

TORSTEIN BYE:

Hvor interessante er norske kraftressurser for utenlandske oppkjøpere?¹

Spørsmålet om internasjonale oppkjøp av norske kraftverk er egentlig ikke noen ny sak på dagsorden. Norsk lovverk helt fra Statsborgerrettsloven i 1888, via «panikkloven» i 1909 og til industriconsesjonsloven i 1917 var foranlediget blant annet av internasjonale interesser for oppkjøp av norske naturressurser. Dette lovverket etablerte en effektiv sperre mot storstilte oppkjøp av norske kraftverk. Av naturlige grunner (grunnrente) burde lønnsomheten i norske kraftverk være så god at de var potensielt interessante prosjekter for private investorer, innenlandske så vel som utenlandske. Et sentralt spørsmål som kan reises er dermed om det gjennom EØS-avtalen, ny norsk energilov eller de generelle deregulerings-tendenser i de nordiske og europeiske kraftmarkeder er kommet inn viktige endringer i rammebetingelsene som kan ha betydning for potensielle utenlandske eierinteresser i norske kraftverk.

1 INNLEDNING

Rent økonomiske forhold danner utgangspunktet for om det er interessant for både norske og internasjonale eierinteresser og kjøpe seg inn i eller fullstendig overta norske kraftverk. Spørsmålet som kan stilles er om det vil være mer lønnsomt å eie norske kraftverk enn det vil være å eie annen virksomhet. I denne forbindelse er det ikke nødvendigvis tilstrekkelig å vurdere hvorvidt kraftverket i seg selv er mer lønnsomt enn annen virksomhet, men om dette i sammenheng med resten av virksomheten til en potensiell eier vil være regningssvarende. Da må en også ta hensyn til ulike grader av usikkerhet og dermed riskospredning ved den samlede virksomheten, i hvilken grad det er interessant med vertikal integrering av ulike virksomheter for å redusere risikoen o.s.v.

I tillegg vil selvfølgelig rent juridiske forhold omkring privat overtakelse av deler av en i hovedsak offentlig eid sektor i Norge kunne være svært viktig. Ved siden av de rent formelle reglene omkring lovligheten av privat overtakelse, vil det også være knyttet mange interessante økonomiske aspekter ved de juridiske regler som trer i kraft ved slike potensielle overtakelser. Spesielt viktig vil juridiske elementer som vrir den relative lønnsomheten mellom privat og offentlig eierskap kunne være da kjøpsreglene på offentlig hånd er relativt sterke i kraftsektoren. Spesiell oppmerksomhet vil det selvfølgelig også være knyttet til mer eller mindre restriktive politiske forhold knyttet til spørsmålet om overtakelse av sentrale norske råvareinteresser som jo norsk vannkraft representerer.

I denne aktuelle kommentaren vil vi først se på noen økonomiske aspekter ved norsk vannkraftproduksjon, som kan være av interesse for utenlandske interessenter ved vurdering av engasjement i forhold til eierskap eller innflytelse i forhold til norske vannkraftverk. Deretter vil vi se på en del juridiske forhold knyttet til privat eierskap av kraftverk generelt, som derfor også har konsekvenser for utenlandske interessenter. Til slutt vil vi knytte et par kommentarer til de rent politiske aspektene rundt internasjonalt eierskap og utnyttelse av norske naturressurser og deretter trekke frem noen hovedkonklusjoner.

2 ØKONOMISKE FORHOLD

Interesse fra utenlandske selskaper med tanke på å investere i norske kraftprosjekter har sitt utgangspunkt i rene lønnsomhetsbetraktninger på samme måte som dette er avgjørende for interessen i andre investeringsprosjekter. Endrede rammebetingelser for de internasjonale kraftmarkeder gjennom *dereguleringer* kan bidra til å aktualisere *interessen* for oppkjøp av norske kraftverk.

2.1 Norsk kraft i internasjonal sammenheng

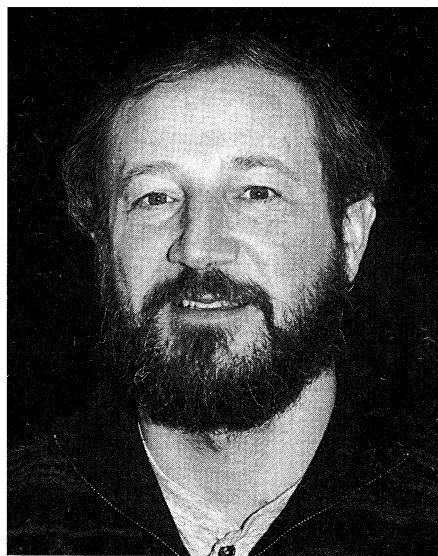
Det europeiske kraftmarkedet er i ferd med bli deregulert. Det norske, svenske, finske og britiske elektrisitetsmarkedet er deregulert og flere land som Belgia, Nederland og Tyskland diskuterer intensivt om de skal foreta en deregulering, og eventuelt under hvilke rammevilkår en skal deregulere.

¹ Denne artikkelen er en bearbejdet versjon av et foredrag holdt på Vestlandskonferansen i Stavanger 24-26 oktober 1996.

Norsk kraftproduksjon atskiller seg sterkt fra europeisk kraftproduksjon ved at vi baserer oss på vannkraft, mens Europa baserer seg på ulike former for fossilt basert, termisk kraftproduksjon. Ved siden av at primærenergien er forskjellig, er også sammensetningen av faste og variable driftskostnader svært ulik. Kostnadene knyttet til reguleringer av utnyttelsesgraden i kraftverkene er også forskjellige. Dette skaper et godt grunnlag for handel med energi og effekt mellom de ulike systemene i høylast- og lavlastperioder. Vannkraftsystemene vil egne seg utmerket for å ta toppbelastninger (effekt), mens de termiske systemene helst bør ha så jevn belastning som mulig. Deregulering av de internasjonale kraftmarkedene med krav om tredjepartsadgang til overføringsnettene vil legge et utmerket grunnlag for å «videreforedle» verdien av den betydelige effektkapasiteten i norske kraftverk.

Deregulering av kraftmarkedene skaper altså et grunnlag for handel med elektrisitet mellom land med ulike systemer. Utlandet er opplagt interessert i å kjøpe norsk kraft i høylastperioder i stedet for å bygge ut egen effektkapasitet. Vi burde være interessert i handel med utlandet av to grunner; høyne verdien av norske kraftverk og sikre leveranser av kraft til Norge i år med lite vanntilslig til magasinene. Dette betyr at avkastningen av norske kraftinvesteringer vil øke etterhvert som det norske og europeiske kraftmarkedet blir nærmere integrert, samtidig som vi vil spare investeringer med tanke på «kraftsikring» innenlands. Hvorvidt utlandets interesser for å kjøpe norskprodusert kraft i høylastperioder vil resultere i interesse for å kjøpe selve kraftverkene, vil avhenge av flere forhold, hvor lønnsomhet ved den alminnelige kraftproduksjonen selvfølgelig er den viktigste.

Bransjer som opererer i markeder hvor det er betydelig usikkerhet, forsøker å redusere denne usikkerheten på ulike måter. En måte kan være vertikal integrasjon av energiproduksjon og for eksempel industriell virksomhet, på samme måte som råvarebasert industri forøker å integrere selve rå-



Torstein Bye, Cand. oecon fra Universitetet i Oslo, 1978, er forskningssjef i Statistisk sentralbyrå.

vareproduksjon og industriproduksjon ved oppkjøp av gruveaktiviteter. En annen måte kan være integrasjon mellom ulike kraftsystemer med ulike primær energitilgang (vann kontra f.eks kull), ulik sammensetning av faste og variable kostnader og ulike reguleringskostnader. Her kan i prinsippet internasjonale selskaper, på samme måte som norske selskaper, være aktuelle kandidater ved oppkjøp av norske kraftverk, eventuelt ved investeringer i nye kraftverksprosjekter.

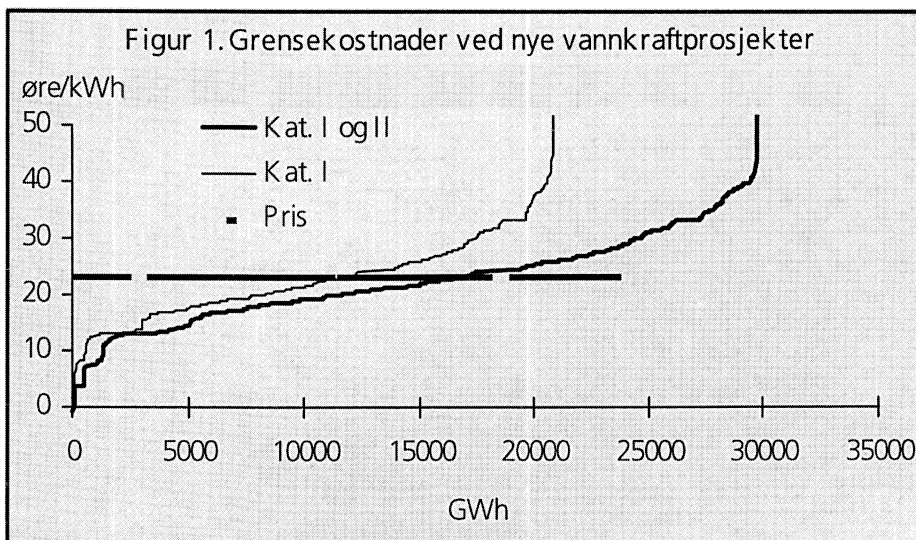
2.2 Lønnsomhet ved nye investeringer i norske vannkraftverk

Norske vassdrag som kan nyttes til kraftproduksjon er rangert i tre ho-

vedklasser (I, II og III) etter økonomi og miljøkonsekvenser i en Samlet Plan for vassdrag. Samlet Plans kategori I prosjekter, det vil si prosjekter som kan konsesjonsfremmes og bygges ut med liten konfliktgrad, omfatter om lag 7-8 TWh, hvis kraftprisen er om lag 20 øre/kWh, se Johnsen et al (1996). Av disse er det noen svært lønnsomme kraftverk og noen mindre lønnsomme. Tilsvarende har Samlet Plans kategori II flere lønnsomme og noen mindre lønnsomme prosjekter. Til disse er det knyttet en del større konfliktgrad, og de vil ikke uten videre slippe gjennom i en konsesjonsbehandling. Figur 1 viser prosjektene i Samlet Plans kategori I og kategori II rangert etter stigende økonomisk kostnad.

Hansen, Johnsen og Oftedahl (1996) anslår at det frem til år 2020 vil det være lønnsomt å bygge ut om lag 12 TWh av kraftverkene i kategori I og II. Arealet mellom prislinjen og grensekostnadskurven (inklusive 7 prosent kapitalavkastning) viser grunnrenten i de nye vannkraftprosjektene². Vi ser av figuren at det til flere av prosjektene er knyttet en be-

² Grunnrenten er knyttet til at det her er snakk om en ressurs som finnes i begrenset mengde og at det er stigende kostnader forbundet med utbygging av ressursen. Grunnrenten er den avkastning en kan oppnå i slik virksomhet utover den normalavkastning som en kan oppnå ved investeringer i alternativ virksomhet.



Kilde: Hansen, Johnsen og Oftedahl (1996)

tydelig grunnrente. Et grovt anslag på denne grunnrenten i nye kraftutbygginger er om lag 7-800 millioner kroner. Private selskaper, både nasjonale og internasjonale, er selvfølgelig i utgangspunktet interessert i denne ekstra-avkastningen ved denne typen investeringer.

Med den store politiske og allmenne motstanden som eksisterer mot videre norsk vannkraftutbygging, er det ytterst tvilsomt om utenlandske eierinteresser vil få slippe til i nye vannkraftprosjekter, se kapittel 3. Slike eierkonstellasjoner vil komme frem gjennom konsesjonsbehandlingen som alle nye kraftprosjekter må gjennom.

2.3 Grunnrente i eksisterende verk

En del av de store norske vannkraftverkene som er bygd ut i Norge de siste 10-15 årene, har vært dyre prosjekter som i dag gir en relativt lav avkastning. Fra 1950-tallet helt frem til på midten av 80-tallet ble det imidlertid også bygd ut svært mange gode prosjekter, det vil si prosjekter som *potensielt* kunne gi en høy avkastning. På grunn av den norske pris og investeringspolitikken for kraft gjennom 70-tallet ga imidlertid disse prosjektene svært lav avkastning.

Politiske myndigheter valgte på hele 60- og 70 tallet å sette prisene slik at de i gjennomsnitt skulle dekke kostnadene ved den totale norske kraftutbyggingen (gjennomsnittsprising). I tillegg hadde myndighetene tidligere inngått – og de inngikk stadig – svært langsiktige avtaler (40-60 år) med kraftintensiv industri om leveranser av store mengder kraft til meget lave priser. Ved beregning av de totale kostnader la en også relativt lave kapital-avkastningskrav til grunn (gjerne 5 prosent – dette ble i 1978 endret til 7 prosent).

Denne prispolitikken var mulig å føre ikke minst fordi en stor andel av norsk vannkraftproduksjon er offentlig eid. Av en total kraftproduksjon på 120 TWh i 1993 kom om lag 90 prosent fra offentlige eide verk, enten av staten gjennom Statkraft, eller av felleskom-

Tabell 1. Norsk kraftproduksjon etter eierform, 1993

Eier:	Produksjon i 1993, TWh
Staten	46,0
Fylkeskommunalt	6,9
Felleskommunalt	40,7
Kommunale	13,9
Private	12,6
SUM	120,1

Kilde: Elektrisitetsstatistikk 1993.

munale kraftverk og fylkeskommunale kraftverk eller kommunale kraftverk³. Offentlige myndigheter bestemte derfor gjennom egen prispolitikk kraftprisene i hele det norske kraftmarkedet. Private elektrisitetsverk fulgte i stor grad prisutviklingen for offentlig eide verk (gjerne Statkraftprisen).

Utbyggingsbeslutninger i kraftsektoren ble på 70-tallet foretatt med utgangspunkt i optimistiske prognoser for forbruksveksten laget av bransjen selv, fylkene og NVE. Høy utbyggingstakt bidro til å holde avkastningen av allerede foretatte investeringer nede. Gjennom 1970-tallet lå derfor kapitalavkastningen for hele den norske kraftsektoren på i underkant av 3 prosent, se figur 2. Til sammenligning lå den gjennomsnittlige avkastningen i norsk industri i denne perioden på om lag 7 prosent, se for eksempel Bye og Frenger (1986) og Bye (1988).

Gjennom energimeldingen i 1980⁴, ble det vedtatt at en skulle følge en

utbyggingsfilosofi som tilsa at prisen på elektrisitet i alminnelig forsyning måtte komme opp på langtidsgrensekostnad⁵ før en foretok investeringer. I praksis medførte dette at en brukte dette som en *prisingsregel* (pris lik langtidsgrensekostnad), på tross av at kriteriet er en *investeringsregel*⁶. Det ble samtidig vedtatt en opptrappingsplan slik at prisene for alminnelig for-

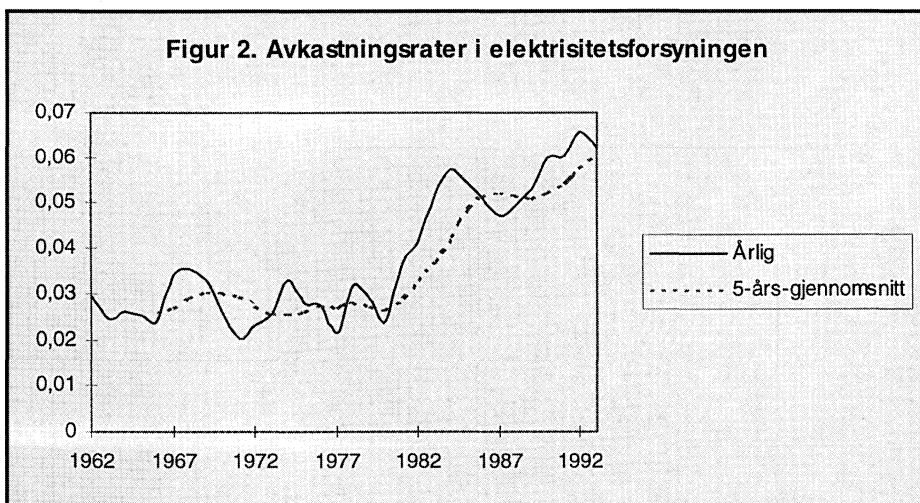
³ Fylkeskommunale kraftverk er kraftverk som en fylkeskommune eier alene. Felleskommunale kraftverk er verk som minst to kommuner eier i fellesskap, eller kraftverk med innslag av alle andre eiere og der hverken private eller staten eier mer enn 50 prosent. Elektrisitetsstatistikken definerer kraftselskaper som privat eid hvis mer enn 50 prosent av aksjene er privat eid.

⁴ St.m. 54 (1979-80) Norges fremtidige energibruk og -produksjon.

⁵ I denne sammenheng definert som enhetskostnad ved det siste dyreste kraftverket som ble bygget ut og hvor kapitalavkastningskravet ble satt til 7 prosent.

⁶ I langsiktig likevekt, dvs. i et optimalt utbygget system faller disse kriteriene sammen.

Figur 2. Avkastningsrater i elektrisitetsforsyningen

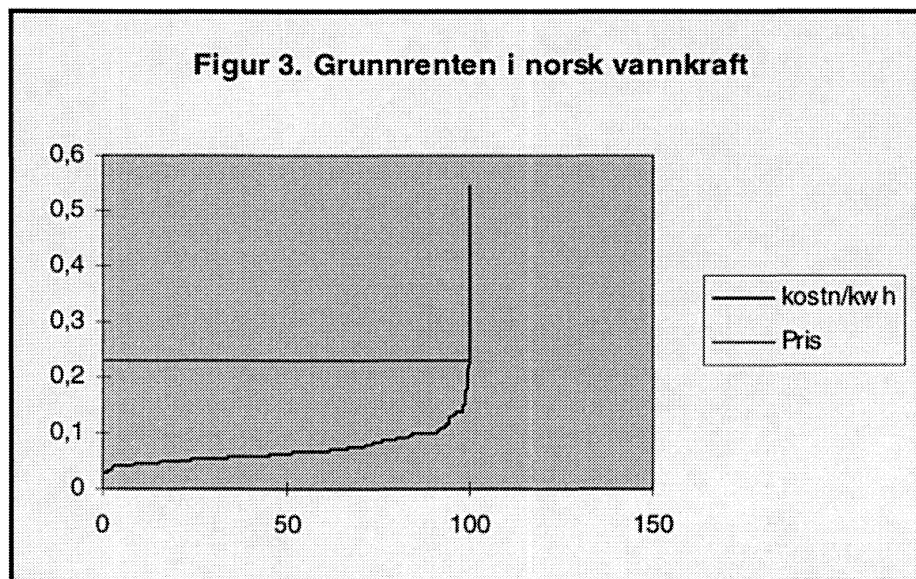


syning skulle nå dette nivået i 1985.

Dette medførte at avkastningen økte sterkt i kraftsektoren. Midt på 80-tallet var avkastningen oppe i vel 5 prosent. Grunnen til at man ikke nådde 7 prosent i gjennomsnitt var blant annet de lave kontraktsprisene til industrien som ikke var omfattet av prisopptrappingen. Stigende kostnader ved nye utbygginger bidro til ytterligere prisoppgang og økning i avkastningen utover 80- og 90-tallet. På begynnelsen av 90-tallet var avkastningen kommet opp i 6,5 prosent. Den ligger omlag på dette nivået også i dag.

Dette er imidlertid gjennomsnittstall. For de dyreste prosjektene bygget ut på slutten av 70-tallet og begynnelsen av 80-tallet, var avkastningen lav. De kraftverk som hadde forpliktelser om leveranser til industrien til lave priser (hovedsakelig Statkraftprosjekter), hadde også lav avkastning, selv om dette også gjerne var de billigste prosjektene. For de beste prosjektene var avkastningen selv i denne perioden høy.

Beregninger, se Bye og Johnsen (1991), viste at kapitalavkastningen i kraftsektoren i Norge i 1991 var 9,6 milliarder kroner (vel 6 prosent avkastning, se figur 2). Inklusive el-avgiften til staten var «avkastningen» av de nesten 100 prosent offentlig eide investeringene i denne sektoren 12 milliarder kroner. Dette tilsvarer om lag 7 prosent avkastning. Hvis alle brukere hadde betalt samme pris, prisen hadde vært lik den marginale



utbyggingskostnaden og det omsatte kvantum hadde vært det samme, ville avkastningen ha vært 22 milliarder kroner. Forskjellen mellom en slik avkastning og en avkastning på 7 prosent av investert kapital, ville da være 10 milliarder kroner per år, se Bye og Johnsen op.cit. Dette er den anslåtte grunnrenten i de norske investeringene i kraftsektoren. Ved en optimal utbyggingstakt og et optimalt prisingssystem i det norske kraftmarkedet burde altså avkastningen i norsk kraftsektor kunne fordobles i forhold til avkastningen i 1991.

Figur 3 viser en beregnet kostnads-kurve for alle norske kraftverk bygget ut frem til 1990. I kurven er alle kraftverk rangert etter utbyggingskostnad. I virkeligheten ble kraftverkene ikke bygget ut etter optimal rekkefølge, se

for eksempel Carlsen, Strand og Wenstøp (1991). Arealet mellom den skisserte prisen (der denne er satt lik kostnaden ved det dyreste kraftverket, tilsvarende om lag den langsiktige prisen i Johnsen et. al. op.cit.), og kostnadskurven er grunnrenten, som i dette tilfellet altså er 10 milliarder kroner.

Størrelsen på grunnrenten vil være viktig for eventuelle investorer i det norske kraftmarkedet. Dette er en avkastning som en vil få utover den normale avkastningen ved investeringer i andre bransjer. I noen kraftverk vil denne grunnrenten være svært stor, mens den i andre verk vil være liten, tilnærmet lik null. Figur 3 illustrerer at i noen kraftverk kan avkastningen bli oppimot 25-30 prosent (de som var billigst å bygge ut, helt til venstre på kur-

Tabell 2. Elementer i det nye skattesystemet for kraftverk.

Skatteart	Grunnlag	Sats i %	
1. Skatt på alminnelig inntekt (Overskuddsskatt)	Regnskapsmessig overskudd (O)	Stat :	5,75
		Fylke:	4,50
		Kommune:	17,75
2. Naturressursskatt (Prod. avg.) (N)	Takst: Middel årsprod.	Kommune:	1,00
		Fylket:	0,20
3. Skatt på grunnrente (G): Hvis G>N	Grunnrenteinntekten	Stat:	27,00
4. Eiendomsskatt	Markedsverdien	Kommune:	0,2-0,7

ven), mens i andre verk kan avkastningen være mindre enn 7 prosent (helt til høyre på kurven). Noen prosjekter burde antakelig aldri vært bygget ut. Dette forsterkes av at miljøkostnadene heller ikke er inkalkulert, se Carlsen & al. Op.cit. Dette betyr at noen kraftverk i utgangspunktet vil være svært attraktive, mens andre verk vil være tilnærmet uinteressante, både for norske private og utenlandske selskaper.

2.4 Kraftverksbeskatning

Hvorvidt man skal investere i en bransje kontra en annen, er dels avhengig av den direkte avkastningen, dels av den *relative skattleggingen* av resultatet i ulike bransjer, og dels av den *relative risikoen* investeringene er utsatt for. Skattleggingen av de fleste bransjer i Norge baserer seg stort sett på likebehandling (bortsett fra bl.a skipsfarten). Det er imidlertid et par viktige poenger som angår naturressursbaserte sektorer: Særskilt beskatning av grunnrenten i kraftsektoren og petroleumsrenten på sokkelen. Den ekstra-avkastning som oppstår som følge av at en utnytter sterkt begrensede naturressurser med stigende utbyggingskostnader, blir sett på som en nasjonal ressurs og beskattes særskilt.

Ekstra skattlegging av petroleumsrenten i Nordsjøen har vært et viktig element i petroleumskattesystemet under hele oljeperioden i Norge. Skattlegging av grunnrente i vannkraftsektoren er et nytt element som kommer inn i kraftverksbeskatningen fra 1. januar 1997⁷. Det nye kraftverksbeskatningsopplegget sier i grove trekk at kraftverk skal skattlegges iht regnskapsmessig overskudd. I tillegg skal det betales en naturressursskatt på 1% av verdien av middel årsproduksjon. Det skal også betales en grunnrenteskatt på 27 % av grunnrenteinntekten, se tabell 2, samt en eiendomsskatt. Naturressursskatten og grunnrenteskatten samordnes.

Skattesats på grunnrenten, slik vi har definert den foran, vil altså være om lag 27 prosent. I tillegg kommer naturressursskatten og eiendomsskatten som også kan sies å være en grunnrenteskatt. Nøyaktige generelle anslag på

den totale grunnrenteskatten vil være vanskelig å anslå da skattesystemets beregnings-, fradrags- og samordningsregler er relativt komplisert og krever en beregning i hvert enkelt tilfelle. Se f.eks. Bye og Fjærli (1996). Hovedpoenget her er imidlertid at det nye kraftverksbeskatningssystemet reduserer nettoavkastningen av grunnrenten for eierne og isolert sett vil trekke i retning av at private norske eller utenlandske selskaper får noe mindre interesse for norske kraftselskaper. Fortsatt er det imidlertid grunn til å påpeke at også etter skatt vil avkastningen i mange kraftselskaper ligge over gjennomsnittet for alternative investeringer og dermed gjøre kjøp av eiendeler i slike selskaper attraktive. Generelt gjelder at skattlegging av grunnrenten ikke vil gjøre investeringen ulønnsom. Hvis risikoen ved investeringer i kraftsektoren er større enn risikoen ved investeringer i annen virksomhet vil imidlertid skattleggingen av grunnrenten i kraftsektoren kunne påvirke investeringsviljen i denne sektoren.

2.5 Risiko

På 1950 tallet var det knyttet en betydelig risiko til investeringer i kraftprosjekter. Dette var også en av grunnene til at man inngikk langsiktige kraftavtaler med industrien. I dagens europeiske kraftmarked er nok risikoen knyttet til vannkraftprosjekter relativt liten. Det nordiske kraftmarkedet synes så langt å ha fungert rimelig bra (tatt i betraktning alle imperfeksjonene) også i de ekstreme nedbørfårene 1995 og 1996. Den økonomiske risikoen med eierskap i norske kraftverk må derfor anees å være lav. Diversifisering som argument for eie av kraftverk (for eksempel i en vertikal integreringstrategi) trekker i retning av at eie av norske kraftverk vil bidra til å redusere den totale risikoen for eierne. I motsetning til i mange andre land burde også den politiske risikoen, *gitt at en fikk overta kraftselskapet i første omgang*, være svært liten.

3 JURIDISKE FORHOLD

Første gang en i norsk lovverk kan spore frykten for at utlendinger skulle

overta eierretten til norske naturressurser, var gjennom Statborgerrettsloven av 21 april 1988. Denne innførte konsesjonsplikt for å kjøpe eller råde over ulike typer fast eiendom for selskaper uten norsk styre eller sete i Norge. Her er det imidlertid viktig å merke seg at ved å opprette et norsk styre, kunne utlendinger fortsatt foreta oppkjøp av norske eiendommer, inklusive vassdrag som kunne nyttes til kraftproduksjon.

Dette hullet i lovverket ble tettet gjennom «panikkloven» av 1906, som innførte konsesjonsplikt for også *norske* erverv av vannfall. Dette var også første gang hjemfallretten⁸ kom inn i norsk lovverk.

Et tiår etter fikk vi lov av 14. desember 1917 nr. 16 «Om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom», den såkalte Industrikonsesjonsloven, som også i hovedsak gjelder i dag. Denne fastslår at alle utenom staten og kommunen må ha konsesjon for kjøp av vannfall. Elementer i Industrikonsesjonsloven og Vassdragsreguleringsloven ble dels tatt ut og dels erstattet av den nye Energiloven, se Ot.prp. nr. 43 (1989-90 sanksjonert av Kronprinsen 29. juni 1990, som ble gjort gjeldende fra 1.1.1992⁹. Kjøp av norske kraftverk er imidlertid fortsatt i første rekke regulert gjennom *konsesjonsplikten* i industrikonsesjonsloven. Denne loven gir også regler om *forkjøpsrett* på statens eller fylkeskommunens hånd .

⁷ Se Ot.prp. nr. 23 (1995-96) Skattlegging av kraftforetak og Innst.O.nr.62, lov av 28 juni 1996 nr 41.

⁸ Med hjemfall menes vederlagsfri overgang til staten av eiendomsretten til de utbygde vannfall og de oppførte anlegg ved konsesjonstidens utløp.

⁹ Den nye energiloven fra 1990 erstatter: Lov 25.juni 1948 om forsvarsmessig sikring av kraftforsyningen (kraftforsyningsloven), Lov 9. juli 1948 om rasjonering av elektrisk energi (strømrasjoneringsloven), lov 19. juni 1969 om bygging og drift av elektriske anlegg(elektrisitetensloven), lov 18.april 1986 om bygging og drift av fjernvarmeanlegg (fjernvarmeloven), kapittel IV i lov 14.desember 1917 om erverv av vannfall, bergverk og annen eiendom (industrikonsesjonsloven). Det er også gjennomført endringer i konsesjonskraftreglene i industrikonsesjonsloven av 14.desember 1917 og vassdragsreguleringsloven av 14.desember 1917.

Lovverket hjemler også krav om hjemfall.

Reglene for i hvilken grad forkjøpsrett kan hevdes på statens eller fylkeskommunens hånd, når det vil bli krevet konsesjon ved overdragelse og i hvilke tilfelle det vil bli overført eller innført hjemfallsplikt, er sammensatte. En god beskrivelse av disse reglene er gitt i Høisveen (1996). Beskrivelsen nedenfor er bygd på denne.

3.1 EØS-avtalen

EØS-avtalen omfatter ikke forvaltningen av vannkraftressursene. Denne forvaltningen er et nasjonalt forhold som tilligger offentlige myndigheter. I forbindelse med EØS-avtalen styrket myndighetene den nasjonale styring og kontroll med vannkraftsektoren, se Ot.prp. nr. 82 (1991-92) Om endringer i energiloven som følge av en EØS-avtale, jf. Innst. O. nr. 17 (1992-93). Ifølge denne kan også *konsesjonsbestemmelsene for vannfall opprettholdes innenfor EØS-avtalen. Offentlig forkjøpsrett til kraftverk og vannfall og statens hjemfallsrett berøres heller ikke av EØS-avtalen.* Ved lov av 27 september 1992 nr 119 fjernet man elementer av forskjellsbehandling mellom norske og utenlandske rettssubjekter omfattet av EØS-området.

3.2 Konsesjonsplikt og forkjøpsrett

Erverv av eiendomsrett eller bruksrett til vannfall krever konsesjon¹⁰, jfr. industrikonsesjonslovens §1. Et slikt konsesjonskrav utløser også vanligvis forkjøpsrett for staten (§6). Dette gjelder såvel nye som allerede utbygde vannfall, dersom de ikke tidligere har vært konsesjonsbehandlet. Dersom staten ikke nytter forkjøpsretten, går denne automatisk over til den fylkeskommunen som vannfallet ligger i. Dette betyr at hvis en privat investor er interessert i et norsk vannfall vil han alltid i utgangspunktet møte statens eller fylkeskommunens forkjøpsrett. Denne forkjøpsretten gjelder også bruksretten til vannfallet. Utøvelse av forkjøpsrett må skje uten

diskriminering etter nasjonalitet. Ved endringer av elementer i industrikonsesjonsloven i 1992 ble reglene om forkjøpsrett utvidet til å omfatte alle salg av deler av kommunalt eide kraftselskaper, ikke bare ved første gangs salg.

Konsesjon gis vanligvis for 60 år. Hvis erververen er offentlig i industrikonsesjonslovens forstand, gis konsesjon på ubegrenset tid. Dette innfører altså en forskjellsbehandling av private og offentlige eiere som også vil påvirke lønnsomhetsvurderingen av investeringen i favør av offentlige eiere. Kombinert med reglene om forkjøpsrett vil dette kunne være helt avgjørende for private investorers muligheter for å overta norske kraftverk.

3.3 Offentlige eide kraftverk som aksjeselskaper

Salg av kommunale eller fylkeskommunale kraftverk vil vanligvis først være aktuelt etter at vannfall og kraftverk er skilt ut fra den kommunale forvaltningen som et eget aksjeselskap. Som en følge av dereguleringen av det norske elektrisitetsmarkedet i 1991 må offentlige eide verk skille mellom konkurransedelen (kraftproduksjonen og selve omsetningsvirksomheten) og monopoldelen (overføring og distribusjon). Dette betyr at flere kommunalt eide verk etterhvert ønsker å skille ut konkurransedelen i egne aksjeselskaper. Denne utskillelsen utløser i utgangspunktet konsesjonsplikt. Det har imidlertid i mange saker siden 1990 vært gjort unntak fra konsesjonsplikten. I disse sakene har en satt som vilkår at enhver fremtidig aksjeoverdragelse uansett størrelse på aksjeposten utløser forkjøpsrett på statens hånd. Det vil si at det vil være vanskelig for utenlandske og/eller norske private interessenter delvis eller helt å overta offentlig eide kraftverk organisert som egne aksjeselskaper. Hovedargumentet er her nettopp at industrikonsesjonsloven skal nyttes for å sikre styring og kontroll i forvaltningen av vannkraften. I dette tilfellet gjelder forkjøpsretten kun staten. Konsesjonsplikt ved aksjeervert kan selv-

følgelig vanskelig gjøre en mulig privat overtakelse av slike verk.

3.4 Overtakelse av private eller kommunalt eide kraftverk

Ved overtakelse av eierrettigheter (aksjer) i norske *privateide eller kommunalt eide* kraftverk som innehar vannfallrettigheter som omfattes av industrikonsesjonsloven, må kjøper ha ervervs-konsesjon hvis han erverver mer enn 20 prosent av aksjene eller partene i selskapet. *Alle* erverv utover 20 prosent utløser også konsesjonskrav. Under slike konsesjoner kan det settes vilkår om forkjøpsrett og hjemfall.

3.5 Hjemfallsretten

Om lag 5 prosent av landets totale kraftstasjonsytelse (MW) har i dag ikke vilkår om hjemfall. Dette skyldes at ervervet fant sted før konsesjonslovgivningen ble innført. Hvis et slikt selskap med vannfallsrettigheter skulle bli solgt til andre private, vil det antakelig gjennom konsesjonsbehandlingen bli innført vilkår om hjemfall dersom stat eller fylkeskommune ikke benytter forkjøpsrett.

Til alle andre norske privateide kraftverk er det knyttet en hjemfallsordning. Det vil at en privat eier leier naturressursen (får konsesjon for å bruke fossefallet) av det offentlige for en tidsbegrenset periode (normalt 60 år). Etter denne perioden hjemfaller verket vederlagsfritt til det offentlige. Når hjemfallsretten nærmer seg, kan selskapet inngå en avtale om såkalt foregrepet hjemfall – det vil at konsesjonstiden blir forlenget med et visst antall år (normalt 50 år).

Hjemfallsretten bidrar til å redusere «levetiden» for en privat investors investeringer. I forbindelse med overtakelse av et kraftverk vil den *opprinnelige* hjemfallsretten løpe. Det vil si at hvis et privat selskap ønsker å overta et kraftverk der konsesjonstiden har løpt for eksempel 50 år, vil det måtte overdra selskapet vederlagsfritt til staten etter kun 10 år

¹⁰ Nærmere bestemt for vannfall som utbringer mer enn 1000 naturhestekrefter.

(hvis hjemfallsperioden opprinnelig var 60 år). Dette reduserer private aktørers villighet til å investere i norske vannkraftprosjekter. Alternativt vil betalingsvilligheten for kraftverket være så lav at det vil være uinteressant for dagens eiere å selge, eller prisen vil være så lav at det vil lønne seg for det offentlige å benytte forkjøpsretten.

4 POLITISKE FORHOLD

Som det fremgår av det foranstående, er det norske lovverket detaljert utformet med tanke på å sikre nasjonale myndigheter kontroll over de norske vannkraftressursene gjennom både konsesjonskrav, hjemfallrett og forkjøpsrett. Lovverket er selvfølgelig utformet for at de politiske myndigheter kan influere på eventuelle forsøk på oppkjøp av norske vannfall. Tradisjonen for dette har vi med oss helt tilbake fra Statsborgerrettsloven i 1888.

Gjennom hele perioden etter andre verdenskrig har det politiske Norge vist at de ønsker å bruke norsk vannkraft aktivt i nærings- og distriktspolitikken. Gjennom EØS-forhandlingene og forhandlingene om norsk medlemskap i EU var også den politiske markeringen av behovet for å beholde norske naturressurser på norske hender, sterk fra alle politiske partier. På tross av, eller kanskje på grunn av, dereguleringen av det norske og skandinaviske elektrisitetsmarkedet, og de effekter det har gitt i retning av mer handel med kraft, er ikke de politiske signaler om kravet til norsk eierskap blitt svakere.

5 NOEN HOVEDKONKLUSJONER

Norske vannkraftressuser burde i utgangspunktet, av økonomiske grunner, være attraktive investeringsobjekter for private aktører både innenlands og utenlands. Selv om det nye kraftverksbeskatningssystemet legger opp til å hente inn på statens og fylkeskommunens hånd noe av den merprofitten som oppstår på grunn av grunnrente i kraftsektoren, vil mange kraftverksprosjekter gi en høy avkastning. Risikoen knyttet til lønnsomheten ved vannkraftproduksjon i Norge er neppe så høy at grunnrentebeskatning vil påvirke interessen for investeringer i denne sektoren.

Konsesjonsregler, regler om forkjøpsrett og krav om hjemfall knyttet til erverv av kraftselskaper i Norge gjør det nærmest uinteressant for både norske private og utenlandske selskaper å forsøke å overta norske kraftselskaper. EØS-medlemskap endrer ikke på disse juridiske forholdene, kanskje tvert imot, de understreker betydningen av norsk kontroll med vannfallsrettighetene. Privat eierskap (inkl. utenlandsk) til mindre deler av offentlig eide kraftselskaper kan imidlertid være aktuelt og strategisk viktig for slike selskaper.

Det er en betydelig, nærmest union, politisk motstand mot at utenlandske interesser skal komme inn på eiersiden i norske kraftverk. Dette, koblet mot krav om konsesjonsplikt, forkjøpsrett og krav om hjemfall gjør slike overtakelser nærmest uaktuelt.

Et spørsmål vil derfor være om utenlandske selskaper kan komme seg inn og hente ut en del av mer-

profitten i norske kraftselskaper ved deleierskap eller ved å delta mer som direkte aktører i selve kraftomsetningen, for eksempel på engrosiden i det norske kraftmarkedet. Var det et eksempel på dette vi så gjennom Vattenfalls forsøk på oppkjøp av Bergen Lysverker – eller var det «bare» marginene i selve omsetningen som var interessante? Vil markedet finne andre former enn oppkjøp av kraftverk for å kunne få ta del i den norske grunnrenten i denne sektoren? Dette kan nok bli aktuelle problemstillinger fremover, men faller utenfor rammen av denne artikkelen.

REFERANSER:

- Bye, T. (1988): Kraftintensiv industri, nåtid – fremtid. *NOU: 1988:21*. Norsk Økonomi i forandring. Perspektiver for nasjonalformue og økonomisk politikk i 1990-årene, Vedlegg 10.
- Bye T. og E. Fjærli (1996): Kraftbeskatning. En analyse av ulike skatteopplegg i forhold til kraftverk. *Økonomiske Analyser*, 4/96, Statistisk sentralbyrå.
- Bye, T. og P. Frenger (1986): Relative Rates of Return in Norwegian Manufacturing Industry, 1962-1981, *Statistisk sentralbyrå*, 1986
- Bye, T. og T.A. Johnsen (1991): Effektivisering av kraftmarkedet. *RAPPORTER 91/13*, Statistisk sentralbyrå, 1991
- Carlsen, A., J. Strand og F. Wenstøp (1991): Beregninger av implisitte miljøkostnader ved utbygging av vannkraft., *Sosialøkonomen nr. 10, 1991*
- Elektrisitetsstatistikk (1993): *Norges Offisielle statistikk c311*, Statistisk sentralbyrå.
- Energimeldingen (1980): *St.m. 54 (1979-80)* Norges fremtidige energibruk og -produksjon.
- Høisveen, P.H. (1996): Rettslige rammer for salg av kraftverk. *Lov og rett nr. 9 1996*.
- Hansen, M., T. A. Johnsen og J. Ø. Oftedahl (1996): Det norske kraftmarkedet til år 2000. *RAPPORTER 96/16*, Statistisk sentralbyrå.