måten uttaket av ressursen er organisert på medføre for høye kostnader, og et uhensiktsmessig nivå på uttaket slik at renta blir null.

Verdikjeden i kraftsektoren består av kraftproduksjon, overføring av kraft over store avstander og lokal kraftdistribusjon. De to siste leddene er monopol tjenester med regulerte inntektsforhold som tilsier at de ikke skal ha en avkastning utover normalavkastningen. Det er derfor i kraftproduksjonsleddet vi vil forvente at en eventuell ressursrente vil oppstå. Likevel fordi verdikjeden henger så nøye sammen, har vi valgt å se på kraftsektoren under ett.

I litteraturen finnes det flere definisjoner av ressursrente. Siden vi baserer oss på tall fra nasjonalregnskapet (NR), bruker vi Eurostats definisjon av ressursrente (se Greaker, Løkkevik og Walle, 2005):

Ressursrente =

+ i) Basisverdi

+ ii) Produktspesifikke skatter

- iii) Produktspesifikke subsidier

- iv) produktinnsats

- v) lønnskostnader

- vi) normalavkastningen på kapitalen i næringen

- vii) kapitalslit

- iix) ikke-næringsspesifikke skatter fratrukket ikke-næringsspesifikke subsidier

Beregningsperioden er fra 1984 til 2013. Alle tall er inflasjonsjustert til 2013-priser for å kunne sammenligne de ulike årene. Siden vi er interessert i kjøpekraften av ressursrenta, har vi brukt en egen *forbruksindeks* ved deflateringen. Denne forbruksindeksen er et veid gjennomsnitt av konsumprisindeksen og indeksen for offentlig konsum da konsumprisindeksen bare omfatter konsumvarer (se Greaker, Løkkevik og Walle, 2005, for mer om dette).

Normalavkastningen på kapital tar utgangspunkt i Finansdepartementets veileder for Nytte-Kostnadsanalyse (Finansdepartementet, 2005). Årlig kapitalkostnad blir satt til 4 prosent av kapitalbeholdningen. Kapitalslitet tar vi direkte fra NR. Lønnskostnadene skal reflektere arbeidskraftens alternative anvendelsesverdi. For å beregne lønnskostnadene benytter vi totale timeverk for lønnstakere og selvstendige fra NR. Deretter beregner vi en gjennomsnittlig timelønnsats ved å ta lønnskostnadene for Fastlands-Norge dividert med antall timeverk for lønnstakere i

Fastlands-Norge.<sup>4</sup> Så for å finne lønnskompensasjonen har vi multiplisert denne timelønnsatsen med totale timeverk.<sup>5</sup>

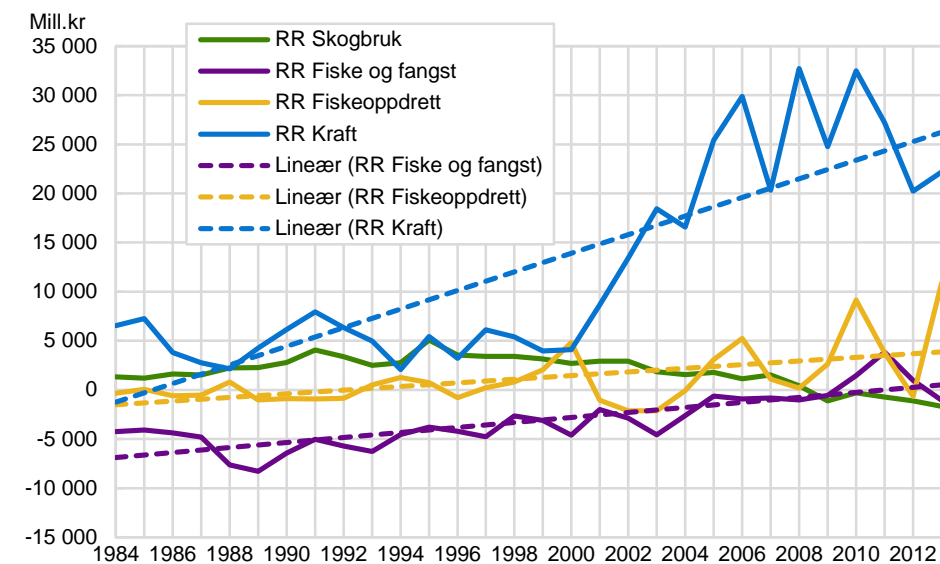
NR skiller mellom i) produktspesifikke skatter/subsidier, ii) næringsspesifikke skatter/subsidier og iii) ikke-næringsspesifikke skatter/subsidier.

I beregningen av ressursrenta skal vi ta med de produktspesifikke skattene og -subsidiene. Dette er skatter/subsidier som er lagt direkte på produktet. Skattene skal legges til, mens subsidiene skal trekkes fra. Dette fordi en produktspesifikk skatt kan ses på som en del av betalingen dvs. verdsetningen av godet, mens en produktspesifikk subsidie kan ses på som en del av kostnaden ved godet. F.eks. var det "Produksjonsavgift på elektrisk kraft" i perioden 1993-1997.

Når det gjelder de næringsspesifikke skattene/subsidiene, er dette skatter/subsidier som følger næringen og ikke enkelt produkter dvs. de ilegges/gis uavhengig av produksjonsvolumet. Ifølge Eurostats definisjon av ressursrente skal det ikke tas hensyn til næringsspesifikke skatter/subsidier ved beregning av ressursrenta. Noen næringsspesifikke skatter/subsidier er rene overføringer mellom stat og næring, og det er åpenbart at de ikke skal med i beregningen av ressursrenta. Dette gjelder f.eks. den ekstraordinære petroleumsskatten som er en ekstra skatt på overskuddet i olje og gass næringene.

Ikke-næringsspesifikke skatter/subsidier er skatter/subsidier som er felles for mange næringer. De ikke-næringsspesifikke skattene skal behandles som en kostnad ved å drive virksomheten. Ikke-næringsspesifikke skatter er for eksempel trykdeavgifter og bilavgifter. De ikke-næringsspesifikke subsidiene skal på den annen side betraktes som inntekter på lik linje med vanlige salgsinntekter. For kraftsektoren er det ingen slike subsidier.

**Figur 5.1 Ressursrenta fra de fornybare naturressursene**



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

<sup>4</sup> Årsaken til at vi benytter størrelser for Fastlands-Norge og ikke hele Norge, er at lønnsatsene er spesielt høye for olje- og gassvirksomheten noe som sannsynligvis skyldes at de høye driftsresultatene har gitt rom for lokale lønnstillegg.

<sup>5</sup> NR oppgir også lønnskostnadene i kraftsektoren direkte. Vi bruker likevel ikke disse tallene. For det første omfatter disse ikke timeverkene til selvstendig næringsdrivende, og for det andre, vil lønningene i kraftsektoren kunne være drevet opp av den gode lønnsomheten i sektoren.

I figur 5.1 sammenligner vi ressursrenta i kraftsektoren med ressursrenta i de andre fornybare naturressurssektorene i perioden 1984 til 2013. Som nevnt er alle tall regnet om til 2013-priser for å kunne sammenligne de ulike årene. Vi har utelatt jordbruket siden dette på grunn av det spesielle forvaltningsregimet har negativ ressursrente i hele perioden. Som vi ser gir kraftsektoren betydelig høyere ressursrente fra 2001 og frem til nå. Før 2001 gir f.eks. skogbruket høyere ressursrente enn kraftsektoren, mens utover 2000-tallet dominerer kraftsektoren helt som kilde til ressursrente.

Vi har også lagt på en trendlinje på ressursrenta i kraftsektoren som viser at det er en klart stigende trend. Årsaken til dette vil vi komme tilbake til. Ellers ser vi at både fiskeoppdrett og fiske og fangst har stigende ressursrente utover i perioden.

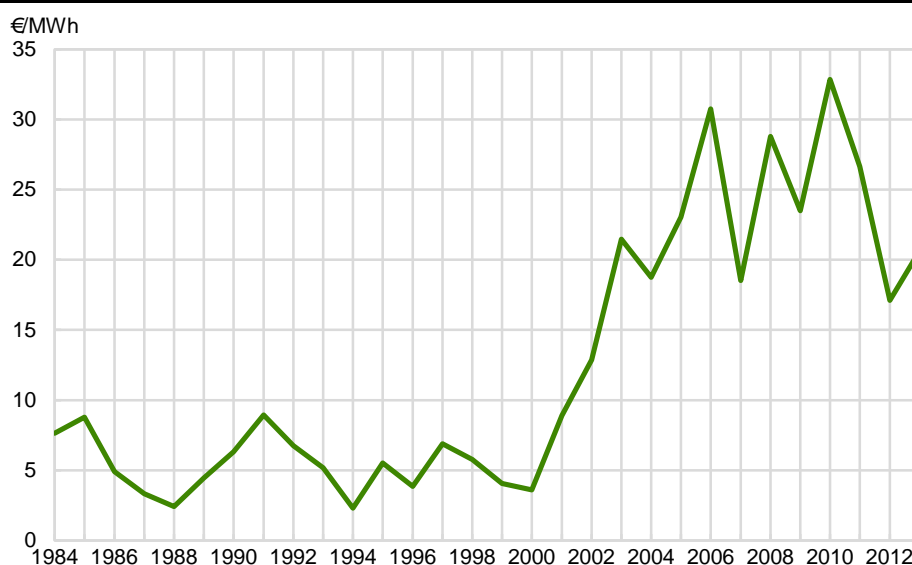
Resursrenta i kraftsektoren er moderat helt frem til år 2000, og så begynner den å stige kraftig. Dette sammenfaller med stigningen i kraftprisen som vi så i figur 2.2. Som allerede omtalt kan økningen i prisen på kraft forklares med økning i prisen på andre energibærere – først og fremst kull. Dersom ikke det norske markedet for strøm hadde vært integrert med det europeiske markedet for strøm, er det mulig at økningen i kraftprisen hadde vært mer moderat og dermed også at økningen i ressursrenta hadde vært mindre.

Dereguleringen av kraftmarkedet kom allerede i 1991. Det er grunn til å tro at en eventuell effekt av dereguleringen ikke slo inn momentant, men over flere år ettersom kapital og antall sysselsatte trenger tid til å justere seg. Noe av økningen i ressursrenta kan forklares av slike effektivitetsøkninger som vi skal komme tilbake til.

Fra år 2000 øker ressursrenta i kraftsektoren mer enn ressursrenta i de andre naturressursbaserte sektorene i Norge. Disse viser også en viss økning i ressursrenta, men for eksempel «fiske og fangst» har ikke vært igjennom samme omfattende deregulering som kraftsektoren.

For å kunne sammenligne ressursrenter på tvers av land, har vi regnet om ressursrenta i kraftsektoren fra figur 5.1 til euro ved en kurs på 8 kr. Nedenfor plotter vi ressursrenta målt som €MWh i tidsrommet vi ser på.

**Figur 5.2** Ressursrenta i €MWh



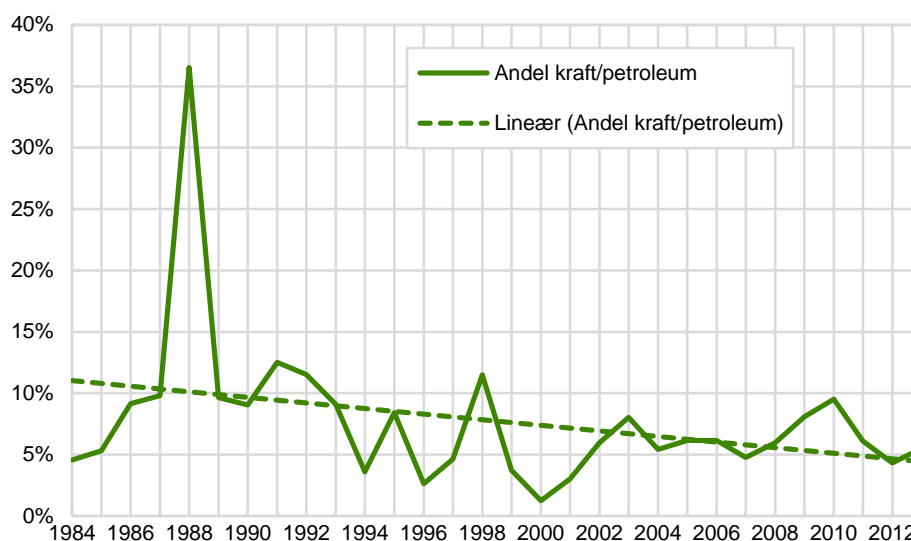
Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Figur 5.2 gir det samme bildet av ressursrenta i kraftsektoren som figuren over dvs. en betydelig økning fra år 2000. Ressursrenta målt i €/MWh har også en topp i 1996/97. I både 1996 og 1997 var produksjonen lav som vist i Figur 2.1. Videre var prisene i disse to årene høyere enn senere på nittitallet som vi kan se fra figur 2.2. Det viktigste med figur 5.2 er imidlertid å kunne sammenligne ressursrenta fra kraftsektoren i Norge med tilsvarende tall fra andre land.

Banfi et al (2009) viser til ulike studier som har sett på ressursrenta i vannkraft. Tall fra Canada indikerer at denne ligger på rundt 25€/KWh, men disse studiene er fra 1995 og tidligere. Banfi et al's egen studie av Sveits indikerer en ressursrente på ca 12 €/MWh for elvekraft og 26 €/MWh for pumpekraft. Disse tallene ligner på situasjonen i Norge fra år 2002 og fremover. Tallene i Norge omfatter imidlertid hele kraftsektoren, og ikke bare kraftproduksjonen slik som tallene til Banfi et al. Siden distribusjonsleddene blir regulert slik at de skal ha en normalavkastning på kapital, vil det kunne trekke ressursrenta for hele sektoren målt i €/MWh noe ned.

Til slutt kan det være interessant å sammenligne ressursrenta i kraftsektoren med ressursrenta petroleumssektoren. I figur 5.3 har vi plottet ressursrenta i kraftsektoren som en andel av ressursrenta i petroleumssektoren. Fra figuren ser vi at andelen svinger veldig – fra rundt 0 til mer enn 12 prosent. Den er høy fra 1987 til 1991 noe som sammenfaller med lave oljepriser. Deretter er andelen lav frem til kraftprisen begynner å stige på 2000-tallet. Økningen i kraftprisene sammenfaller imidlertid med økningen i olje- og gassprisene. Ressursrenta i petroleumssektoren er derfor også på sitt høyeste fra år 2000 og utover. Andelen når derfor aldri mer enn opp i 8 prosent i denne perioden.

**Figur 5.3 Forholdet mellom ressursrenta i kraft- og petroleumssektoren**



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Det har altså hittil ikke vært slik at vannkraftressursen har blitt relativt mer verdt enn petroleumsressursen perioden sett under ett. Tallene tyder på en svak negativ trend. Med de lave kvoteprisene vi har sett i EUs kvotehandelssystem, har klimapolitikken i EU antagelig ennå ikke slått inn i verdien på vannkraftressursen. Men det er grunn til å tro at klimapolitikken i fremtiden vil svekke lønnsomheten for petroleumssektoren, og øke lønnsomheten for kraftsektoren. Dette kommer vi tilbake til i kapittel 7.

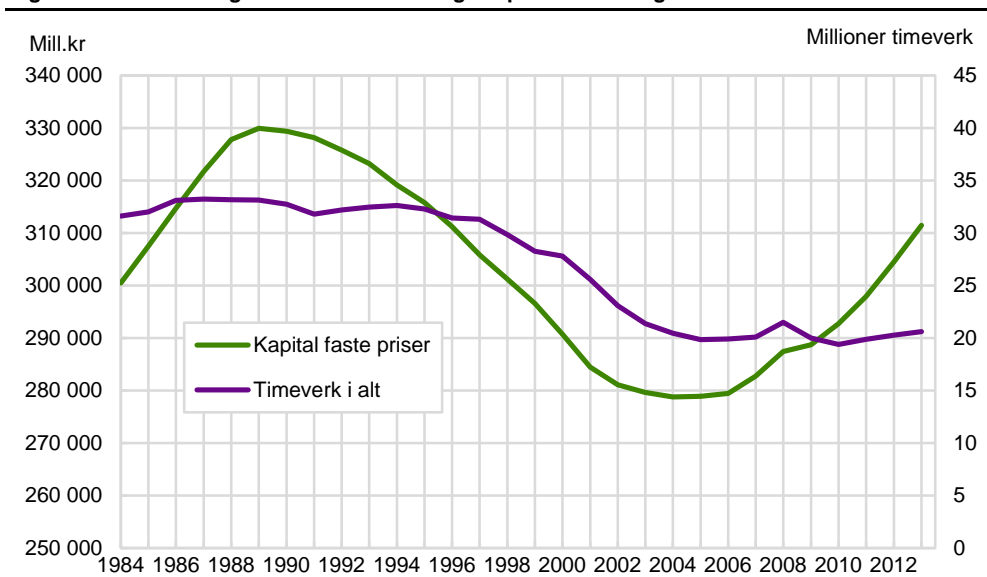
## 6. Drøfting av resultatene

Figur 3.1 og figur 5.1 viser at både kapitalavkastningen og ressursrenta i kraftsektoren har økt siden 1985. Nedenfor diskuterer vi mulig grunner til dette.

### 6.1. Dereguleringen av markedene

Dereguleringen av kraftmarkedet i 1991 blir fremhevet av Bye, Bergh og Holstad (2010) som en årsak til den økte lønnsomheten i kraftsektoren. Dereguleringen kan ha gitt en mer effektiv utnyttelse av kapitalen og arbeidskraften. Først ser vi på utviklingen i kapitalbeholdningen og i antall timeverk for sektoren. Timeverk måles i millioner timer og kapitalbeholdningen i millioner NOK. Kapitalbeholdningen er inflasjonsjustert med en egen deflator for prisendringer på kapitalutstyr.

Figur 6.1 Utviklingen i antall timeverk og i kapitalbeholdningen



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Vi ser at kapitalbeholdningen steg frem til ca. 1990 dvs. omtrent da dereguleringen skjedde, og at den siden falt frem til ca. 2007. Fra den tid har kapitalbeholdningen økt, men den er ennå ikke på nivået fra ca. 1990. Videre ser vi at antall timeverk i næringen har sunket for så å stabilisere seg utover på 2000-tallet.

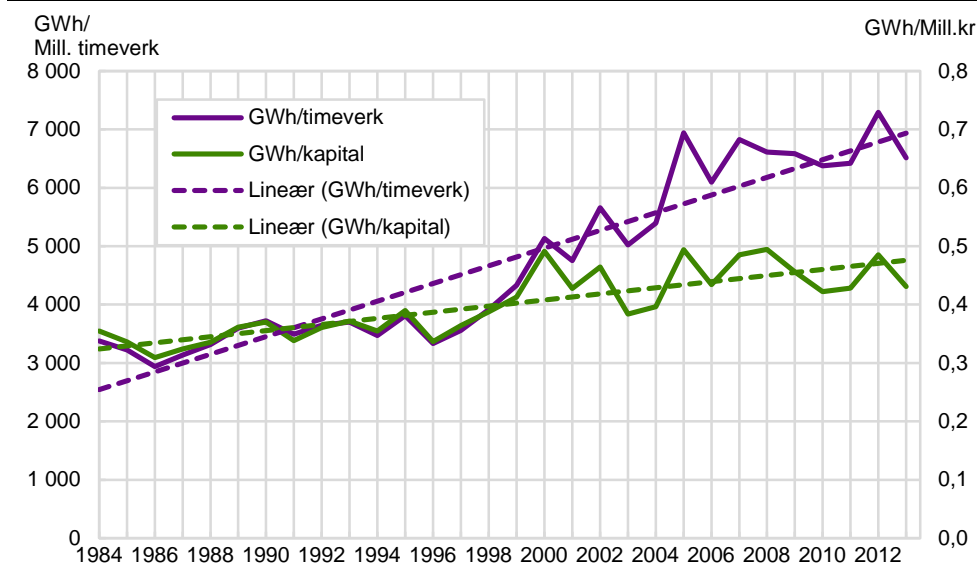
Figur 2.1 som viser bruttoproduktet i kraftsektoren, sammen med figur 6.1 indikerer at det er skjedd en produktivitetsvekst. I neste figur ser vi på produksjon målt i gigawattimer (GWh) pr. kapitalenhet og pr. enhet arbeidskraft.

Kapitalen er målt i faste priser og arbeidsinnsats er målt direkte i timeverk. Med dette som utgangspunkt ser vi antall produserte GWh per enhet innsatsfaktor viser en stigende trend. I følge Bye og Hope (2005) var kraftmarkedet før 1991 kjennetegnet av overkapasitet da kraftsektoren ble dimensjonert ut fra perioder med høy etterspørsel og lav magasinfylling. Økt kraftutveksling med utlandet gjør slik «reservekapasitet» mindre verdifull. Deregulering vil dermed gi mindre overkapasitet under normale etterspørselsforhold.

Over hele perioden er effektiviseringsgevinstene tilsynelatende moderate når det gjelder kapital. I gjennomsnitt er kapital per GWh gått ned med 0,7 prosent per år. Ser vi på perioden fra 1984 til 1991 og perioden fra 1992 til 2013 hver for seg, finner vi imidlertid at kapital per GWh økte med 0,6 prosent årlig i den første perioden, og sank med 0,9 prosent årlig i den andre perioden. Gitt at de mest gunstige vassdragene ble bygget ut før dereguleringen, er det interessant å se at

kraftsektoren likevel klarer å øke produktiviteten av kapital fra midten på 90-tallet og fremover. Bye og Johnsen (1991) nevner flere grunner til at man kan få en effektivisering av kapitalbruken ved deregulering av kraftmarkedet. F.eks. kan det hende selskapene i større grad prioriterer oppgradering av eksisterende anlegg istedenfor dyre nye anlegg.

**Figur 6.2** Produksjon per enhet innsatsfaktor



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

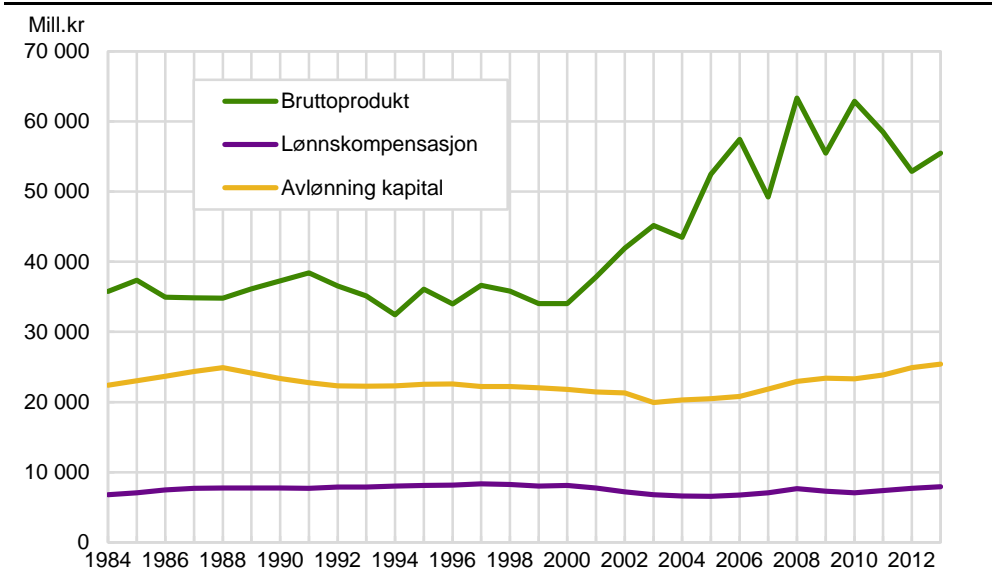
Antall timeverk per GWh har i snitt over hele perioden gått ned med 2,6 prosent per år. Det er mer enn gjennomsnittsprøduktivitetsveksten i Norge. Igjen er veksten i produktiviteten sterkere i perioden fra 1992 til 2013 enn i perioden fra 1984 til 1991 dvs. den er henholdsvis 2,8 prosent og 0,4 prosent. Dette kan ha flere årsaker. Dereguleringen kan ha gitt et større fokus på lønnsomhet generelt, og dermed færre ansettelse. Videre kan skrinleggingen av «ulønnsomme» oppgraderingsprosjekter ha gitt mindre behov for personell, noe som igjen vil framkomme som flere GWh pr. sysselsatt.

## 6.2. Økte priser i kraftmarkedet

Mer effektiv utnyttelse av innsatsfaktorene øker ressursrenta gjennom lavere kostnader. Som allerede nevnt, kan ressursrenta også ha vokst fordi prisene på kraft har økt. Nedenfor har vi plottet bruttoproduktet i kraftsektoren deflatert med forbruksindeksen. I samme figur har vi også satt inn kompensasjonen til kapital og arbeidskraft målt som i kapittel 5.

Som vi ser sammenfaller økningen i bruttoproduktet med økningen i ressursrenta; begge deler øker markant fra år 2000 (se også figur 3.1). Ut fra NR tallene ser det altså ut til at salgsværdien av kraften er hovedforklaringen på at ressursrenta øker. Endringene i lønnskompensasjonen og kapitalkostnadene blir små sammenlignet med endringene i bruttoproduktet.

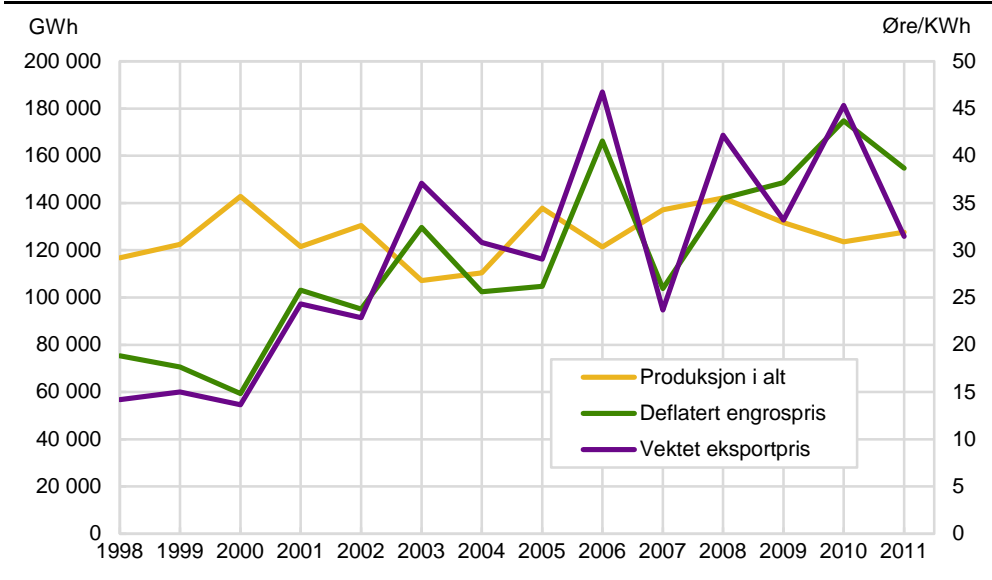
**Figur 6.3 Dekomponering av ressursrenta**



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Som nevnt i kapittel 2 påpeker Bye, Bergh og Holstad (2010) at så lenge kraftutvekslingen med utlandet er moderat, så vil høye priser til dels blir oppveid av lavt volum og *vice versa*. Med andre ord vil vi observere en negativ samvariasjon mellom kraftpris og kraftforbruk, og dermed mindre variasjoner i basisverdien. Nedenfor viser vi hvordan den deflaterte engrosprisen på kraft, eksportprisen og Norges produksjon av kraft har variert i perioden 1998 til 2011. Eksportprisen på kraft er sammenfallende med den såkalte «systemprisen» som noteres på Nordpool. Engrosprisen omfatter også elektrisitet som er solgt utenfor Nordpool. Alle priser er deflaterte med vår forbruksindeks.

**Figur 6.4 Pris og produksjon av kraft (Pris Øre/KWh)**



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Kraftproduksjonen er angitt på den venstre y-aksen, mens prisene på kraft er angitt på den høyre y-aksen. Vi ser at mens produksjonen har vært forholdsvis jevn, har prisen steget over perioden både i Norge og i eksportlandene. Økningen i bruttoproduktet i sektoren må derfor i hovedsak skyldes prisøkninger. De økte prisene skyldes iflg. Econ Pöyry – Thema (2010) høyere priser på kullkraft i Europa og svekket kraftbalanse i Norge som følge av flere tørrår på 2000 tallet.

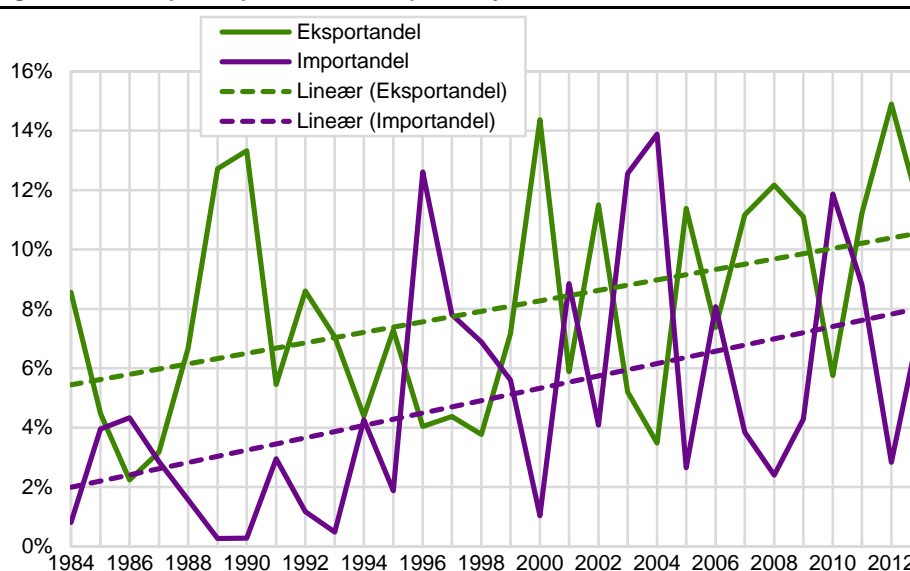
Våre tall for årsnedbøren gjengitt i figur 2.1 tyder imidlertid ikke på spesielt tørre år på 2000-tallet.

Dereguleringer har gjerne som mål å øke konkurransen for å få ned prisene. Når det gjelder prisen på elektrisitet, ser ut til at andre endringer som har skjedd parallelt kan ha overdøvet effekten av økt konkurranse mellom strømleverandørene. Da tenker vi spesielt på de økte prisene på kraft i Europa, og knyttingen av det norske elektrisitetmarkedet til det europeiske som har vært en gradvis prosess over hele perioden.

### 6.3. Økte muligheter for eksport

Både eksport- og importandelen har variert kraftig gjennom perioden, men trenden er at begge er økende. Det betyr at norsk kraftsektor i økende grad benytter seg av prisforskjellene mot utlandet dvs. vi importerer elektrisitet og sparer vann når prisen ute er lav, mens vi selger elektrisitet (vann) når prisen ute er høy. Dette vil heve gjennomsnittsprisen norske kraftprodusenter får for elektrisiteten, noe som igjen slår ut i høyere basisverdi.

Figur 6.5 Eksport/import-andel i kraftproduksjonen



Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Vi ser at importen frem til midten av 1990-tallet var moderat. Etter dette svinger den omtrent like mye som eksporten. Vi ser også at både eksport- og importandelen (målt som andel av total norsk kraftproduksjon) er økende. Det er nærliggende å tro at økte muligheter for eksport og import har gjort at europeiske prisforhold har slått sterkere inn på prisen norske kraftprodusenter har fått for elektrisiteten. Dette har økt bruttoproduktet (figur 6.3), noe som videre har økt ressursrenta.



## 7. Utsiktene fremover

Våre analyser indikerer at ressursrenta i kraftsektoren har vokst først og fremst på grunn av økte produsentpriser på strøm fra år 2000. Som vi ser av figur 2.2 falt systemprisen både i 2011 og i 2012. Den hadde en liten oppgang i 2013, men i 2014 lå den på omtrent samme nivå som i 2012 (Nord Pool). Fortsetter dette prisbildet vil ressursrenta ligge på ca. 15 milliarder Nok pr. år (figur 5.1).

Økt effektivisering kan ikke endre dette bildet vesentlig. Det kan tvert i mot tenkes at effektiviseringen stopper opp. De grønne sertifikatene vil realisere en viss andel ny, fornybar kraft uavhengig av kraftprisene. Dette vil kunne svekke ressursrenta i kraftsektoren fordi kostnadene til vareinnsats, kapital og arbeidskraft er høyere for prosjektene som trenger grønne sertifikater for å realiseres.

Videre taler følgende for at prisen ikke vil stige markert i de nærmeste årene fremover:

- i. Norge og Norden vil kunne få et økende kraftoverskudd i tiden fremover på grunn av svakt økende forbruk og rask utbygging av ny fornybar kraft gjennom den grønne sertifikatorordningen
- ii. Nye utenlandskabler vil bare gi en moderat økning i systemprisen (Bolkesjø, 2014)
- iii. Olje og gassprisene har falt kraftig globalt, noe som igjen legger press på kullprisene som dermed vil kunne holde seg lave
- iv. Kvotepriene i EU ETS er lave på grunn av overskudd av kvoter

Econ Pöyry – Thema (2010) finner at økt overføringskapasitet mot utlandet øker produsentprisen, men Bolkesjø (2014) mener at effekten vil være moderat, noe som kan skyldes at kraftprisene i Europa også vil være lave så lenge kvotepriene er lav og kullprisene er lave.

Ressursrenta vil imidlertid kunne stige på lenger sikt dvs. i perioden 2020 til 2030 fordi:

- v. Kvotepriene vil måtte stige betydelig gitt EUs mål om 43 prosent reduksjon av utslippene i EU ETS fra 1990 nivå innen 2030
- vi. Norsk kraftkrevende industri kan vokse igjen ettersom petroleumsnæringen bygges ned og frigjør kapital. De lave oljeprisene har dessuten gitt et fall i kronekursen som viss det blir varig kan gi ytterligere vekstimpulser til norsk kraftkrevende industri (se f.eks. Greaker og Rosnes, 2014)
- vii. Atomkraft er på vei ut i Tyskland og muligens i Sverige
- viii. Fornybarmålet til EU for 2030 ser ut til å kunne nåes uten ytterligere bruk av subsidier til fornybar energi

Fram mot 2030 kan derfor kraftsektoren få en økende ressursrente samtidig som ressursrenta i petroleumssektoren avtar.

En ny studie av elektrisitetsmarkedet i Europa av Aune, Golmbek og Hallre (2014) underbygger dette. Studiet ser på effekten av en utfasing av atomkraft i Europa på elektrisitetsmarkedet i 2030, men det inkluderer også effekten av klimapolitikk og fornybarpolitikk. Aune, Golmbek og Hallre (2014) sammenligner flere scenarioer, og vi har plukket ut følgende her:

- Basis: EUs klimapolitikk med 40 prosent reduksjon av klimagassutslippene fordelt på 43 prosent EU ETS og 30 prosent ikke-EU ETS, samt 20 prosent nedgang i kjernekraftkapasitet, ellers ingen energi eller klimapolitikk.
- Som basis, men med 50 prosent nedgang i kjernekraftkapasitet
- Som basis, men full utfasing av kjernekraft
- Full utfasing av kjernekraft, og ingen klimapolitikk

I alle scenarioene er det antatt at alle lønnsomme overføringslinjer blir bygget ut. Det leder til mange nye overføringslinjer fra Norge mot kontinentet. Eksogene begrensningen i utbyggingen av overføringslinjer vil svekke det samfunnsøkonomiske overskuddet. De fire scenarioene gir følgende produsentpriser i 2030 for Norge (øre2009/KWh):

	<b>2030</b>
Basis	39,4
50 prosent utfasing	40,9
Full utfasing	42,6
Ingen klimapolitikk	35,9

De to nederste scenarioene har begge full utfasing av kjernekraft. Forskjellen i produsentprisen mellom øverste linje og nederste linje viser effekten av innstramningen i EU ETS for å få til 43 prosent utslippsreduksjon. Tøffere klimapolitikk i EU kan mao. gi vesentlig økt ressursrente i Norge. Prisene over med klimapolitikk ligner på dem vi hadde i 2010 hvor ressursrenta var på sitt høyeste.

## 8. Konklusjon

Våre tall indikerer at det særlig er økte priser som har drevet økningen i ressursrenta. Prisene avhenger i dag i stor grad av hva som skjer i Europa, spesielt prisen på andre energibærere som kull og utslippskvoter for klimagasser.

Det har også vært en viss produktivitetsøkning i kraftsektoren fra ca. 1990 som kan skyldes dereguleringen i 1991. I den grad produktivitetsøkningen fortsetter, vil det øke ressursrenta ytterligere, men effekten er liten i forhold til effekten fra kraftprisene. Effektiviseringen vil dessuten kunne svekkes på grunn av ny, subsidiert fornybar kraft som bygges ut i Norge.

Sammenligning av avkastningsrater for ulike sektorer i Norge tyder ikke på at høy avkastning i industrien betyr lav avkastning i kraftsektoren og *vice versa*. I perioden 2000 til 2008 har begge sektorer stigende og etter hvert svært høy avkastning. I perioden 1984 til 2013 har dessuten avkastningen til kraftsektoren mindre standardavvik enn avkastningen til industrien noe som kan tyde på at risikoen er høyere i industrien enn i kraftsektoren.

Kraftprisene, og dermed ressursrenta, falt betydelig i 2012. På kort til mellomlang sikt ser det ikke ut til at kraftprisene vil stige igjen pga. flere faktorer; rask utbygging av ny fornybar kraft, lave priser på andre energibærere og lave kvotepriser.

På litt lenger sikt kan man forvente at kraftprisene vil stige igjen. Dette begrunner vi med EUs mål om 43 prosent reduksjon av utslippene i EU ETS fra 1990 nivå innen 2030 som vil måtte føre til vesentlig økte priser på utslipp i EU. Videre kan norsk kraftkrevende industri vokse igjen som følge av svekket kronekurs og frigjorte ressurser fra petroleumsnæringen.

## Referanser

- Aune F. R., R. Golombek og H. Hallre (2014), Phasing out nuclear power in Europe, kommer som Memorandum, Økonomisk Institutt og CREE working paper.
- Banfi S., M. Filippini og A. Mueller (2005), An estimation of the Swiss hydropower rent, *Energy policy* 33, s. 927-937.
- Bolkesjø T. F. (2014), Elsertifikatmarkedets effect på kraftmarkedet, Statnetts Elsertifikatkonferanse, gardermoen 15/1 – 2014
- Brekke K.A., Ø. Lone og T. Rødseth (1997), Økonomi og Økologi, ad Notam Forlag
- Bye T. og E. Hope (2005), Deregulation of electricity markets – The Norwegian Experience, Discussion Paper SSB No. 433
- Bye T. og S. Strøm (2008), Norsk kraft i hundre år – utvikling og økonomisk teori, *Samfunnsøkonomen* No. 6
- Bye T., M. Bergh og M. Holstad (2010), Lønnsomhetsutviklingen i norsk kraftsektor etter dereguleringen i 1991, *Økonomiske Analyser* 5 (SSB)
- Bye, T., og E. Fjærli (1996), Kraftbeskatning, *Økonomiske analyser* 4/96. Statistisk sentralbyrå.
- Bye, T. og T. A. Johnsen (1991): Effektivisering av kraftmarkedet, Rapporter 91/13, Statistisk sentralbyrå.
- Econ Pöyry – Thema (2010), Challenges for Nordic Power, Thema report 2010/083.
- Finansdepartementet (2005), Behandling av kalkulasjonsrente, risiko, kalkulasjonspriser og skattekostnad i samfunnsøkonomiske analyser, Rundskriv R-109/2005.
- Greaker M. og O. Rosnes (2015), Robuste norske klimamålsetninger, *Samfunnsøkonomen* 1/2015
- Greaker, M., P. Løkkevik og M. Aasgaard Walle (2005): Utviklingen i den norske nasjonalformuen fra 1985 til 2004. Et eksempel på bærekraftig utvikling?, Rapporter 05/13, SSB.
- Norman V. D. (1993), Næringsstruktur og utenrikshandel i en liten åpen økonomi, Universitetsforlaget
- Statistisk sentralbyrå (2014), Økonomisk utsyn 2014, *Økonomiske Analyser* 1

## Vedlegg A: Noen viktige definisjoner

### Basisverdi

Basisverdi er den verdien som produsenten sitter igjen med for et produkt, etter at han har betalt merverdiavgift og andre produktskatter, og mottatt eventuelle produktsubsidier fra det offentlige. Produksjonen i næringene publiseres i basisverdi. Vareinnsatsen måles i kjøpverdi.

### Bruttoprodukt i næring

Økonomisk merverdi opptjent gjennom innenlandsk produksjonsaktivitet i en næring eller sektor (eller totalt for alle næringer/sektorer), avledet og definert som produksjon minus vareinnsats. Bruttoprodukt publiseres i basisverdi, dvs. at produktsubsidier er inkludert, men ikke merverdiavgift eller andre produktskatter (se basisverdi).

### Systemprisen

Kraftleverandører, produsenter og enkelte store forbruksenheter melder inn til kraftbørsen Nord Pool hvor mye de ønsker å selge/kjøpe for ulike priser i hver time neste dag. Nord Pool Spot klarer så markedet og offentliggjør priser for hver time påfølgende dag. Dette betegnes som systemprisen. Vi bruker en årlig gjennomsnittlig systempris fra SSBs energistatistikk.

### Kapitalavkastning

For alle sektorer i nasjonalregnskapet beregnes det årlig (i) basisverdi, (ii) vareinnsats, (iii) lønnskostnader og (iv) kapitalslit. Tar vi (i) og trekker fra (ii) til og med fire (iv) får vi overskuddet i sektoren før skatt (mer detaljer i teksten). Dersom dette overskuddet deles på kapitalbeholdningen i sektoren får vi et uttrykk for avkastningen på kapitalen.

### Normalavkastningen på kapital

Normalavkastningen på kapital tar utgangspunkt i Finansdepartementets veileder for Nytte-Kostnadsanalyse (Finansdepartementet, 2014). Årlig kapitalkostnad blir satt til 4 prosent av kapitalbeholdningen.

### Ressursrenta

Når vi beregner ressursrenta, beregner vi overskuddet på samme måte som for kapitalavkastningen, men istedenfor å dele på kapitalbeholdningen, trekker vi fra en årlig kapitalkostnad på 4 prosent av kapitalbeholdningen. Ressursrenta og kapitalavkastningen henger sammen: Kapitalavkastning på mer enn 4 prosent betyr positiv ressursrente.

## Figurregister

Figur 2.1	Årsnedbør i Norge fra 1995-2012 .....	8
Figur 2.2	Årsnedbør og systempris 1995-2012 .....	9
Figur 2.3	Eksport og årsnedbør 1995-2012 .....	10
Figur 3.1	Kapitalavkastningsrater .....	11
Figur 4.1	Fordeling av kraftteterspørselen GWh .....	13
Figur 4.2	Kapitalavkastning i metallindustrien .....	14
Figur 5.1	Ressursrenta fra de fornybare naturressursene .....	16
Figur 5.2	Ressursrenta i €/MWh .....	17
Figur 5.3	Forholdet mellom ressursrenta i kraft- og petroleumssektoren .....	18
Figur 6.1	Utviklingen i antall timeverk og i kapitalbeholdningen .....	19
Figur 6.2	Produksjon per enhet innsatsfaktor .....	20
Figur 6.3	Dekomponering av ressursrenta .....	21
Figur 6.4	Pris og produksjon av kraft (Pris Øre/KWh) .....	21
Figur 6.5	Eksport/import-andel i kraftproduksjonen .....	22



**Statistisk sentralbyrå**

Postadresse:  
Postboks 8131 Dep  
NO-0033 Oslo

Besøksadresse:  
Akersveien 26, Oslo  
Oterveien 23, Kongsvinger

E-post: [ssb@ssb.no](mailto:ssb@ssb.no)  
Internett: [www.ssb.no](http://www.ssb.no)  
Telefon: 62 88 50 00

ISBN 978-82-537-9424-2 (trykt)  
ISBN 978-82-537-9425-9 (elektronisk)  
ISSN 0806-2056

ISBN 978-82-537-9424-2



9 788253 794242



**Statistisk sentralbyrå**  
Statistics Norway