

Rapport 21/02

**Eierskapsnøytrale
konsesjonsregler for
vannkraftproduksjon**

Eierskapsnøytrale konsesjonsregler for vannkraftproduksjon

Utarbeidet for
Olje- og
energidepartementet

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER.....	1
1 INNLEDNING	7
1.1 Bakgrunn og problemstilling.....	7
1.2 Eierskapsnøytrale endringsmodeller	8
1.3 Litt om metode	10
1.4 Leseveiledning	11
2 HJEMFALLSINSTITUTTET SOM SKATTEINSTRUMENT.....	12
2.1 Prinsipielt om grunnrenteinndragning.....	12
2.2 Grunnrenteskatt og hjemfall.....	15
2.2.1 Grunnrenteskatten	15
2.2.2 Andre skattetyper	17
2.2.3 Hjemfallsinstituttet	18
2.3 Treffsikkerhet	19
2.3.1 Forventet verdi av en investering med grunnrenteskatt og hjemfall ...	19
2.3.2 Risiko	21
2.4 Forutsigbarhet.....	22
2.5 Oppsummering	23
3 HJEMFALL OG BESLUTNINGSEFFEKTIVITET	24
3.1 Reinvesteringer, vedlikehold og kapasitetsutvidelser	24
3.1.1 Det generelle problemet	24
3.1.2 Kvantifisering av samfunnsøkonomisk kostnad	26
3.1.3 Korreksjonsmekanismer.....	28
3.1.4 Kompensasjon for investeringer ved hjemfall	28
3.1.5 Foregrepet hjemfall	30
3.1.6 Verdsettingsmetoder.....	33
3.1.7 Samlet vurdering av korreksjonsmekanismene.....	42
3.1.8 Krav til teknisk standard	44
3.2 Nyinvesteringer	45
3.3 Beslutningen om salg vs. fortsatt drift	49
3.4 Oppsummering	55
4 HJEMFALL OG HENSYN TIL RESSURSFORVALTNING OG MILJØ	56
4.1 Innledning.....	56
4.2 Reguleringsprinsipper	56
4.3 Hvordan reguleres det?.....	57
4.3.1 Planer.....	58
4.3.2 Lover	58
4.4 Hjemfall som styringsverktøy	60
4.4.1 Beslutninger ved hjemfallstidspunktet	60
4.4.2 Hjemfall gir residual styringsrett.....	63
4.4.3 Fleksibilitet og treffsikkerhet	63
4.5 Samlet vurdering	64
5 HJEMFALLSINSTITUTTET OG NÆRINGSPOLITISKE MÅL	65
5.1 Næringspolitiske mål for kraftsektoren.....	65
5.2 Dagens hjemfallsinstitutt.....	66

5.2.1	Konsekvenser for strukturutviklingen.....	66
5.2.2	Konsekvenser for måloppnåelse.....	68
5.3	Virkninger av endringsmodeller.....	70
6	DEN OFFENTLIGE FORKJØPSRETTE.....	73
6.1	Fordeler og ulemper ved forkjøpsrett.....	73
6.2	Mulige endringer.....	74
6.3	Oppsummering.....	74
7	EIERSKAPSNØYTRALE MODELLER.....	76
7.1	Avvikling av hjemfall.....	77
7.1.1	Skatteinnkreving.....	77
7.1.2	Beslutningseffektivitet	79
7.1.3	Miljøhensyn og ressursforvaltning.....	80
7.1.4	Administrative kostnader	80
7.2	Allment hjemfall	80
7.2.1	Skatteinnkreving.....	81
7.2.2	Beslutningseffektivitet	83
7.2.3	Miljøhensyn og ressursforvaltning.....	84
7.2.4	Administrative kostnader	84
7.3	Tidsbegrenset konsesjon	84
7.3.1	Generelle egenskaper	84
7.4	Hjemfallsopsjon	87
7.5	Oppsummering.....	88
	REFERANSER	90

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

I denne rapporten drøftes de samfunnsøkonomiske konsekvensene av ulike endringsmodeller for industrikonsesjonslovens regler om hjemfall av vannkraftverk. Dagens hjemfallsregler gir opphav til en innelåsningseffekt siden bare offentlige norske eiere kan få tidsubegrenset konsesjon. Avvikling av hjemfall fjerner innelåsningseffekten. På visse betingelser gjelder dette også modeller basert på hjemfall for alle og opsjon for staten til å innføre hjemfall, samt tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall. Alle endringsmodellene kan derfor medføre friere omsettelighet av norske vannkraftverk. Endringsmodellene har ulike konsekvenser for de samlede rammebetingelsene for kraftsektoren. Virkemåten til de ulike modellene avhenger imidlertid av den detaljerte modellutformingen. Blant annet kan kompensasjonsordninger eller foregrepet hjemfall styrke incentivene til investeringer når det nærmer seg utløpet av konsesjonsperioden. Modeller basert på tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall eller opsjon for staten til å innføre hjemfall senere, ligger mellom allment hjemfall og avvikling samfunnsøkonomisk sett. Ved en samlet vurdering av endringsmodellene må ulike samfunnsøkonomiske hensyn veies mot hverandre.

Bakgrunn

Erverv av eiendomsrett, bruksrett eller langsiktig disposisjonsrett til norske vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven av 1917. Loven omfatter også kjøp og salg av fallrettigheter og vannkraftverk eierandeler i selskaper som eier slike rettigheter og kraftverk. Et hovedprinsipp i loven er at kraftverk eid av private og utlendinger hjemfaller vederlagsfritt til staten ved utløpet av konsesjonstiden, som i utgangspunktet er 60 år fra første gang konsesjon ble gitt. Offentlige norske eiere kan derimot gis tidsubegrenset konsesjon. Industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall har hatt stor betydning for utviklingen av den norske kraftsektoren historisk, og loven spiller fortsatt en viktig rolle. Det har imidlertid i de siste årene oppstått en debatt om hjemfallsinstituttets virkninger for strukturutviklingen i den norske kraftsektoren, og om ordningen oppfyller EØS-avtalens regler om fri etableringsrett og kapitalmobilitet. Det er dermed oppstått et behov for å vurdere mulige endringer i hjemfallsinstituttet, og hvilke virkninger slike endringer kan ha.

Problemstilling

Hovedproblemstillingen vi drøfter, er følgende:

Hva er de samfunnsøkonomiske konsekvensene av ulike modeller for eierskapsnøytrale konsesjonsregler for vannkraftproduksjon?

De samfunnsøkonomiske konsekvensene faller i flere kategorier:

- Hvilke egenskaper har alternative utforminger av hjemfallsinstituttet som skatteinstrument?
- Hva betyr hjemfall for investeringene i vannkraftverk og omstruktureringen av den norske kraftsektoren?
- Hvordan kan ulike hjemfallsmodeller ivareta behovet for offentlig kontroll med ressursutnyttelse og miljøhensyn?
- Hvilke konsekvenser har hjemfallsinstituttet for oppnåelsen av ulike næringspolitiske mål?

Målet med analysen er ikke å utarbeide et anbefalt forslag til endringsmodell. En anbefalt modell må også ivareta juridiske og politiske hensyn. En kartlegging av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av endringsmodellene gir imidlertid nødvendig kunnskap om avveiningene som må gjøres i utformingen av en endelig modell. Rapporten er skrevet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

Konklusjoner og tilrådinger

Hovedkonklusjonene fra analysen kan oppsummeres i følgende punkter:

- Hjemfall inndrar proveny til staten og kan fungere som styringsverktøy innen ressursforvaltning og ivaretagelse av miljøhensyn (gjennom eierskap). Hjemfall er imidlertid lite treffsikkert som skatteinstrument. Andre lover og reguleringer ivaretar i alt vesentlig de samme ressursforvaltnings- og miljøhensynene som hjemfall på både kort og lang sikt.
- Avvikling av hjemfall fjerner innelåsningseffekten med hensyn til eierskapet som dagens hjemfallsinstitutt gir opphav til. På den andre siden innebærer avvikling en lemping av kraftsektorens rammebetingelser. Dette kan imidlertid motvirkes, for eksempel ved å øke grunnrenteskatten. Det øker effektiviteten i skatteinnkrevingen.
- Hjemfall også for offentlige eiere medfører isolert sett strengere rammevilkår. Da kan grunnrenteskatten i stedet reduseres. Hjemfall om 60 år fra i dag eller når det skjer transaksjoner gir imidlertid grunnlag for en relativt liten reduksjon i skattetrykket og en neglisjerbar innelåsningseffekt. Incentivene til reinvesteringer og vedlikehold svekkes når det nærmer seg utløpet av konsesjonsperioden. Kompensasjonsordninger eller foregrepet hjemfall gir incentiver til at investeringene gjennomføres på riktig tidspunkt.
- Modeller basert på tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall eller opsjon for staten til å innføre hjemfall senere, ligger mellom allment hjemfall og avvikling samfunnsøkonomisk sett.
- Alle endringsmodellene medfører på visse betingelser friere omsettelighet av norske vannkraftverk. Det vil ventelig gi færre og større aktører og et økt innslag av utenlandsk eierskap. Det legger til rette for en mer effektiv bransjestruktur, og kan gi økte muligheter for industriell videreutvikling.
- Samfunnsøkonomisk sett innebærer de ulike endringsmodellene både fordeler og ulemper. Ved en samlet vurdering av endringsmodellene må de

ulike hensynene veies mot hverandre. Det betyr at det i siste instans er samfunnets preferanser som må avgjøre hvilken modell som er å foretrekke.

Alternative endringsmodeller

Med eierskapsnøytrale konsesjonsregler forstår vi konsesjonsregler som medfører likebehandling av kjøpere og utbyggere av vannkraftproduksjon, inklusive kjøp av aksjer i selskaper som eier vannkraftverk, uavhengig av nasjonalitet og sektortilhørighet. Dagens hjemfallsinstitutt og industrikonsesjonsloven medfører at *bruksretten* og *eiendomsretten* blir begrenset i tid for private og utenlandske eiere og offentlige deleiere i private selskaper. Bruksretten dreier seg blant annet om retten til å bestemme hvordan anleggene kjøres. Eiendomsretten innbefatter retten til å nyte godt av den økonomiske verdien av anleggene, samt residual styringsrett over forhold som ikke er omfattet av kontraktsbestemmelser eller lover og regler. Dagens modell medfører innelåsning av eierskapet i kraftproduksjonen fordi salg fra offentlige eiere til private eller utenlandske aktører kan medføre en vesentlig kortere konsesjonsperiode for kjøper enn hva selger har i utgangspunktet. Dermed blir verdien av å drive videre selv tilsvarende høyere enn verdien av å selge.

I tabell A oppsummerer vi de viktigste alternative endringsmodellene med utgangspunkt i hvordan de påvirker eiendomsretten og bruksretten til kraftverkene. Det finnes en rekke varianter av de overordnede modellene, og vi kommer tilbake til noen av de viktigste nedenfor.

Tabell A Endringsmodeller for konsesjonsreglene

		Bruksrett	
		Tidsbegrenset	Tidsubegrenset
Eiendomsrett	Tidsbegrenset	Hjemfall for alle Hjemfallsopsjon	Ikke relevant
	Tidsubegrenset	Tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall	Avvikling av hjemfall

Skatteinndragning og ressursforvaltning

Hjemfallet har en funksjon som skatteinstrument ved at staten inndrar hele inntjeningen i kraftverk som hjemfaller etter et visst tidspunkt. Dette skjer uavhengig av lønnsomheten i det enkelte kraftverk. Ulønnsomme prosjekter beskattes i praksis relativt hardere enn lønnsomme prosjekter når vi betrakter hjemfall isolert. Hjemfall er i så måte et lite treffsikkert skatteinstrument.

Hjemfall gjør videre at staten kan fatte beslutninger som angår ressursforvaltningen direkte i egenskap av å være eier. Betydningen av dette er imidlertid begrenset ettersom slike hensyn i stor grad ivaretas av andre lover og reguleringer (for eksempel vassdragsreguleringsloven og vannressursloven). Staten kan også revidere konsesjonsvilkår, benytte seg av tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall og gjøre lovendringer. Endelig kan staten ta direkte initiativ til å forhandle om endringer i konsesjonsvilkårene eller overtakelse av verk uavhengig av eventuelle betingelser om hjemfall.

Spørsmålet er om det likevel gjenstår et residuelt styringsbehov som hjemfall kan ivareta. Andre virkemidler kan imidlertid også ivareta slike residuale behov, for eksempel gjennom revisjon/inndragning av tidsbegrensede bruksrettkonsesjoner

eller ved at staten kjøper kraftverkene. I så fall avhenger hjemfallsinstituttets verdi som styringsverktøy av kostnadene ved bruk av hjemfall relativt til andre virkemidler. Overtakelse av verk kan for eksempel måtte finansieres med økt bruk av vridende skatter i tillegg til at det kreves forhandlinger om kjøpspris. Hyppige revideringer av vilkår og lovendringer (som et alternativ til hjemfall) kan dessuten medføre økt uforutsigbarhet for konsesjonærene og dermed for lave investeringer. Betydningen av slike kostnader er imidlertid vanskelig å anslå, og de vil uansett være relevante først i et svært langsiktig perspektiv. I tillegg har hjemfall naturligvis langsiktige fordelingsvirkninger.

Avvikling av hjemfall

Avvikling av hjemfall medfører at norske vannkraftverk blir fritt omsettelige. Innelåsningseffekten i dagens system fjernes. En avvikling av hjemfallsinstituttet betyr også at det samlede "skattetrykket" i kraftsektoren reduseres, selv om virkningen ikke nødvendigvis er veldig stor målt i kroner. Det skyldes at statens forventede proveny fra dagens hjemfallsinstitutt er begrenset som følge av innelåsningen av eierskapet (transaksjoner som utløser hjemfall blir ikke gjennomført). Lempingen i rammebetingelsene kan uansett motvirkes ved en økning i andre skatter, for eksempel grunnrenteskatten, noe som øker effektiviteten i skatteinnkrevingen i sektoren. Lønnsomhetsbaserte skatter er mer treffsikre siden de i prinsippet inndrar en fast andel av overskuddet i verket og gir et tilsvarende fradrag for kostnader. Vi forutsetter da at staten beholder den samme beskatningsfriheten som i dag også på lang sikt. En eventuell verdi av hjemfall som styringsverktøy på lang sikt forsvinner, men betydningen av dette er svært usikker.

Fjerning av hjemfallsbetingelsene i eksisterende tidsbegrensede konsesjoner innebærer i utgangspunktet også en verdioverføring til eierne av disse verkene. Fordelingsvirkningen kan imidlertid fjernes relativt enkelt, for eksempel gjennom auksjonering av rettighetene etter det opprinnelige hjemfallstidspunktet (frikjøp). Alternativet er å beholde hjemfallsbetingelsene for disse verkene.

Hjemfall for alle

Allment hjemfall vil si at også offentlig eide verk som i dag har tidsubegrenset konsesjon hjemfaller. Et avgjørende moment for virkemåten til en modell med allment hjemfall, er lengden av konsesjonsperioden. Her er det i utgangspunktet tre muligheter:

- Hjemfall relateres til opprinnelig konsesjonstidspunkt
- Hjemfall relateres til tidspunktet hvor det skjer endringer i eierskapet
- Hjemfall innføres uavhengig av om det skjer transaksjoner

Den første varianten innebærer fortsatt sterk grad av innelåsning (med mindre konsesjonsperioden gjøres svært lang) og en sterk innstramming i rammebetingelsene. Det siste kan for øvrig motvirkes med en reduksjon i grunnrenteskatten, noe som innebærer redusert effektivitet i skatteinnkrevingen. Fordelingsvirkningene kan også bli betydelige internt i offentlig sektor.

De to siste variantene har derimot beskjedne innelåsnings- og fordelings effekter når konsesjonsperioden er lang nok. 60 år er antakelig tilstrekkelig. Innstrammingen i rammebetingelsene og grunnlaget for skattereduksjon blir også

tilsvarende mindre enn varianten med hjemfall relativt til opprinnelig konsesjonstidspunkt. 60 års konsesjonsperiode gir også gode incentiver til nyinvesteringer. Nåverdien av inntektene som tilfaller konsesjonæren er da stor nok til at de fleste samfunnsøkonomisk lønnsomme vannkraftprosjekter blir bygd ut når vanlige investeringskalkyler legges til grunn.

Uansett valg av løsning medfører hjemfall en sterk reduksjon i incentivene til reinvesteringer, vedlikehold og kapasitetsutvidelser i eksisterende verk når hjemfallstidspunktet nærmer seg. Det kan dermed oppstå samfunnsøkonomiske kostnader ved at investeringer og vedlikehold gjennomføres for sent i forhold til hva som ville vært det optimale tidspunktet. Det bør derfor vurderes å innføre korreksjonsmekanismer for å gi konsesjonærene incentiver til å opptre som om de eier verkene til evig tid. En aktuell modell er å kompensere konsesjonæren for investeringer foretatt i løpet av konsesjonsperioden (eventuelt bare deler av perioden). En annen mulighet er å utvide og generalisere dagens ordning med foregrepet hjemfall, der konsesjonæren får leie eller kjøpe tilbake anleggene for en ny periode mot å la verket hjemfalle øyeblikkelig. I det første tilfellet betaler staten konsesjonæren for investeringer som staten høster gevinsten av etter hjemfall. I det andre tilfellet betaler konsesjonæren for en utvidet konsesjonsperiode og retten til inntjeningen etter det opprinnelige hjemfallstidspunktet.

Bruk av korreksjonsmekanismer krever metoder for å verdsette kraftverkene. Både estimerte markedsverdier og skattemessige verdier kan brukes. Modellen med allment hjemfall og korreksjonsmekanismer medfører ventelig større administrative kostnader enn en modell uten hjemfall.

Tidsbegrenset bruksrett og hjemfallsopsjon

Modellen med tidsbegrenset bruksrett tilsvarer i prinsippet avvikling av hjemfall, men med en nedside (risiko for tap) knyttet til hva som skjer ved utløpet av konsesjonen. Konsesjonæren beholder eiendomsretten selv om han ikke får ny bruksrett. Han kan da i prinsippet selge kraftverket til andre som kan få ny bruksrett. Dersom staten ønsker å nedlegge, kan en tenke seg at konsesjonæren er berettiget til en kompensasjon, men det er også mulig at kompensasjon ikke blir gitt. Risikoen knyttet til om det blir gitt ny bruksrett og dermed verdien av eiendomsretten (spesielt ved fravær av kompensasjon i tilfelle nedleggelse) kan også medføre reduserte investeringsincentiver på samme måte som ved allment hjemfall. Da oppstår det behov for korreksjonsmekanismer. Innelåsnings- og fordelingsvirkningene blir små når konsesjonsperioden er lang nok, jf. diskusjonen i forbindelse med allment hjemfall ovenfor.

En modell med opsjon for staten til å erklære hjemfall kan utformes ved at hjemfall inntreffer et visst antall år etter at staten har utøvd opsjonen. Modellen gir da konsesjonæren en oppside dersom han ikke blir ilagt betingelser om hjemfall. Igjen er lengden på konsesjonsperioden (målt relativt til tidspunktet for utøvelse av opsjonen) en avgjørende faktor for innelåsnings- og fordelingsvirkningene. Det er også med denne modellen grunn til å innføre korreksjonsmekanismer for å bedre investeringsincentivene.

Med hensyn til kraftsektorens rammebetingelser ligger begge disse modellene et sted mellom allment hjemfall og avvikling. Prinsipielt innebærer imidlertid tidsbegrenset bruksrett en lemping og hjemfallsopsjon en innstramming.

Hjemfall og næringspolitiske mål

Felles for endringsmodellene er at de med visse tilpasninger opphever innelåsningen av dagens eiere av norske vannkraftverk. Norske vannkraftverk og dermed norske kraftselskaper blir i praksis fritt omsettelige. I et næringsøkonomisk perspektiv går det derfor et avgjørende skille mellom dagens hjemfallsordning og de eierskapsnøytrale endringsmodellene. Særlig viktige forhold for vurderingen er effektiviteten i ressursutnyttelsen på kort og lang sikt, inklusive den industrielle videreutviklingen av kraftsektoren, og lokaliseringen av hovedkontorfunksjoner og kompetansemiljøer.

Friere omsettelighet vil ventelig føre til en økt omsetning av eierandeler i norske kraftselskaper. Flere vil melde seg som selgere, og interessen fra private og utenlandske investorer vil øke. Dette vil trolig gi færre og større aktører og et større mangfold i eierskapet, og det er grunn til å tro at en del av eierskapet vil tilfalle utenlandske eiere. Erfaringene fra omstruktureringen internasjonalt viser at de fleste industrielle aktørene foretrekker å engasjere seg i hele verdikjeden. Nye eiere kan tilføre selskapene ressurser som dagens eiere ikke kan. Det gjelder særlig kapital, kompetanse og kommersielle nettverk internasjonalt. Til sammen gir dette den norske kraftsektoren bedre muligheter for industriell videreutvikling.

Verdien av hovedkontorfunksjoner er gjerne knyttet til utviklingen av ledelsesressurser, strategisk kompetanse og innovative kommersielle miljøer. I den grad norske selskaper blir kjøpt opp eller fusjonert inn i større utenlandske energikonsern, risikerer en at hovedkontorene i Norge blir lagt ned. I den norske kraftsektoren har imidlertid grobunnen for sterke markedsorienterte og utadrettede miljøer i tilknytning til hovedkontorene vært svak. Den norske kraftsektoren har vært småskalaorientert, med regional eller lokal fokusering innenfor rammen av kommunale eller fylkeskommunale bedrifter. Betydningen av dagens hovedkontorer for den industrielle utviklingen av den norske kraftsektoren er derfor begrenset - med noen få unntak. Endringer i eierskapet er ingen garanti for at det utvikles sterke kompetansemiljøer, men det muliggjør en slik utvikling i større grad enn dagens hjemfallsinstitutt.

Avveining mellom ulike hensyn

Samfunnsøkonomisk sett innebærer de ulike endringsmodellene både fordeler og ulemper. Alle modellene kan på visse betingelser oppheve innelåsningseffekten i dagens system. Modellegenskapene avhenger imidlertid også av den detaljerte utformingen. Ellers skiller modellene seg fra hverandre med hensyn til effektiviteten i skatteinnkrevingen (gitt at endringer i konsesjonsreglene skal være "provenynøytrale") og incentivene til investeringer. Korreksjonsmekanismer kan bidra til å gjøre hjemfallsbaserte modeller samfunnsøkonomisk effektive, selv om det krever økte administrative kostnader. Modeller basert på hjemfall eller tidsbegrenset bruksrett kan gi lavere reguleringskostnader på lang sikt, men betydningen av dette er svært usikker.

Ved en samlet vurdering av endringsmodellene må de ulike hensynene veies mot hverandre. Det betyr at det i siste instans er samfunnets preferanser som må avgjøre hvilken modell som er å foretrekke. Det ligger utenfor rammen for dette arbeidet å vurdere hvilken løsning som samlet sett er best.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Erverv av eiendomsrett, bruksrett eller langsiktig disposisjonsrett til norske vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven av 1917. Loven omfatter også kjøp og salg av eierandeler i selskaper som eier slike rettigheter og kraftverk. Et hovedprinsipp i loven er at kraftverk eid av private og utlendinger hjemfaller til staten ved utløpet av konsesjonstiden, som i utgangspunktet er 60 år fra første gang konsesjon ble gitt. Offentlige norske eiere kan derimot gis tidsubegrenset konsesjon. Industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall har hatt stor betydning for utviklingen av den norske kraftsektoren historisk, og loven spiller fortsatt en viktig rolle.¹ Det har imidlertid i de siste årene oppstått en debatt om hjemfallsinstituttets virkninger for strukturutviklingen i den norske kraftsektoren, og om ordningen er i overensstemmelse med EØS-avtalens regler om fri etableringsrett og kapitalmobilitet. Det er dermed oppstått et behov for å vurdere mulige endringer i hjemfallsinstituttet, og hvilke virkninger slike endringer kan ha.

Hovedproblemstillingen vi drøfter i denne rapporten er derfor følgende:

Hva er de samfunnsøkonomiske konsekvensene av ulike modeller for eierskapsnøytrale konsesjonsregler for vannkraftproduksjon?

De samfunnsøkonomiske konsekvensene faller i flere kategorier:

- Hvilke egenskaper har alternative utforminger av hjemfallsinstituttet som skatteinstrument?
- Hva betyr hjemfall for investeringene i vannkraftverk og omstruktureringen av den norske kraftsektoren?
- Hvilke konsekvenser har hjemfallsinstituttet for oppnåelsen av ulike næringspolitiske mål?
- Hvordan kan ulike hjemfallsmodeller ivareta behovet for offentlig kontroll med ressursutnyttelse, miljøhensyn og sikkerhet?

I tillegg diskuterer vi kort noen spørsmål knyttet til industrikonsesjonslovens bestemmelser om offentlig forkjøpsrett til vannkraftverk.

¹ Regelverket er relativt komplisert, men er beskrevet nærmere i blant annet Olje- og energidepartementet (2001) og ECON (2001).

For å besvare spørsmålene ovenfor vil vi først drøfte hjemfallsinstituttets økonomiske effektivitetsegenskaper og rolle som styringsverktøy på generelt grunnlag. Basert på resultatene av denne drøftingen vil vi drøfte de samfunnsøkonomiske konsekvensene av ulike endringsmodeller.

Målet med analysen er ikke å utarbeide et anbefalt forslag til endringsmodell. En anbefalt modell må også ivareta juridiske politiske hensyn, noe som ligger utenfor rammen for dette arbeidet. En kartlegging av de samfunnsøkonomiske konsekvensene av endringsmodellene gir imidlertid nødvendig kunnskap om de økonomiske avveiningene som må gjøres i utformingen av en endelig modell.

1.2 Eierskapsnøytrale endringsmodeller

Med eierskapsnøytrale konsesjonsregler forstår vi i dette arbeidet konsesjonsregler som medfører likebehandling av kjøpere og utbyggere av vannkraftproduksjon, inklusive ved kjøp av aksjer i selskaper som eier vannkraftverk. Eierskapsnøytralitet betyr at eventuelle regler om hjemfall må gjøres gjeldende for alle aktører uavhengig av nasjonalitet og sektortilhørighet. Tilsvarende må også fjerning av hjemfall gjelde alle aktører.

Det finnes i prinsippet en rekke tenkelige endringsmodeller, men vi har i denne sammenhengen valgt ut fire hovedmodeller. Dagens hjemfallsinstitutt og industrikonsesjonsloven har en realøkonomisk funksjon ved at *bruksretten* og *eiendomsretten* blir begrenset i tid. Det gjelder både private og utenlandske eiere og offentlige deleiere i private selskaper (selskaper med mindre enn 2/3 offentlig eierskap). Bruksretten dreier seg blant annet om retten til å bestemme hvordan anleggene kjøres. Eiendomsretten innbefatter retten til å nyte godt av den økonomiske verdien av anleggene, samt residual styringsrett over forhold som ikke er omfattet av kontraktsbestemmelser eller lover og regler. Tidsbegrensningen i bruksretten oppstår eventuelt som en følge av hjemfallsbetingelser i konsesjonen meddelt eieren av vannfallet.

Alternative modeller kan påvirke varigheten av de opprinnelige konsesjonærenes bruksrett og eiendomsrett på forskjellige måter. De ulike endringsmodellene er i tabell 1.1 nedenfor klassifisert i henhold til varigheten av bruksretten og eiendomsretten.

Tabell 1.1 *Endringsmodeller for konsesjonsreglene*

		Bruksrett	
		Tidsbegrenset	Tidsubegrenset
Eiendomsrett	Tidsbegrenset	Dagens ordning Hjemfall for alle Hjemfallsopsjon	Ikke relevant
	Tidsubegrenset	Tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall	Avvikling av hjemfall

Modeller med tidsubegrenset bruksrett og tidsbegrenset eiendomsrett må anses som lite relevante i denne sammenhengen.

Hovedmodellene kan utformes i en rekke varianter avhengig av de detaljerte bestemmelsene. Eierskapsnøytralitet er et viktig hensyn i forhold til ESAs

innvendinger mot de norske konsesjonsreglene. Et annet viktig hensyn er i hvilken grad konsesjonsreglene medfører innelåsning og eierposisjoner og manglende kapitalmobilitet. For modellen med avvikling av hjemfall er det åpenbart at hensynene til eierskapsnøytralitet og fravær av innelåsning er ivaretatt. For de andre modellene er det imidlertid ikke opplagt at innelåsningseffekten forsvinner selv om modellene stiller alle eiere overfor de samme konsesjonsbetingelsene. Et viktig spørsmål blir da hvordan modeller basert på tidsbegrensede konsesjoner (både med og uten hjemfall) kan fungere på samme måte i praksis som avvikling av hjemfall. Her vil vi særlig se på betydningen av lengden av konsesjonsperioden relativt til transaksjonstidspunktet eller investeringstidspunktet.

Olje- og energidepartementet vil ifølge pressemelding av 19.4.2002 legge fram et lovforslag om endringer i industrikonsesjonsloven i løpet av høsten 2002. Kjernen i den planlagte lovendringen er at alle offentlige konsesjoner skal gjøres tidsbegrensede med hjemfall 60 år fra den reviderte loven trer i kraft. Når vi i det følgende diskuterer modeller som innebærer endringer i eksisterende konsesjonsbetingelser, forutsetter vi at endringene skjer når det gjennomføres transaksjoner. Departementets opplegg avviker altså fra dette. Vi vil kommentere forslaget underveis i rapporten, men vil allerede her gjøre oppmerksom på at drøftingen av innelåsning er lite relevant for departementets foreslåtte modell.

Modellene kan operasjonaliseres som følger:

- *Avvikling av hjemfallsinstituttet.* Industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall oppheves, slik at kjøp og salg av vannkraftverk og investeringer i vannkraftproduksjon heretter ikke utløser hjemfall. Eksisterende tidsbegrensede konsesjoner antas omgjort til evigvarende konsesjoner. Eventuelt kan en anta at eierne av slike kraftverk kan kjøpe seg fri fra hjemfallsbetingelsene de er underlagt i dag.²
- *Innføring av hjemfall for alle.* Alle transaksjoner og investeringer som utløser konsesjonsbehandling medfører at kjøper/investor ilegges betingelser om hjemfall. For verk som allerede er belagt med hjemfall kan en tenke seg at de eksisterende konsesjonsbetingelsene beholdes, eller at hjemfallstidspunktet endres i tråd med de overordnede prinsippene modellen bygger på.
- *Omgjøring til tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall.* Ved transaksjoner ilegges verkene konsesjoner som utløper etter en viss periode, men uten at anleggene og fallrettighetene hjemfaller til staten. Også kraftverk med hjemfall i dag får omgjort sine konsesjoner til tidsbegrensede. Dersom konsesjonæren ikke får fornyet konsesjon, er det naturlig å forutsette at anleggene må videreselges til staten eller andre aktører som kan få ny konsesjon.³ Dersom det ikke er aktuelt å gi andre ny konsesjon heller, kan konsesjonæren være berettiget en kompensasjon eller ikke. Vi vil diskutere begge tilfeller, men tar utgangspunkt i at konsesjonæren faktisk er berettiget til kompensasjon. En kan selvsagt også anta at konsesjonen kan fornyes på visse vilkår.

² For kraftverk omfattet av foregrepne hjemfallsavtaler antar vi at situasjonen forblir uendret i alle modellene. Disse verkene har formelt allerede skiftet eier og leies ut av staten for en viss periode.

³ Dette er for så vidt tilfelle allerede i dag, jf. industrikonsesjonsloven § 31.

- *Omgjøring til tidsubegrensede konsesjoner uten hjemfall, men med rett for staten til å innføre hjemfall senere.* Alle konsesjoner gjøres i utgangspunktet tidsubegrenset ved transaksjoner eller investeringer, men staten forbeholder seg retten til å innføre hjemfall på et senere tidspunkt. De samme endringene skjer for kraftverk som er belagt med hjemfall i dag. Hjemfallsopsjonen kan være begrenset til bestemte tidspunkter, eller den kan være evigvarende. Retten til å erklære hjemfall antas å fungere slik at hjemfall først inntreffer et visst antall år etter at staten har erklært at den vil utøve opsjonen. Det er også mulig å tenke seg en modell basert på tidsbegrensede konsesjoner med hensyn til bruksretten der staten har opsjon til å innføre hjemfall ved utløpet av den tidsbegrensede konsesjonen.

Konsekvensene av innføring av hjemfall eller tidsbegrensede konsesjoner for private verk som i dag ikke har konsesjon er i siste instans et juridisk spørsmål som ligger utenfor problemstillingen i denne rapporten. Blant annet oppstår spørsmål om erstatning til de berørte eierne. Innføring av hjemfall eller tidsbegrensede konsesjoner vil også ventelig medføre betingelser om konsesjonskraft, konsesjonsavgifter, minstevannføring osv. Prinsipielt blir imidlertid den samfunnsøkonomiske konsekvensanalysen for disse verkene i hovedsak som for offentlige eiere med tidsubegrenset konsesjon.

1.3 Litt om metode

Et viktig moment for vurderingen av hjemfallsinstituttet i et samfunnsøkonomisk perspektiv er virkningen av hjemfall på aktørenes beslutninger om investeringer og omstrukturering. For å belyse virkningene av hjemfallsinstituttet for slike beslutninger tar vi utgangspunkt i nåverdikriteriet. Vi ser med andre ord på de neddiskonterte nettokontantstrømmene som ulike vannkraftprosjekter genererer, både før og etter skatt og med og uten hjemfall. Videre forutsetter vi som et utgangspunkt for analysen konstante avkastningskrav, noe som impliserer eksponensielt voksende systematisk risiko over tid.

Andre effektivitetsegenskaper er knyttet til hvordan hjemfall kan fungere som styringsverktøy for å ivareta blant annet miljøhensyn, samt hvordan hjemfall påvirker ressursutnyttelsen i den norske kraftsektoren på kort og lang sikt. Det siste momentet er relevant i diskusjonen av hjemfall og ulike næringspolitiske mål.

I tillegg til hjemfallets betydning for ulike typer av beslutninger er det av interesse å drøfte den samlede inndragningen av proveny til offentlig sektor gjennom skattesystemet og hjemfallsinstituttet. Vi vil derfor også analysere hvordan ulike endringsmodeller påvirker det samlede provenyet og hvordan endringer i andre politikkvirkemidler kan brukes for å oppnå provenynøytralitet. En mulig operasjonalisering av ”provenynøytral” i denne sammenhengen er at endringer i grunnrenteskatten skal kompensere for endringer i statens forventede inntekter fra kraftverk som hjemfaller (målt i nåverdi) når konsesjonsreglene endres. En avvikling av hjemfallsinstituttet skal i så fall kompenseres med en økt grunnrenteskatt. Tilsvarende skal en utvidelse av hjemfallsinstituttet til å gjelde alle eiere av vannkraftverk kompenseres med *redusert* grunnrenteskatt.

Når vi endrer grunnrenteskatten, endres imidlertid også eiendomsskatten. Eiendomsskatten påvirker i sin tur overskuddsskatten - og grunnrenteskatten. Vi ønsker å ta hensyn til denne avhengigheten mellom skattene i analysen. Vår tolkning av ”provenynøytral” er derfor at nåverdien av de framtidige skattebetalingene fra hele kraftsektoren og nåverdien av inntjeningen i hjemfalte kraftverk etter konsesjonstidens utløp skal være den samme uansett hvilke endringer som gjøres i hjemfallsinstituttet.

Fordelingsvirkningene av hjemfall og ulike skattetyper er mange. Industri-konsesjonslovens § 41 angir at inntil 1/3 av verdiene i hjemfalte kraftverk skal tilfalle vertskommunene for de aktuelle kraftverkene. De ulike skattetyperne fordeles også på forskjellige skattekreditorer: Grunnrenteskatten og overskuddsskatten er statlige, mens eiendomsskatten og naturressursskatten er kommunal og tilfaller vertskommunene for kraftverkene (naturressursskatten tilfaller også vertsfylkene). Endringer i hjemfallsinstituttet og grunnrenteskatten kan derfor medføre betydelige fordelingsvirkninger internt i offentlig sektor. Disse fordelingsvirkningene er imidlertid vanskelige å anslå eksakt og på generelt grunnlag, og tas i liten grad opp i det følgende. Som hovedregel omtaler vi staten som ”hjemfallskreditor”, selv om en andel av de hjemfalte verdiene må forventes å bli overført til kommunesektoren. Det er for øvrig opp til Stortinget å bestemme hvor store verdier som skal tilfalle vertskommunene i hvert enkelt tilfelle.

I analysen benytter vi en egen verdsettingsmodell for norsk vannkraftproduksjon og fysiske data for eksisterende vannkraftverk. Beregningsmodellen og data-grunnlaget er beskrevet i detalj i ECON (2002). Der er også de økonomiske virkningene av dagens hjemfallsinstitutt analysert. Modellen benyttes også til å analysere mer stiliserte regneeksempler.

1.4 Leseveiledning

Rapporten er delt inn i følgende kapitler:

- I kapittel 2 drøftes hjemfallsinstituttets egenskaper som skatteinstrument. Vi sammenligner da hjemfall med en teoretisk optimal overskuddsskatt.
- I kapittel 3 analyserer vi de langsiktige effektivitetsegenskapene til hjemfallsinstituttet, med vekt på nyinvesteringer, reinvesteringer og strukturutviklingen i kraftsektoren. Her diskuterer vi også ulike supplerende mekanismer som kan bedre virkemåten til hjemfallsinstituttet.
- I kapittel 4 tar vi for oss hjemfallsinstituttets rolle i å sikre offentlig kontroll med ressursforvaltning og miljøhensyn.
- I kapittel 5 analyserer vi konsekvensene av ulike konsesjonsregler - inklusive dagens hjemfallsinstitutt - for muligheten til å nå ulike næringspolitiske mål.
- I kapittel 6 drøftes den samfunnsøkonomiske betydningen av den offentlige forkjøpsretten.
- I kapittel 7 drøfter vi så egenskapene til ulike eierskapsnøytrale endringsmodeller for konsesjonsreglene i lys av analysen i de foregående kapitlene.

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra Olje- og energidepartementet.

2 Hjemfallsinstituttet som skatteinstrument

Vi drøfter i dette kapitlet på prinsipielt grunnlag hjemfallsinstituttets egenskaper som skatteinstrument, med spesiell vekt på grunnrenteinndragning eller inndragning av meravkastning. Vi tar da utgangspunkt i hvordan grunnrentebegrepet kan defineres. Deretter drøfter vi hjemfallsinstituttets teoretiske egenskaper som skatteinstrument relativt til en teoretisk optimal overskuddsskatt. I denne analysen sammenligner vi også hjemfall med dagens grunnrenteskatt for vannkraftproduksjon.

2.1 Prinsipielt om grunnrenteinndragning

I en velfungerende økonomi med perfekt skalerbare innsatsfaktorer vil den marginale verdiskapingen til de ulike innsatsfaktorene være konstant mellom forskjellige anvendelser. Det betyr blant annet at kapitalen som investeres mottar en avkastning som er lik avkastningen i den beste alternative anvendelsen justert for relevant risiko. Dette behøver imidlertid ikke å være tilfelle dersom produksjonen er basert på en naturressurs som finnes i begrensede mengder – for eksempel vassdrag som kan benyttes til produksjon av vannkraft. Da kan det være mulig å tjene en kapitalavkastning som er høyere enn det avkastningen på kapital i andre anvendelser og risikoen i den aktuelle næringen tilsier.⁴ Det er vanlig å definere kapitalavkastning utover den risikojusterte normalavkastningen som følge av utnyttelse av begrensede naturressurser for *grunnrente* (se blant annet NOU 1992:34 for en nærmere diskusjon av grunnrenten i vannkraftproduksjon, og ECON, 2002, for en diskusjon av avkastningskravet for vannkraftproduksjon).

Det er mulig å oppnå en meravkastning basert på utnyttelse av begrensede naturressurser i andre sektorer også, men kraftsektoren er sammen med petroleumssektoren i en særstilling i det norske skattesystemet. Vi diskuterer ikke grunnrentebegrepet nærmere her, men tar utgangspunkt i den etablerte definisjonen i tråd med for eksempel NOU 1992:34.

Grunnrenten i vannkraftproduksjon vil variere mellom kraftverk. Forskjellige vassdrag har varierende utbyggingskostnad avhengig av naturgitte forhold. I et perfekt marked vil en forvente at de billigste verkene blir bygd ut før de dyreste.

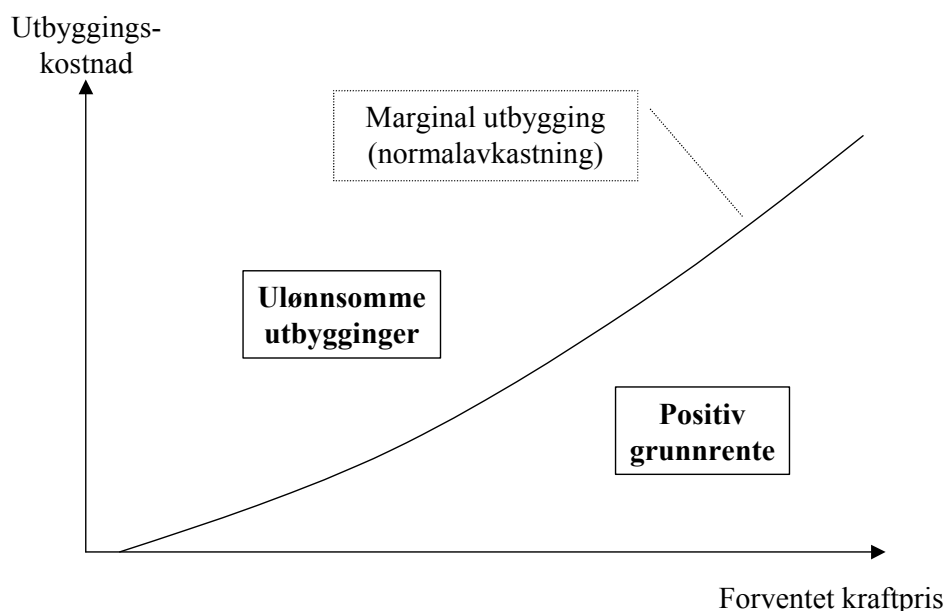
⁴ Grunnrenten kan også fordeles til arbeidstakerne gjennom høyere lønn og til forbrukerne gjennom lavere priser, men i det følgende forutsetter vi at grunnrenten i utgangspunktet tilfaller kapitaleierne.

Langs en likevektsbane vil en da observere økende priser over tid etter hvert som etterspørselen vokser og det blir lønnsomt å bygge ut mer kapasitet. Det betyr i sin tur at allerede utbygde kraftverk vil få økt avkastning ved at prisen stiger uten at kostnadene stiger tilsvarende.

I figuren nedenfor illustreres den teoretiske sammenhengen mellom utbyggingskostnader, kraftpriser og grunnrente. For en gitt utbyggingskostnad finnes det en forventet framtidig kraftpris som gjør at det aktuelle kraftverket oppnår en avkastning som er akkurat lik investors avkastningskrav, som vi her antar er sammenfallende med det samfunnsøkonomisk riktige avkastningskravet.⁵ For enhver utbyggingskostnad finnes det en kraftpris som gjør at netto nåverdi av inntektene er akkurat lik utbyggingskostnaden, og det er disse kombinasjonene vi har tegnet inn i kurven i figuren. Prosjektene langs kurven er med andre ord marginalt lønnsomme. Prosjekter under kurven forventes å generere en meravkastning utover normalavkastningen, det vil si grunnrente. Prosjekter over kurven er derimot samfunnsøkonomisk ulønnsomme.

For en gitt kraftpris angir avstanden mellom førsteaksen og kurven graden av lønnsomhet i det enkelte verket. Jo lavere utbyggingskostnaden er, desto mer lønnsomt er verket. Tilsvarende er et kraftverk mindre lønnsomt for en gitt kraftpris jo høyere utbyggingskostnaden er. Figuren viser også at for en gitt utbyggingskostnad medfører økt kraftpris at flere kraftverk kommer i grunnrente-posisjon og at lønnsomheten av verkene øker. Dette er parallelt med resonnetet ovenfor om at grunnrenten øker når etterspørselen vokser og flere vannkraftverk bygges ut.

Figur 2.1 *Utbyggingskostnader, kraftpriser og grunnrente*



Det er et generelt akseptert samfunnsøkonomisk mål å inndra en andel av grunnrenten i kraftsektoren til det offentlige. For det første har grunnrenten sitt

⁵ Alternativt kan de ulike kraftprisene tolkes som nåverdien av forskjellige kraftprisbaner. For en gitt nåverdi av de framtidige kraftprisene finnes det i prinsippet et uendelig antall tenkelige prisforløp.

opphav i en begrenset naturressurs som anses å være fellesskapets eiendom. For det andre kan inndragning av grunnrente gjøre det mulig å redusere eller fjerne vridende skatter som reduserer den samfunnsøkonomiske effektiviteten. Dette argumentet forutsetter at det er praktisk mulig å konstruere et nøytralt skattesystem som bare inndrar grunnrenten og ikke påvirker investerings- og driftsbeslutningene.

Selv om det er rimelig å anta at grunnrenten forventningsmessig er stigende over tid, er det en rekke forhold som kompliserer bildet:

- Tilsigsendringer kan medføre store svingninger i de årlige prisene. I det nordiske markedet har prisene på årsbasis variert fra ca. 10 øre/kWh til ca. 25 øre/kWh i perioden 1996-2001.
- Overføringsbegrensninger medfører at de lokale kraftprisene varierer. Det gjelder uansett om flaskehalsene håndteres med prisområder eller motkjøp.⁶ Over tid vil dessuten nettinvesteringer og endringer i lokaliseringen av annen kraftproduksjon og forbruk påvirke de lokale kraftprisene og dermed grunnrenten.
- Endringer i fundamentale markedsforhold som for eksempel antall land i markedsområdet eller overføringskapasiteten mot termiske kraftsystemer vil påvirke kraftprisene. Utøvelse av markedsrett – enten det gjøres av vannkraftprodusentene eller andre aktører - kan også medføre økt avkastning utover normalnivået.
- Etterspørselen kan også skifte over tid, både på kort og lang sikt. På kort sikt er gjerne etterspørselssvingningene knyttet til temperaturforhold, mens den på lengre sikt påvirkes av økonomisk vekst, teknologiske endringer og endringer i næringsstrukturen.
- Historisk sett er norske vannkraftverk ikke bygd ut i henhold til stigende utbyggingskostnader, selv om det antakelig er en viss korrelasjon mellom utbyggingskostnad og byggetidspunkt. I stedet ble investeringsbeslutningene foretatt på grunnlag av den lokale oppdekningsplikten og det lokale kraftbehovet. Et annet moment i denne sammenhengen er at mange kraftverk som ble bygd ut før dereguleringen ikke ville vært lønnsomme med de kraftprisene en observerte på 1990-tallet. Disse bærer snarere preg av å utgjøre ”stranded costs”.
- Endelig vil miljø- og klimapolitikken påvirke kraftprisene og derigjennom avkastningen på vannkraftproduksjonen. For eksempel vil en klimapolitikk basert på allmenne CO₂-avgifter medføre vesentlig høyere kraftpriser enn en politikk basert på subsidier til ny fornybar kapasitet og forbruksavgifter (jf. ECON, 1999).

Om den målte kapitalavkastningen i et gitt år er større enn hva en risikojustert normalavkastning tilsier, er derfor i seg selv ikke så interessant. Alt i alt ser vi det

⁶ Med prisområder får alle produsenter i et område den samme prisen. Med motkjøp får alle produsenter i utgangspunktet den samme prisen som resten av markedsområdet, men de som deltar i opp- eller nedregulering får en godtgjørelse tilsvarende differansen mellom markedsprisen og den lokale regulerkraftprisen. Merk at det her alltid er snakk om en betaling til produsenten: Ved oppregulering får produsenten utbetalt markedsprisen pluss differansen til regulerkraftprisen, mens produsenten ved nedregulering mottar differansen til den lokale regulerkraftprisen for ikke å produsere.

som mest hensiktsmessig å definere grunnrenten i vannkraftproduksjonen med utgangspunkt i nåverdien av kontantstrømmene over et nærmere angitt tidsrom (eventuelt med en uendelig tidshorisont). Dersom nåverdien av inntektene fra et kraftverk er større enn nåverdien av alle investeringer og driftskostnader, gir verket opphav til grunnrente eller meravkastning.

Et teoretisk ideelt skattesystem er nøytralt i den forstand at alle prosjekter som er lønnsomme *før skatt* også er lønnsomme *etter skatt*. Tilsvarende vil alle ulønnsomme prosjekter før skatt også være ulønnsomme etter skatt. Et nøytralt skattesystem innebærer blant annet at en investor får det samme relative fradraget for alle inntekter og kostnader. Et rent kontantstrømsbasert skattesystem vil oppfylle et slikt krav, men nøytralitet kan også oppnås på andre måter. Det stiller imidlertid strenge krav til periodiseringen av skattefradragene og de resulterende skattebetalingene slik at effekten målt i nåverdi blir som en kontantstrømsskatt.

A priori er lønnsomheten til et prosjekt usikker, men den *forventede* lønnsomheten kan beregnes. Prosjekter med forventet positiv lønnsomhet etter skatt vil bli gjennomført. Det må være symmetri i beskatningen av inntekter og kostnader for å sikre at investeringsbeslutningene ikke vris. Det betyr igjen at prosjekter som viser seg å være lønnsomme ex post netto skal betale skatt sett under ett over hele levetiden, mens ulønnsomme prosjekter skal gi opphav til et tilsvarende skattefradrag. For et marginalt lønnsomt prosjekt vil nåverdien av skattefradragene akkurat være lik nåverdien av skattebetalingene. I det følgende vil vi vurdere hjemfall som skatteinstrument i lys av kravene til et nøytralt skattesystem.

2.2 Grunnrenteskatt og hjemfall

I det norske kraftskattesystemet har grunnrenteskatten en nøkkelrolle i beskatningen av meravkastningen, men også den ordinære overskuddsskatten, eiendomsskatten, konsesjonskraft og konsesjonsavgifter er relevante. I denne sammenhengen vil vi imidlertid konsentrere oss om grunnrenteskatten. Det skyldes at grunnrenteskatten har interessante prinsipielle egenskaper. Grunnrenteskatten kan i en viss forstand ses som en praktisk tilnærming til en teoretisk ideell overskuddsskatt, og vi vil derfor bruke ulike aspekter ved grunnrenteskatten for å illustrere den prinsipielle virkemåten til en perfekt overskuddsskatt.⁷ Også hjemfall kan ses som et middel til å inndra grunnrente i kraftsektoren, jf. blant annet Ot.prp. nr. 70 (1992-93). Spørsmålet er hvordan hjemfallsinstituttet fungerer som skatteinstrument i forhold til en grunnrenteskatt.

2.2.1 Grunnrenteskatten

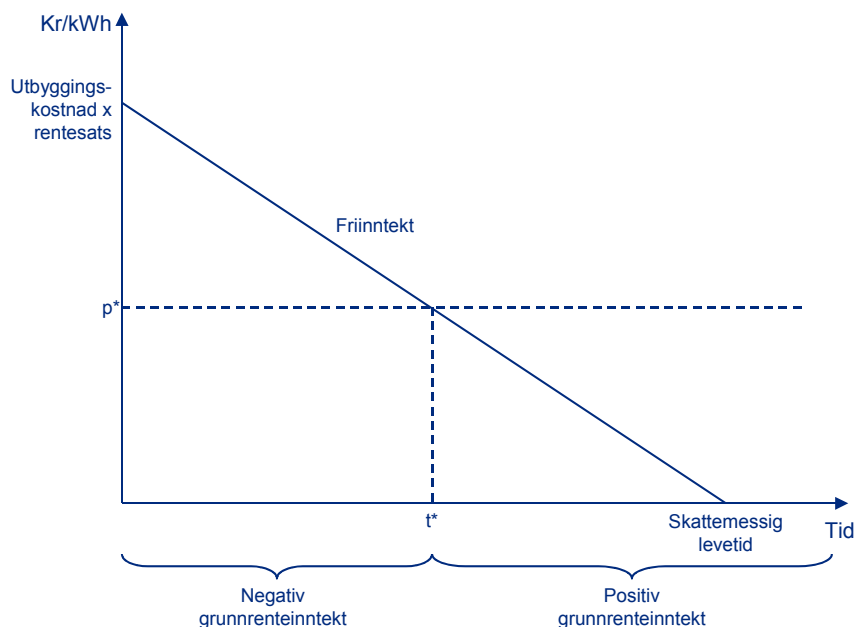
Grunnrenteinntekten beregnes for hvert enkelt kraftverk med utgangspunkt i normerte salgsinntekter basert på produksjonen time for time og de relevante spotprisene, korrigert for visse typer kraftkontrakter og konsesjonskraft. Det gis fradrag for driftskostnader, eiendomsskatt, skattemessige avskrivninger og et fribeløp lik skattemessig verdi av anleggsmidlene multiplisert med en rentesats (i det gjeldende systemet en risikojustert rente før skatt). Den resulterende inntekten

⁷ Dette betyr ikke at grunnrenteskatten oppfyller kravene til en teoretisk ideell overskuddsskatt i sin nåværende utforming, men det er en annen diskusjon - poenget her er prinsippene skatten er basert på.

beskattes med en skattesats på 27 prosent. Grunnrenteskatten er diskutert nærmere i ECON (2000a, 2000b, 2000c). Her nøyer vi oss med å diskutere de overordnede prinsippene som grunnrenteskatten er basert på.

I figuren nedenfor har vi illustrert hvordan mekanismene i grunnrenteskatten fungerer over tid for en investering i et vannkraftverk. Den fallende heltrukne kurven viser utviklingen over tid i friinntekten. Friinntekten er gitt ved produktet av den skattemessige verdien av anleggsmidlene i et vannkraftverk og en rentesats som fastsettes årlig av Finansdepartementet. Anleggsmidlene avskrives lineært over den skattemessige levetiden i henhold til gjeldende regler for skattemessige avskrivninger, slik at friinntekten vil være fallende over tid som vist i figuren.⁸ Anta at det finnes en gjennomsnittlig (reell) kraftpris p^* som medfører at kraftverket har en beregnet grunnrenteinntekt lik 0. Anta videre at prisen er konstant og lik p^* . Da vil den skattemessige verdien etter hvert bli lav nok til at den beregnede grunnrenteinntekten er positiv. Vi antar at det skjer på tidspunkt t^* . I alle de foregående årene vil imidlertid den beregnede grunnrenteinntekten være negativ. Denne negative grunnrenteinntekten kan framføres til evig tid med en egen rente som er lik renten for beregning av fribeløpet. Inntil t^* akkumuleres det derfor en betydelig negativ grunnrenteinntekt. Denne saldoen må reduseres til null før det påløper betalbar grunnrenteskatt. Med våre forutsetninger vil kraftverket ha brukt opp all framført negativ grunnrenteinntekt ved utløpet av levetiden (i figuren er det antatt at den reelle levetiden er noe lenger enn den skattemessige). Netto betalt grunnrenteskatt blir dermed også null.

Figur 2.2 Skattemessige verdier, levetid og beregnet grunnrenteskatt



Med en kraftpris høyere enn p^* vil perioden med akkumulering av negativ grunnrente bli kortere. Det betyr at verket vil betale grunnrenteskatt før utløpet av levetiden. Med en lavere kraftpris vil det derimot gjenstå noe negativ grunnrente.

⁸ I virkeligheten vil kurven ha et knekkpunkt etter 40 år fordi en del av anleggsmidlene da vil være ferdig avskrevet. Vi har dessuten sett bort fra reinvesteringer og anleggsmidler som saldoavskrives.

Konsekvensene av dette systemet for grunnrenteinndragningen er flere:

- Dersom rentesatsen(e) for fribeløpet og framføring av negativ grunnrenteinntekt er korrekt fastsatt relativt til et rimelig avkastningskrav, vil investorene være garantert et skattefradrag som er lik skattesatsen ganger investeringskostnaden (målt i nåverdi). Målt i nåverdi vil dermed grunnrenteskatt aldri påløpe med mindre de akkumulerte inntektene er større enn den opprinnelige investeringskostnaden. Reinvesteringer og utvidelser av kapasiteten vil bli beskattet på tilsvarende måte. Vi forutsetter da at all akkumulert negativ grunnrenteinntekt kan motregnes mot positiv grunnrenteinntekt i framtiden, noe som ikke nødvendigvis er tilfelle med de gjeldende skattereglene. Med en ideelt utformet overskuddsskatt vil imidlertid investorene med sikkerhet få nyte godt av fradragene for negativ grunnrenteinntekt. Det sikrer symmetri mellom beskatningen av overskudd og skattefradrag for ulike typer kostnader.⁹
- Grunnrenteskattens prinsipielle virkemåte er den samme også når prisene svinger over tid dersom den er helt nøytralt utformet. Anta at et kraftverk er marginalt lønnsomt gitt en gjennomsnittlig kraftpris lik p^* . Da genereres det ikke noen grunnrente i henhold til vår definisjon. Verket skal dermed netto betale null i grunnrenteskatt over levetiden. Anta videre at prisene er høyere enn p^* i en periode, men deretter lavere enn p^* , og at nåverdien av inntektene er den samme som i tilfellet med konstant pris. Da vil verket betale grunnrenteskatt i et antall år, men det vil motsvares av lavere grunnrenteskatt i senere år (eventuelt negativ grunnrenteskatt). I sum skal grunnrenteskatten over levetiden være null med et ideelt skattesystem. Ved varige prisøkninger som fører til at verkets totallønnsomhet øker, vil en del av meravkastningen dras inn gjennom grunnrenteskatten. Ved prisreduksjoner vil det derimot oppstå en negativ grunnrenteinntekt som følge av verkets reduserte lønnsomhet, som vi altså forutsetter at eieren vil kunne dra nytte av fullt ut med sikkerhet (noe som ikke er tilfelle med det gjeldende norske systemet for grunnrentebeskatning).

2.2.2 Andre skattetyper

Overskuddsskatten er i likhet med grunnrenteskatten knyttet til lønnsomheten i kraftverkene. Jo mer lønnsomt et vannkraftverk er, desto større blir overskuddsskatten. Skattegrunnlaget skiller seg fra grunnrenteskatten ved at det gis eksplisitt fradrag for finanskostnader, men det skjer ingen skjerming av egenkapitalavkastningen. Dessuten benyttes de faktiske salgsinntektene og ikke normpriser, og konsolideringen av de skattemessige resultatene i verkene skjer på selskapsnivå. Skattemessige underskudd kan bare framføres i en begrenset periode og uten rentekompensasjon. Derimot kan overskytende naturressursskatt (som samordnes med overskuddsskatten) framføres med rente til fradrag i overskuddsskatten i senere år. Framføringsadgangen er ubegrenset i tid.

Også eiendomsskatten er i en viss grad lønnsomhetsavhengig. Eiendomsskattegrunnlaget er med de gjeldende reglene en estimert markedsverdi basert på blant annet de siste fem årenes salgsinntekter og driftskostnader. Det gjelder

⁹ Dette spørsmålet er drøftet i NOU 2000:18 for petroleumssektoren og ECON (2000b, 2000c) for kraftsektoren.

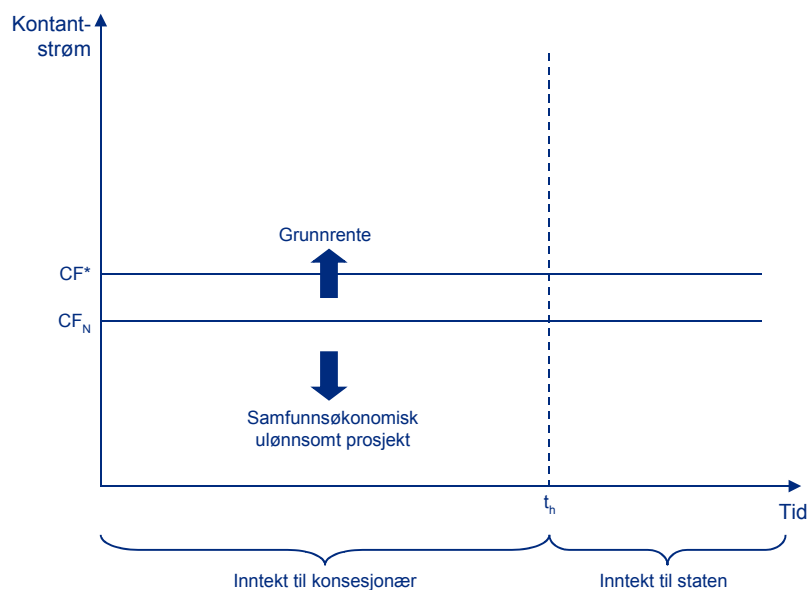
imidlertid også en regel om at skattegrunnlaget skal være minst 1,10 kr/kWh. Dette svekker sammenhengen mellom lønnsomheten i verkene og hvor mye som betales i eiendomsskatt.

Naturressursskatt og konsesjonsavgifter kan betraktes som lønnsomhetsuavhengige skatter. Verdien av konsesjonskraftavståelsen er derimot større jo høyere kraftprisen er.

2.2.3 Hjemfallsinstituttet

Hjemfallsinstituttet inndrar proveny ved at kontantstrømmene etter hjemfallstidspunktet i sin helhet tilfaller staten, uavhengig av lønnsomheten i produksjonen i det enkelte verket. Dette er illustrert i figuren nedenfor, hvor vi for enkelthets skyld antar at kraftverket gir en fast årlig kontantstrøm. Vi betrakter med andre ord et gitt vannkraftprosjekt. I figuren har vi merket av et nivå kalt CF^* som vi antar gir en bedriftsøkonomisk marginalt lønnsom investering. Det vil si at summen av CF^* fram til hjemfallstidspunktet gir opphav til en inntekt som målt i nåverdi er akkurat lik investeringskostnaden. Alle inntekter (i form av kontantstrømmene fra virksomheten) fram til hjemfallstidspunktet t_h tilfaller den opprinnelige konsesjonæren. Deretter går alt til staten.

Figur 2.3 Hjemfall og grunnrenteinndragning



Om den årlige kontantstrømmen fra virksomheten er lik CF^* , oppstår det pr. definisjon en grunnrente eller meravkastning som i sin helhet tilfaller staten. Konsesjonæren tjener akkurat inn det investerte beløpet før utløpet av konsesjonsperioden. Er kontantstrømmen større enn CF^* , får også konsesjonæren del i grunnrenten ettersom nåverdien av inntektene også før hjemfallstidspunktet er større enn investeringskostnaden. Med en årlig kontantstrøm mindre enn CF^* er verket bedriftsøkonomisk ulønnsomt gitt konsesjonsperioden, og kanskje også samfunnsøkonomisk ulønnsomt (dersom avkastningen faller under C_N).

Sagt på en annen måte betyr hjemfall at staten sikrer seg en andel av *total lønnsomheten* i et vannkraftverk. Den nøyaktige andelen er en funksjon av tidsforløpet til inntektene og kostnadene i verket og selvfølgelig lengden på

konsesjonsperioden. Om totallønnsomheten inkluderer en ”grunnrentekomponent” eller ikke, spiller ingen rolle for statens inndragning av proveny fra verket. Vi har definert grunnrenten som en residual etter at investeringskostnaden er trukket fra nåverdien av de totale nettoinntektene som prosjektet genererer. Da blir hjemfallstidspunktet et middel for grunnrenteinndragning i den grad hjemfallstidspunktet sammenfaller med tidspunktet hvor investor har fått dekket sin opprinnelige investeringskostnad (og ingenting mer). Et hjemfallsinstitutt basert på faste konsesjonsperioder på et gitt antall år vil følgelig slå nokså vilkårlig ut med hensyn til grunnrenteinndragning. Det betyr at hjemfallsinstituttet som skatteinstrument fungerer tilnærmet som en bruttoskatt pr. kWh. Målt i prosent av nettoinntektene varierer derfor den implisitte skattesatsen som hjemfall gir opphav til (husk at vi her ser på hjemfall isolert sett).

2.3 Treffsikkerhet

Grunnrenteskatten og hjemfallsordningen gir begge proveny til staten, men er svært forskjellige i utforming og i indirekte virkninger. Dersom man sammenliknet to systemer som ga samme proveny til staten, det ene med kun grunnrenteskatt og det andre med kun hjemfall, ville man se at de to systemene gav forskjellig forventet verdi og risiko for en nyinvestering. Det er en grunnleggende intuisjon at grunnrenteskatten er mer treffsikker enn hjemfall. Med andre ord er mer av belastningen fra en grunnrenteskatt fokusert på de lønnsomme investeringene, mens hjemfall ikke sikter seg inn mot de lønnsomme på samme måte.

For å sammenlikne virkningene av en grunnrenteskatt og hjemfall på nyinvesteringer vil vi ta utgangspunkt i en marginal forandring i grunnrenteinndragning fra grunnrenteskatt og fra hjemfall, og undersøke hva som er virkningen på utnyttelsen av utbyggingsmulighetene som finnes. Virkningen vil komme gjennom to kanaler – forventet verdi og risiko.

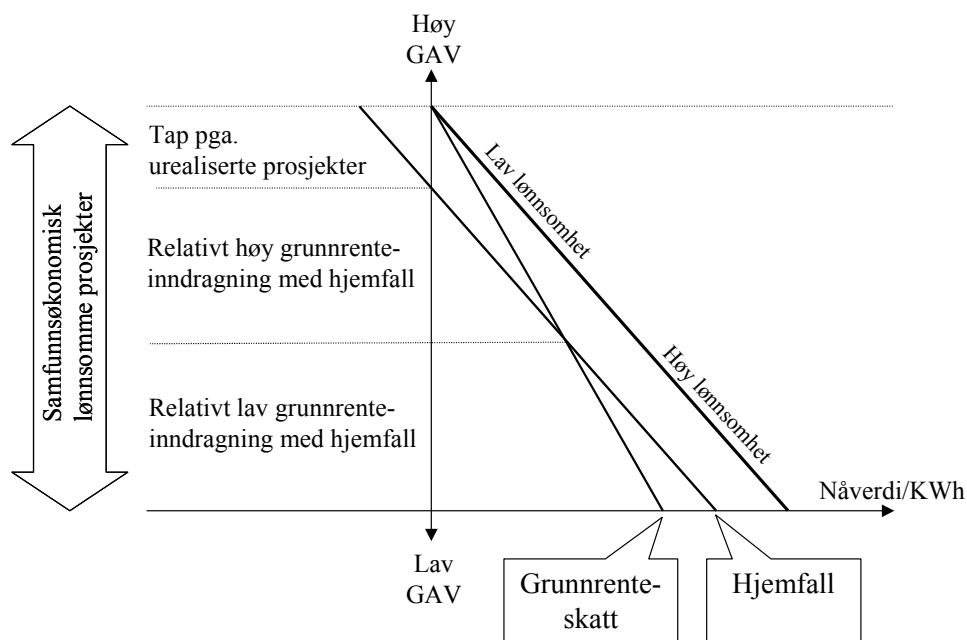
2.3.1 Forventet verdi av en investering med grunnrenteskatt og hjemfall

Vi tenker oss at det finnes en gitt portefølje av potensielle vannkraftprosjekter med forskjellige utbyggingskostnader. Målestokken er pr. kWh (alternativt kunne vi anta at alle prosjektene hadde samme størrelse målt i produksjonsevne). De forventede bruttoinntektene er de samme for alle prosjektene, da vi antar at de står overfor samme forventede kraftpris i hver enkelt periode. Også driftskostnadene er identiske mellom prosjektene. Da er netto nåverdi av prosjektene synkende for økende utbyggingskostnad. Positiv netto nåverdi innebærer i henhold til definisjonen ovenfor at prosjektet genererer grunnrente.

I figur 2.4 nedenfor viser vi sammenhengen mellom nåverdi og investeringskostnad for de ulike prosjektene. Langs andreaksen vises investeringskostnaden (gjenanskaffelsesverdien, GAV). Lave utbyggingskostnader (høy lønnsomhet) er plassert nederst på aksene. Langs førsteaksen vises lønnsomheten i nåverdi/kWh

for prosjektene. Kurven lengst til høyre viser den bedriftsøkonomiske nåverdien av prosjektene uten verken hjemfall eller grunnrenteskatt.¹⁰

Figur 2.4 Grunnrenteskatt, hjemfall og nåverdi av investeringer



Hvis vi introduserer hjemfall isolert og uavhengig av skattesystemet, vil kurven for bedriftsøkonomisk lønnsomhet skifte parallelt i forhold til den opprinnelige lønnsomhetskurven. Hjemfall inndrar nemlig en konstant andel av de totale inntektene fra de ulike prosjektene. Det samme gjelder om vi betrakter et gitt prosjekt og varierer den forventede kraftprisen (egentlig nåverdien av forventede framtidige kraftpriser).

For en marginal økning i en perfekt overskuddsskatt er det annerledes. Den inndrar mer fra prosjekter med høy lønnsomhet enn med lav lønnsomhet. I figur 2.4 har vi antatt at den eneste beskatningen er en nøytral overskuddsskatt (merket "Grunnrenteskatt" i figuren). Alle bedriftsøkonomisk lønnsomme prosjekter før skatt er derfor lønnsomme også etter skatt. Kurven merket grunnrente starter derfor i nullpunktet med hensyn til nåverdi pr. kWh, men skifter til venstre for alle prosjektene med nåverdi større enn null. Reduksjonen i nåverdi pr. kWh er størst for de mest lønnsomme prosjektene.

Dette illustrerer det enkle poenget at grunnrenteskatt er mer treffsikkert enn hjemfall som provenyinstrument. Hjemfall kan i sin ytterste konsekvens føre til at lønnsomme prosjekter ikke blir realisert.

Hjemfallsinstituttets treffsikkerhet kan imidlertid påvirkes av korreksjonsmekanismer, for eksempel i form av kompensasjon ved hjemfall eller muligheter for å inngå avtale om foregrepet hjemfall. Slike mekanismer kan på visse betingelser gjøre det mulig å øke beskatningen av de mest lønnsomme prosjektene

¹⁰ I praksis vil kurven ikke være lineær, men dette er kun en kvalitativ analyse av treffsikkerhet – ikke en nøyaktig kvantitativ analyse.

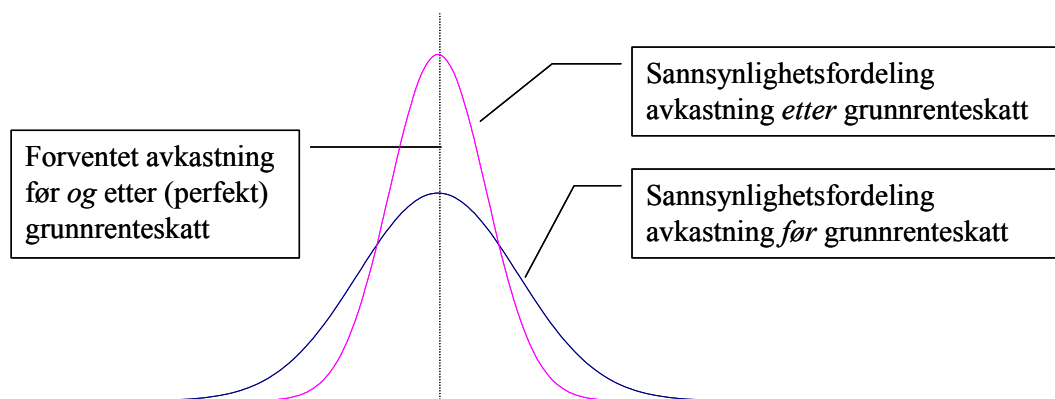
i forhold til hva hjemfall isolert sett medfører. Vi kommer tilbake til dette spørsmålet i kapittel 3.

2.3.2 Risiko

Det er to primære kilder til risiko ved en kraftutbygging. Den viktigste over tid er kraftprisen, men det er også usikkert hva investeringskostnaden og framtidige drifts- og rehabiliteringskostnader vil bli. Vi vil her gjøre noen betraktninger rundt hvordan en perfekt overskuddsskatt (grunnrenteskatt) og hjemfall innvirker på risikoen ved et prosjekt.

Ex ante er avkastningen til en vannkraftinvestering ukjent. Prosjekter med en forventet positiv nåverdi vil i henhold til våre forutsetninger bli gjennomført, men det er naturligvis ingen garanti for at prosjektet er lønnsomt ex post. Avkastningen kan også bli høyere enn forventet. La oss i utgangspunktet anta at avkastningen til prosjektet er normalfordelt. Det gir en symmetrisk sannsynlighetsfordeling for avkastningen før skatt som vist i figur 2.5. nedenfor. En teoretisk perfekt overskuddsskatt/grunnrenteskatt sikrer symmetri mellom gode og dårlige utfall ved at investoren får et skattefradrag dersom avkastningen er lavere enn forventet og må betale en skatt dersom avkastningen er høyere. For investoren betyr det at både oppsiden og nedsiden blir redusert like mye ettersom skattesatsen i prosent av investeringen er den samme uansett utfall. En annen måte å si dette på er at staten tar den samme andelen av så vel oppside- som nedsiderisikoen i prosjektet. Den forventede verdien for staten er lik investeringen multiplisert med skattesatsen. Etter-skatt-kurven for investoren er også vist i figuren. Den har som vi ser et snevrere utfallsrom, men en større sannsynlighet for utfall nær den forventede avkastningen.¹¹ Skattesystemet reduserer med andre ord risikoen for investoren.

Figur 2.5 *Virkninger på risiko og forventet avkastning med en perfekt overskuddsskatt*



Dette gjelder altså en perfekt grunnrenteskatt. Slik den norske grunnrenteskatten fungerer i dag, ville sannsynlighetsfordelingen for avkastning etter grunnrenteskatt være forskjøvet til venstre i forhold til sannsynlighetsfordelingen før grunnrenteskatt. Det betyr at forventet avkastning er lavere etter grunnrenteskatt

¹¹ Figuren viser sannsynlighetstetthetsfunksjonen for avkastningen før og etter skatt. Arealet under de to kurvene er da det samme.

enn før. Asymmetrien skyldes at det med dagens system er usikkert om investoren faktisk får utnyttet den negative grunnrenteinntekten dersom kraftprisene forblir lave (jf. ECON, 2000a og 2000b).

Hjemfallsinstituttet virker derimot asymmetrisk på risikoen investor står overfor. Hvis kraftprisen blir høy og prosjektet svært lønnsomt, vil hele oppsiden etter hjemfallstidspunktet inndras. Derimot gis det ingen fradrag for kostnader utover det som implisitt følger av inntektene som tilfaller konsesjonæren før hjemfall. Dersom kraftprisen blir lav og prosjektet ulønnsomt, må med andre ord konsesjonæren bære tapet. Som diskutert ovenfor inndrar dessuten hjemfallsinstituttet relativt sett mer proveny fra lite lønnsomme prosjekter enn fra lønnsomme når vi tar hensyn til sammenhengen mellom hjemfall og skattesystemet.

2.4 Forutsigbarhet

Dagens hjemfallsinstitutt og endringsmodellene basert på hjemfall som vi beskrev innledningsvis gir opphav til proveny bare dersom det gjennomføres transaksjoner som utløser konsesjonsbehandling med tilhørende hjemfallsbetingelser. Sett fra myndighetenes side er derfor skatteinntekten som skyldes at kraftverk hjemfaller avhengig av hvilke transaksjoner som gjennomføres. Det betyr at provenyet fra hjemfallsinstituttet som helhet er lite forutsigbart. Dette er imidlertid ikke nødvendigvis noe problem:

- På kort og mellomlang sikt er provenyet fra hjemfall gitt, fordi transaksjoner som gir hjemfall innen et moderat tidsrom ikke vil bli gjennomført. Det er på lengre sikt provenyet er uforutsigbart, ettersom det er usikkert hvilke transaksjoner som faktisk vil bli gjennomført.
- Olje- og energidepartementets forslag om hjemfall for alle offentlige verk 60 år fra lovendringen fjerner uforutsigbarheten ettersom systemet ikke er transaksjonsbasert.
- Provenyet fra hjemfalte kraftverk utgjør uansett en liten del av statens samlede årlige inntekter.

Skatteinntektene fra for eksempel overskuddsskatten og grunnrenteskatten er heller ikke forutsigbare med hensyn til nivået på provenyet, men det er i hvert fall en noenlunde forutsigbar sammenheng mellom kraftpriser og skatteinntekter. Dessuten kan staten, dersom den ønsker det, korrigere provenyet ved å justere satsene.

Fra konsesjonærens ståsted er det forutsigbart om og når hjemfall vil inntreffe. Det gjelder både modeller der konsesjonsperioden relateres til transaksjonstidspunktet eller opprinnelig konsesjonstidspunkt og Olje- og energidepartementets foreslåtte opplegg. Grunnrenteskatten som fastsettes årlig er mer uforutsigbar for konsesjonæren. For eksempel foreslo regjeringen i 1998 (i forbindelse med statsbudsjettet for 1999) en økning av grunnrenteskattesatsen til 32 prosent. Forslaget ble ikke vedtatt, men det viser at dagens 27 prosent ikke trenger å være satsen i all framtid.

Vår vurdering er at betraktninger rundt forutsigbarhet ikke er spesielt viktige for en sammenligning av grunnrenteskatt og hjemfall. Litt overfladisk kan man si at

hjemfall gjør statens inntekter mer uforutsigbare dersom hjemfall utløses av transaksjoner, mens grunnrenteskatt gjør konsesjonærens inntekter mer uforutsigbare.

2.5 Oppsummering

En samlet vurdering av hjemfallsinstituttet sett i forhold til en optimal grunnrenteskatt gir følgende konklusjoner:

- Hjemfallsinstituttet inndrar proveny fra vannkraftverk som hjemfaller, men inndragningen er i liten grad avhengig av lønnsomheten.
- Det er ex ante en betydelig usikkerhet om lønnsomheten av et vannkraftverk. Hjemfallsinstituttet tar i liten grad hensyn til denne risikoen.
- Dersom hjemfall utløses av transaksjoner, vil statens proveny fra hjemfall være mer uforutsigbart på lang sikt enn provenyet fra grunnrenteskatten. Dette forutsetter at det ikke er usikkerhet knyttet til å opprettholde grunnrenteskatt som skatteinstrument på lang sikt.

Hjemfallsinstituttet er med andre ord et lite treffsikkert skatteinstrument. Det gjelder både med hensyn til den forventede lønnsomheten og risikoen. Den manglende treffsikkerheten til hjemfallsinstituttet som skatteinstrument får konsekvenser også for hva slags incentiver betingelser om hjemfall gir for de langsiktige beslutningene om investeringer og salg. Det er tema for neste kapittel.

3 Hjemfall og beslutningseffektivitet

I forrige kapittel diskuterte vi hjemfallsinstituttets egenskaper som skatteinstrument. Den manglende treffsikkerheten innebærer at hjemfall - enten vi snakker om dagens ordning eller eierskapsnøytrale endringsmodeller - kan redusere den samfunnsøkonomiske effektiviteten i vannkraftproduksjonen. Hjemfall har neppe noe å si for de løpende driftsbeslutningene i sektoren, men kan ha stor betydning for den langsiktige effektiviteten. I denne sammenhengen er vi særlig opptatt av følgende forhold:

- Reinvesteringer og vedlikehold, samt utvidelser av eksisterende anlegg som ikke krever ny ervervskonsesjon
- Nyinvesteringer som krever ny ervervskonsesjon etter industrikonsesjonsloven
- Nåværende eieres incentiver til å selge kontra å drive anleggene selv

Tema for dette kapitlet er følgelig hvordan hjemfallsinstituttet påvirker beslutninger om investeringer og omstrukturering. I den forbindelse drøfter vi også om det lar seg gjøre å utforme supplerende mekanismer som reduserer hjemfallsinstituttets uheldige virkninger. Nedenfor drøfter vi de tre hovedspørsmålene hver for seg.

3.1 Reinvesteringer, vedlikehold og kapasitetsutvidelser

3.1.1 Det generelle problemet

Hjemfall reduserer konsesjonærens incentiver til reinvesteringer og vedlikehold når utløpstidspunktet for konsesjonen nærmer seg. Jo kortere tid det er til hjemfall, desto dårligere er lønnsomheten av et gitt investeringsprosjekt. Incentivene til utvidelser av eksisterende anlegg reduseres også. Konseptuelt vil vi behandle reinvesteringer og utvidelser som ikke krever ny ervervskonsesjon samlet. Begge typene investeringer kan ses på som prosjekter som øker den forventede produksjonen i et eksisterende kraftverk (det kan være visse forskjeller i virkningen på kostnadene, men det endrer ikke de prinsipielle konklusjonene i analysen).

Resultatet av hjemfall kan bli underinvesteringer og eventuelt også gal timing av de investeringene som faktisk blir gjennomført. Staten kan alltid velge å gjennomføre investeringene selv etter hjemfall (eventuelt videreselge verket for en tilstrekkelig lang periode til at den nye konsesjonæren investerer), men det kan oppstå samfunnsøkonomiske tap som følge av for sene investeringer. Størrelsen på tapet vil bli drøftet i avsnitt 3.1.2.

Anta at det finnes en investering som alt i alt har positiv nåverdi, men der nåverdien av kontantstrømmene fram til hjemfallstidspunktet er lavere enn investeringskostnaden. Det betyr at den opprinnelige konsesjonæren ikke vil ønske å gjennomføre investeringen. For at investeringen skal gjennomføres til riktig tidspunkt må investeringen samlet sett ha en netto nåverdi for konsesjonæren som er minst lik null. Vi kan uttrykke egenskapene til investeringen mer formelt slik:

$$NV(R_F) + NV(R_E) \geq I$$

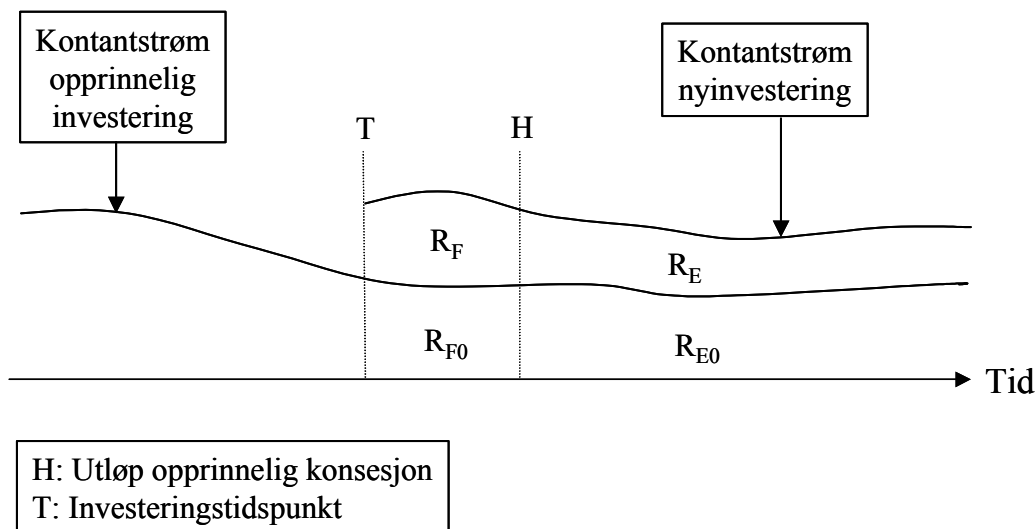
$$NV(R_F) < I$$

der $NV(R_F)$ og $NV(R_E)$ er nåverdien av kontantstrømmene fra prosjektet henholdsvis før og etter hjemfallstidspunktet (R_F og R_E kan mer presist tolkes som vektorer av kontantstrømmer). I er investeringsbeløpet. $NV(R_F)$ tilfaller i utgangspunktet konsesjonæren, mens $NV(R_E)$ tilfaller staten.

Kjernen i det realøkonomiske problemet er dermed følgende: Investeringen genererer en total verdi som er større enn investeringskostnaden. Konsesjonæren mangler incentiver til å gjennomføre investeringen fordi en andel av inntektene tilfaller staten gjennom hjemfall. Spørsmålet er om det lar seg gjøre å utforme mekanismer som overfører en tilstrekkelig andel av verdien av investeringen til konsesjonæren slik at han velger å gjennomføre investeringen med riktig omfang og til riktig tid. For å sikre en optimal investeringsatferd kreves det med andre ord at konsesjonæren gis incentiver til å tilpasse seg som om han eier anlegget også etter hjemfallstidspunktet.

Samtidig kan mekanismer som medfører endringer i fordelingen av verdien av nye/reinvesterte anleggsmidler også påvirke fordelingen av verdien av de eksisterende anleggsmidlene. De eksisterende anleggsmidlene genererer også kontantstrømmer som tilfaller eieren. Dette er illustrert prinsipielt i figuren nedenfor. Anleggsmidlene fra den opprinnelige investeringen genererer en kontantstrøm R_{F0} før hjemfall og R_{E0} etter hjemfall. Hjemfallstidspunktet er gitt ved H i figuren. I tillegg finnes det altså en investeringsmulighet som det er optimalt å gjennomføre på tidspunkt T . Denne genererer en kontantstrøm R_F og R_E før og etter hjemfall.

Figur 3.1 *Kontantstrømmer før og etter hjemfall under ulike investeringsforutsetninger*



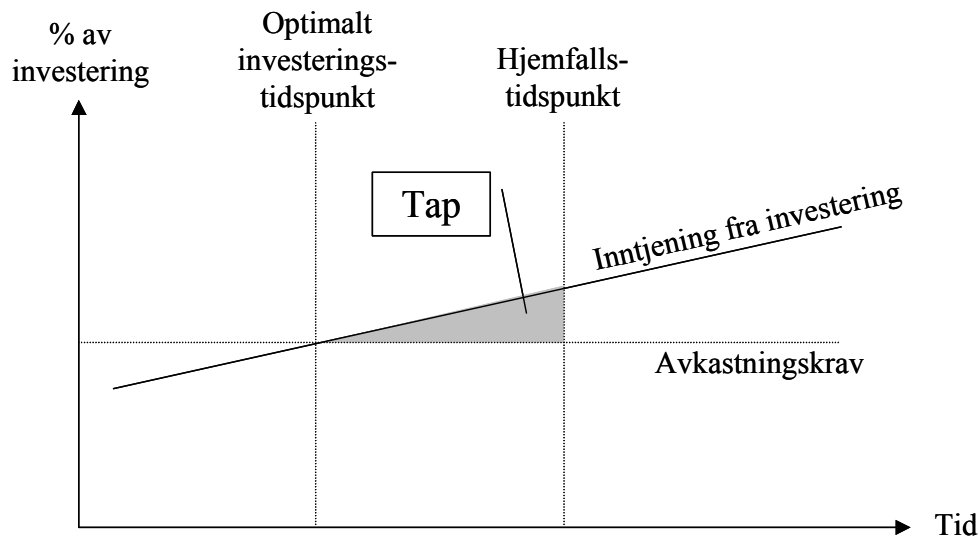
Hjemfallets uheldige følger for investeringsincentivene når det nærmer seg utløpet av konsesjonsperioden gjør at det er nødvendig med korreksjonsmekanismer for å sikre en samfunnsøkonomisk optimal investeringsatferd. Spørsmålet er om og hvordan slike korreksjonsmekanismer kan utformes. Før vi ser på korreksjonsmekanismene (avsnitt 3.1.3-3.1.7 nedenfor) gjør vi noen betraktninger rundt mulighetene for å kvantifisere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved uriktige investeringsincentiver.

3.1.2 Kvantifisering av samfunnsøkonomisk kostnad

I dette avsnittet diskuterer vi nærmere de samfunnsøkonomiske kostnadene ved at investeringer utsettes. La oss først se på en kapasitetsutvidelse som er samfunnsøkonomisk lønnsom, men ikke bedriftsøkonomisk lønnsom gitt snarlig hjemfall. Eksempelvis kan det dreie seg om en ny turbin eller en ny rørgate som øker reguleringsevnen. Anleggsmidlene ville ha gitt en viss kontantstrøm utover hva avkastningskravet tilsier i perioden mellom det optimale investerings-tidspunktet og hjemfallet som går tapt ved at investeringen blir utsatt. I figur 3.2 har vi skissert en tenkt investering som gir en inntjening som stiger etter hvert som kraftprisen stiger, og som har et visst avkastningskrav. Vi måler inntjeningen langs andre akse i prosent av investeringen.

Tapet ved å utsette investeringen til etter hjemfall er angitt ved det skraverte området. Riktignok er det ikke tatt hensyn til at en investering som blir utsatt til etter hjemfall vil vare lenger, men det spiller liten rolle gitt den lange diskonteringsperioden.

Figur 3.2 *Kapasitetsutvidelse*



Noen enkle observasjoner kan gjøres ved hjelp av dette enkle eksemplet. Tapet ved utsettelse av en investering vil være mindre jo nærmere hjemfallstidspunktet det optimale investeringstidspunktet er. Det skyldes at investeringen blir utsatt en kortere tidsperiode. I dette eksemplet er dessuten inntjeningen bare marginalt høyere enn avkastningskravet i tiden rett etter det optimale investeringstidspunktet. På den andre siden vil konsesjonæren selv gjøre investeringen dersom det optimale investeringstidspunktet er tilstrekkelig lenge før hjemfall. Samlet sett virker det rimelig å anta at det er investeringer som optimalt burde gjøres middels lenge før hjemfall - kanskje 10 til 20 år - som gir de største samfunnsøkonomiske tapene.

Figuren viser også at dersom realprisen på kraft stiger hurtig, og dermed også inntjeningen fra investeringen, er det samfunnsøkonomiske tapet ved å utsette investeringen større.

Reinvesteringer og vedlikehold skiller seg fra kapasitetsutvidelser ved at de sørger for å opprettholde kapasiteten og ikke utvide den. En tilsvarende betraktning som ble gjort for kapasitetsutvidelser kan også gjøres for reinvesteringer og vedlikehold. Noe som skiller de to typene investeringer er kravene til teknisk standard som stilles ved hjemfall (jf. avsnitt 3.1.8 nedenfor). Det setter i praksis et gulv for reinvesteringer og vedlikehold, og gjør at den relative samfunnsøkonomiske nedsiden er større for kapasitetsutvidelser enn for reinvesteringer og vedlikehold.

Det kan konstrueres enkle regneeksempler på et eventuelt tap ved utsettelse en investering. Dersom en investering blir utsatt ti år med et avkastningskrav på 8 prosent og en reell kraftprisøkning på 1-2 prosent årlig, medfører det et tap på 2-5 prosent relativt til investeringskostnaden.¹² Mange forutsetninger skal være korrekte for at slike regneeksempler skal være meningsfylte. Vår vurdering er at

¹² En eventuell opsjonsverdi ved å utsette investeringen (som følge av at investeringer i vannkraftverk i stor grad er irreversible og at det kan komme ny informasjon som er relevant for verdien av prosjektet) kan trekke i motsatt retning i det samfunnsøkonomiske regnestykket.

funksjonelle korreksjonsmekanismer må være på plass for å hindre feil incentiver, selv om regneeksemplet ga forholdsvis beskjedne samfunnsøkonomiske tap.

Det kan også være forskjeller mellom staten og konsesjonæren med hensyn til kostnadene ved identifisering av investeringsmuligheter. Dersom konsesjonæren ikke har incentiver til å foreta investeringer i en periode før hjemfall, vil han heller ikke bruke krefter på å utvikle investeringsprosjekter. Det blir i så fall statens oppgave etter hjemfall. Gitt at konsesjonæren har drevet anleggene i lang tid er det rimelig å anta at utviklingskostnadene kan være signifikant høyere for staten umiddelbart etter hjemfall enn for konsesjonæren før hjemfall. Da kan samfunnsøkonomiske tap skyldes både høyere prosjektkostnader og utelatte investeringer.

3.1.3 Korreksjonsmekanismer

Det er mulig å begrense de uheldige virkningene av hjemfallsinstituttet med hensyn til investeringsincentivene. Kompensasjon ved hjemfall og foregrepet hjemfall er to aktuelle økonomiske virkemidler eller korreksjonsmekanismer:

- Den første ordningen innebærer at staten betaler en sum til konsesjonæren på hjemfallstidspunktet, alternativt at konsesjonæren gis rett til en viss andel av inntektene fra verket etter hjemfall.
- Den andre ordningen innebærer at verket hjemfaller umiddelbart mot at konsesjonæren får leie eller kjøpe tilbake verket for en viss periode. Foregrepet hjemfall er allerede i dag en del av lovverket, og det er inngått flere slike avtaler i tilknytning til privateide vannkraftverk (hovedsakelig verk eid av industribedrifter).

Det er også mulig å stille absolutte krav til den tekniske standarden ved hjemfallstidspunktet for å sikre at nødvendige reinvesteringer og vedlikehold blir gjennomført. Industrikonsesjonslovens § 2 inneholder i dag en bestemmelse om at vannkraftanlegg som hjemfaller skal være i "fullt ut driftsmessig stand" ved konsesjonstidens utløp. Endelig åpner dagens skatteregler for at anlegg som hjemfaller kan avskrives raskere enn hva hovedregelen i skatteloven tillater. Også dette fungerer som en korreksjonsmekanisme. Vi kommenterer derfor også avskrivningsreglene underveis.

3.1.4 Kompensasjon for investeringer ved hjemfall

Kompensasjon ved hjemfall innebærer at konsesjonæren får utbetalt en sum ved hjemfallstidspunktet, eller får et krav på en andel av de løpende inntektene etter hjemfall. Eiendomsretten (og bruksretten) til verket etter hjemfall forblir hos staten.¹³ Det vil si at samtlige inntekter fra kraftverket i utgangspunktet tilfaller staten, enten de skyldes de opprinnelige investeringene eller investeringer som er bedriftsøkonomisk ulønnsomme for den opprinnelige konsesjonæren. Forutsatt at hele grunnrenten etter hjemfallstidspunktet skal tilfalle staten, bør kompensasjonsbeløpet derfor i prinsippet kompensere for bare de forventede inntektene fra investeringer som ellers ikke ville blitt gjennomført. Verdiene knyttet til de

¹³ Staten kan selvsagt velge å videreselge verkene til andre aktører, enten med en gang eller etter en viss periode.

eksisterende anleggsmidlene skal holdes utenfor kompensasjonen om mulig. Konsesjonærens samlede inntekt blir dermed følgende:

$$\Pi_K = NV(R_{F0}) + NV(R_F) + NV(K_H) - I$$

der $NV(R_{F0})$ er verdien før hjemfall som er knyttet til eksisterende anleggsmidler.

Tilsvarende er statens inntekt gitt ved

$$\Pi_S = NV(R_{E0}) + NV(R_E) - NV(K_H)$$

Sett fra investors synspunkt må nåverdien av de forventede kontantstrømmene før hjemfall pluss nåverdien av kompensasjonsbeløpet målt ved investerings-tidspunktet gi en samlet inntekt som er minst like stor som investeringskostnaden. Samlet sett må kompensasjonsordningen altså oppfylle følgende betingelse for at investeringen skal bli gjennomført:

$$NV(R_F) + NV(K_H) \geq I$$

der $NV(K_H)$ er nåverdien av kompensasjonsbeløpet som utbetales ved hjemfallstidspunktet. For et marginalt lønnsomt prosjekt vil det si det samme som at

$$NV(K_H) \geq I - NV(R_F) = NV(R_E)$$

Med andre ord: Kompensasjonsbeløpet må være minst like stort som nåverdien av de forventede kontantstrømmene fra investeringen etter hjemfallstidspunktet. Dette er intuitivt en logisk betingelse for marginalt lønnsomme prosjekter. For prosjekter som genererer en meravkastning (netto nåverdi er større enn null) kan kompensasjonen være mindre enn nåverdien av de forventede kontantstrømmene etter hjemfall. Prosjektene vil uansett bli gjennomført ettersom staten bare inndrar en del av meravkastningen eller grunnrenten ved at det ikke gis full kompensasjon. Dersom man *ex ante* skal lage en kompensasjonsordning som sikrer at marginalt lønnsomme prosjekter er lønnsomme både med og uten hjemfall, bør imidlertid kompensasjonen være lik den fulle forventede nåverdien av kontantstrømmene etter hjemfall som vist ovenfor. Unntaket er hvis staten har sikker informasjon om lønnsomheten av prosjektet. Det er ikke nødvendigvis tilfelle.

Det er også mulig å gi konsesjonæren en andel av de løpende inntektene fra anleggene etter hjemfall som kompensasjon. Kravet er i så fall at nåverdien av de forventede inntektene oppfyller de samme kriteriene som de vi beskrev for $NV(K_H)$. Forventningsmessig blir da resultatet det samme som med et engangsbeløp, men fordelingen av risiko mellom konsesjonæren og staten, og dermed incentiveegenskapene, vil være forskjellig. Med et kompensasjonsbeløp som utbetales på hjemfallstidspunktet tar staten hele risikoen etter hjemfall. Ved å gi konsesjonæren en andel av de løpende inntektene, kan staten også overdra en del av risikoen til konsesjonæren. Men det er incentiveegenskapene som er viktigst: Ved å gi konsesjonæren en andel av de realiserte inntektene etter hjemfall som kompensasjon, får konsesjonæren incentiver til å gjøre de riktige investeringene før hjemfall som om han fortsatt var eier av anleggene.

Det kan være ønskelig å begrense kompensasjonsordningen til å gjelde bare for investeringer i et visst tidsintervall, for eksempel de siste 30 årene før hjemfall. En slik tidsavgrensning kan gi incentiver til å utsette investeringer, for eksempel fra 35 til 30 år før hjemfall. Det er grunn til å anta at det samfunnsøkonomiske tapet ved slik utsettelse vil være lite, men det kan gi en uønsket fordelingseffekt dersom konsesjonæren får betalt ekstra for investeringer som er bedriftsøkonomisk lønnsomme på et tidligere tidspunkt.¹⁴ For investeringer tidlig i konsesjonsperioden vil uansett eventuelle kompensasjonsbeløp være små. Incentivene til å gjøre investeringer er dessuten sterkere jo lenger unna hjemfallet er. Det kan derfor være hensiktsmessig å sette en grense i tid for kompensasjonsberettigede investeringer der de administrative kostnadene ved ordningen overskygger gevinstene. Nøyaktig hvor grensen skal settes, er et spørsmål som vi ikke går nærmere inn på her.

3.1.5 Foregrepet hjemfall

Enkelt sagt innebærer foregrepet hjemfall at et kraftverk hjemfaller til staten før den opprinnelige konsesjonstiden utløper, og at konsesjonæren enten leier tilbake eller kjøper tilbake anleggene for en ny konsesjonsperiode. Dette kan i teorien gjentas slik at hjemfallstidspunktet aldri kommer nærme nok til å vri investeringsbeslutninger. Når ordningen drøftes her, er det i første omgang i et teoretisk perspektiv uavhengig av slik foregrepet hjemfall praktiseres i dag. Regelverket er dessuten svært åpent, så framtidig praksis kan være svært forskjellig fra dagens praksis.

Foregrepet hjemfall er hjemlet i industrikonsesjonsloven og i vassdragsreguleringsloven (jf. Ot.prp. nr. 70, 1992-93). I industrikonsesjonsloven §41 første ledd gis det adgang til å la anlegget hjemfalle når det gjenstår mindre enn 25 år av konsesjonstiden, samtidig som det åpnes for at konsesjonæren erverver eiendomsrett til rettighetene som tilfalt staten. I andre ledd av samme paragraf gis det adgang til at konsesjonæren erverver bruksrett til anlegget. Vassdragsreguleringsloven §20a gir tilsvarende en mulighet for å gi konsesjonæren en fornyet reguleringsrett på 50 år når det gjenstår mindre enn 25 år av konsesjonsperioden.

Foregrepet hjemfall som gir konsesjonæren bruksrett ble hjemlet ved lovrevisjonen i 1969, mens eiendomsrett ble hjemlet først ved lovrevisjonen i 1993. En avtale om bruksrett, som i praksis blir utformet som en leieavtale, gir konsesjonæren tilnærmet full råderett over anleggene, og det vil derfor ikke være noen reell forskjell i forhold til eiendomsrett. Vi behandler derfor tilbakekjøp og leie samlet i den videre drøftingen.

Dagens praksis med foregrepet hjemfall

I årene 1957-1966 ble det inngått avtaler om foregrepet hjemfall mellom staten og konsesjonærene i Svelgen-, Høyanger-, Bjølvo-, Tyssovassdragene og Storelva i Sauda. Alle disse var avtaler om tilbakeleie, som opprinnelig utløp i perioden 1995-2009. Statens interesser i disse avtalene ble overført til Statkraft SF ved stiftelsen i 1992.

¹⁴ Vi forutsetter da at tapet ved å utsette investeringen mer enn oppveies av kompensasjonen.

Det er nå Statkraft som driver kraftverkene og disponerer produksjonen i Bjølvo- og Høyanger-vassdragene. Leieavtalene er erstattet med kraftkontrakter som løper til 2010, med henholdsvis Elkem og Norsk Hydro. Overgangen skjedde i forbindelse med en rehabilitering. Statkraft forestår driften av Tyssoanleggene, men AS Tyssefaldene disponerer kraften til 2010. Kraftverket Tysso II eies imidlertid av AS Tyssefaldene til 2006, med leieavtale etter det til 2030. Sauda- og Svelgen-vassdragene leies av Elkem til 2030 (bortsett fra kraftverket Sauda IV, som eies av Elkem fram til 2009 med leieavtale deretter).

På basis av lovrevisjonen i 1993, jf. Ot.prp. 70 (1992-1993), er det inngått avtaler om foregrepet hjemfall og tilbakesalg mellom staten og Norsk Hydro for kraftverkene Tyn, Fortun, Moflåt og Mæl, samt mellom staten og Norske Skog for en andel av Hofsfoss kraftverk. Disse kraftverkene med fallretter vil hjemfalle til staten på nytt nærmere 2050.

En kort beskrivelse av leieavtalene er på sin plass. Leietakeren driver anlegget og betaler en kraftpris (som kan justeres i 2011 og 2021) ganget med beregnet middelproduksjon. Drifts-, rehabiliterings- og konsesjonskraftkostnader blir refundert av Statkraft. Det samme blir innmatingstariffer i sentralnettet basert på leievolumet, men leietakeren må selv betale de faktiske innmatingkostnadene. Ved utløp i 2030 skal Statkraft refundere skattemessig bokført verdi av eventuelle investeringer i nyutbygging.

Realøkonomisk innebærer foregrepet hjemfall i henhold til dagens praksis blant annet følgende:

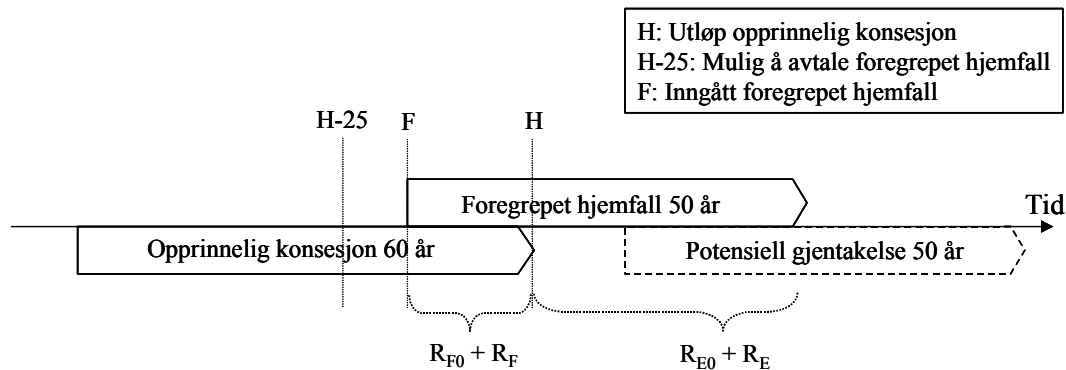
- Verdien for konsesjonæren er gitt ved alternativverdien av kraften i markedet. For at konsesjonæren skal ønske å drive videre må med andre ord den forventede markedsprisen være minst like høy som hva leie- eller kjøpsprisen tilsier. En ren kraftprodusent vil vurdere verdien av kraften i forhold til hva han kan oppnå ved å selge den i markedet. En kraftprodusent som også driver industri og bruker kraften i egen virksomhet, vil vurdere verdien i forhold til innkjøpsprisen for kraften. Fordelingen av verdien av kraften mellom konsesjonæren og staten er avhengig av hvordan kraftprisen konsesjonæren skal betale fastsettes. Det gjelder både med hensyn til nivået og justeringsmekanismen.
- Ordningen med refusjon av bokført verdi av nyinvesteringer ligner den generelle kompensasjonsordningen vi beskrev ovenfor. Det gir i så fall incentiver til å foreta investeringer som medfører utvidelse av produksjonskapasiteten.
- Refusjon av rehabiliteringskostnader gir incentiver til reinvesteringer avhengig av hvordan rehabiliteringskostnadene defineres.

Leietaker mottar kompensasjon for driftskostnadene basert på effektiv drift, der kriteriene for effektiv drift er definert nærmere i avtale med Statkraft. Det vil si at oppgjøret er uavhengig av faktiske driftskostnader. Det gir i prinsippet leietaker incentiver til kostnadseffektiv drift.

Foregrepet hjemfall: Prinsipiell analyse

I figur 3.3 nedenfor viser vi prinsippene for hvordan foregrepet hjemfall fungerer i dag.

Figur 3.3 *Prinsippskisse foregrepet hjemfall*



Kjernen i ordningen med foregrepet hjemfall er at konsesjonæren betaler staten for de økonomiske rettighetene til anleggene i en viss periode utover det opprinnelige hjemfallstidspunktet. Konsesjonæren får dermed i utgangspunktet inntektene fra både eksisterende anleggsmidler og potensielle investeringer. Det gir følgende uttrykk for konsesjonærens nettoinntekt dersom han inngår avtale om foregrepet hjemfall:

$$\Pi_K = NV(R_{F0}) + NV(R_F) + NV(R_{E0}) + NV(R_E) - I - P$$

der P er prisen han må betale for å få utvidet konsesjonsperioden. P kan betales på tidspunktet hvor foregrepet hjemfall skjer, eller den kan være en forventet størrelse dersom leieprisen er usikker (den kan for eksempel være lønnsomhetsavhengig). Ved fortsatt drift til det opprinnelige hjemfallstidspunktet får konsesjonæren bare $NV(R_{F0})$. Konsesjonærens betalingsvilje for den utvidede konsesjonsperioden er dermed følgende:

$$P_K^{MAX} = NV(R_{E0}) + [NV(R_F) + NV(R_E) - I]$$

Betalingsviljen er med andre ord lik nåverdien av de forventede kontantstrømmene fra de eksisterende anleggsmidlene etter ordinært hjemfallstidspunkt pluss eventuell positiv forventet netto nåverdi av den aktuelle investeringen. Hvis investeringen er marginalt lønnsom bedriftsøkonomisk sett, er den maksimale betalingsviljen lik nåverdien av de eksisterende anleggsmidlene etter ordinært hjemfallstidspunkt.

Statens inntekt er i tilfellet med foregrepet hjemfall gitt ved

$$\Pi_S = P$$

Vi ser for enkelhets skyld bort fra inntekter etter at avtalen om foregrepet hjemfall utløper. Staten kan imidlertid også velge å la være å inngå avtale om foregrepet hjemfall og heller gjennomføre investeringen selv etter det ordinære hjemfallstidspunktet. Statens overskudd er da gitt ved

$$\Pi_S = NV(R_{E0}) + NV(R_H) - NV(I_H)$$

$NV(R_H)$ er nåverdien av inntektene fra investeringen når den gjøres av staten på det opprinnelige hjemfallstidspunktet. $NV(I_H)$ er nåverdien av investerings-

kostnaden. I begge tilfeller er nåverdien beregnet på tidspunktet hvor det er aktuelt å inngå avtale om foregrepet hjemfall. For at staten skal ønske å inngå en avtale om foregrepet hjemfall må derfor prisen være minst like stor som nåverdien av inntektene fra de eksisterende anleggsmidlene etter hjemfall og nåverdien av investeringen dersom staten gjennomfører den selv:

$$P_S^{MIN} \geq NV(R_{E0}) + NV(R_H) - NV(I_H)$$

Det siste leddet kan i prinsippet være negativt. I så fall er staten i realiteten villig til å betale konsesjonæren noe av nåverdien av de eksisterende anleggsmidlene etter hjemfall for å få gjennomført investeringen nå.

Forhandlingsrommet for prisen ved foregrepet hjemfall er da definert ved følgende uttrykk:

$$P_K^{MAX} - P_S^{MIN} = [NV(R_F) + NV(R_E) - I] - [NV(R_H) - NV(I_H)]$$

Med andre ord: Prisen må ligge et sted i intervallet mellom nåverdien av å gjennomføre investeringen nå (ved tidspunktet for foregrepet hjemfall) og på det opprinnelige hjemfallstidspunktet. Dette er også lik den samfunnsøkonomiske kostnaden ved at investeringen ikke gjennomføres som følge av den opprinnelige hjemfallsbetingelsen.

I praksis kan det være vanskelig å finne den riktige prisen dersom konsesjonæren har bedre informasjon enn staten om verdien av investeringsprosjektet. På den andre siden er det også mulig å definere prisen for foregrepet hjemfall som en funksjon av den realiserte lønnsomheten i kraftverket. For eksempel er det mulig å definere en særskatt på kraftverk som er gjenstand for foregrepet hjemfall. Da gis konsesjonæren incentiver til å gjennomføre investeringer på kommersielt grunnlag som om han fortsatt eier anleggene. Samtidig kan staten inndra en andel av grunnrenten utover det som skjer gjennom det ordinære skattesystemet. Vi drøfter ikke utformingen av en slik særskatt nærmere her, men henviser i stedet til den mer generelle diskusjonen av optimale skatter i kapittel 2.

Dagens modell med foregrepet hjemfall er i prinsippet lønnsomhetsbasert. Konsesjonæren betaler litt forenklet sagt $p-c$ pr. kWh, der p og c er henholdsvis pris og kostnad (vi ser blant annet bort fra skatter). Kraftprisen er imidlertid i praksis uavhengig av markedsprisen.

Også med foregrepet hjemfall er det mulig å begrense perioden hvor avtale om foregrepet hjemfall kan inngås (jf. dagens regelverk, der 25 år før hjemfall er tidligste mulige tidspunkt). "Kontinuerlig" foregrepet hjemfall er imidlertid fullt mulig å gjennomføre.

3.1.6 Verdsettingsmetoder

Vi beskrev ovenfor kriteriene for at en kompensasjonsordning eller foregrepet hjemfall skal gi tilstrekkelige investeringsincentiver for de opprinnelige konsesjonærene. Det teoretisk ideelle er at kompensasjonen ved hjemfall eller leieprisen/salgprisen ved foregrepet hjemfall tilpasses slik at alle samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer blir marginalt lønnsomme bedrifts-

økonomisk sett. Det sikrer staten en størst mulig andel av meravkastningen i kraftsektoren, samtidig som investeringer blir gjennomført til riktig tidspunkt og i riktig omfang. I praksis er det naturligvis vanskelig å operasjonalisere dette prinsippet, men det kan tenkes en rekke verdsettingsmetoder som i større eller mindre grad oppfyller det teoretiske idealet:

- En kan basere seg på *markedsverdien* av kraftverket ved hjemfallstidspunktet. Markedsverdien vil også reflektere verdien av investeringene som er gjort i konsesjonsperioden.
- En kan også basere seg på den bokførte verdien (regnskapsmessig eller skattemessig) av anleggsmidlene i verket.
- En kan refundere utgiftene til investeringer i konsesjonsperioden (eventuelt bare i en viss periode før hjemfall finner sted) direkte.
- Endelig er det mulig å benytte akkumulert framført negativ grunnrenteinntekt som konsesjonæren ikke har fått motregnet mot positiv grunnrenteinntekt før hjemfallstidspunktet.

Kombinasjonsløsninger er også tenkelige. Merk at når vi snakker om kompensasjonsordningen er det verdien av investeringer foretatt etter det opprinnelige investeringstidspunktet vi ønsker å estimere. Ved foregrepet hjemfall er vi opptatt av verdien av de eksisterende anleggsmidlene etter det opprinnelige hjemfallstidspunktet og eventuelt nettoverdien av potensielle investeringer dersom de lar seg identifisere. Nedenfor drøfter vi de forskjellige verdsettingsmetodene nærmere.

Beregning av markedsverdi

En grunnleggende metodisk utfordring ved å benytte markedsverdi - i tillegg til selve beregningsmetoden - er å fordele markedsverdien mellom eksisterende anlegg og investeringene man ønsker å gi incentiver til at skal gjennomføres.

Dersom den fulle markedsverdien benyttes som kompensasjon ved hjemfall, innebærer det i realiteten at hjemfall skjer med fullt vederlag til den opprinnelige konsesjonæren. Markedsverdien vil nemlig reflektere verdien av opprinnelige anleggsmidler som fortsatt er i bruk i tillegg til anleggsmidler som er investert i løpet av perioden. Virkningen for konsesjonæren blir som om han selger kraftverket i markedet til full pris. Staten får dermed ingen nettoinntekt av hjemfallet.

Vanskeligheten med å benytte markedsverdi er å bestemme hvor stor andel av markedsverdien som skal gis som kompensasjon. Målet for staten må være å gi incentiver til samfunnsøkonomisk riktige investeringer og samtidig inndra mest mulig grunnrente. Et mulig utgangspunkt kan være å bruke den registrerte alderen til anleggsmidlene og anslag på nyverdi. Da går det for eksempel an å beregne hvor stor andel av den samlede nyverdien som "nye" anleggsmidler utgjør. Metoden er ikke helt nøyaktig, men den kan være en brukbar tilnærming. Fordelingen av markedsverdien kan i sin tur danne grunnlag for så vel kompensasjonsbeløp som leiepris ved foregrepet hjemfall: Jo større andel av anleggsmidlene som er kommet til etter førstegangsinvesteringen, desto større er kompensasjonsbeløpet ved hjemfall. Tilsvarende blir leieprisen ved foregrepet hjemfall lavere.

Vi drøfter ikke nærmere her hvordan fradragsmekanismer kan utformes. Dersom staten ønsker å inndra mest mulig av avkastningen i kraftverket, kan den også forsøke å fjerne investeringer som uansett ville vært lønnsomme med det opprinnelige hjemfallstidspunktet fra kompensasjonsgrunnlaget.

Et viktig spørsmål er om det kan oppstå incentiver til overinvesteringer med en slik markedsverdimodell. Konsesjonæren bærer selv en betydelig andel av risikoen ved investeringen dersom kompensasjonen er basert på markedsverdien. Forventningsmessig - sett fra investeringstidspunktet - vil en kompensasjon eller leiepris basert på markedsverdi tilsvare at konsesjonæren i stedet for et engangsbeløp mottar eller betaler en viss andel av de løpende inntektene i kraftverket etter hjemfallstidspunktet. Det betyr at det i prinsippet er liten fare for overinvesteringer med kompensasjon basert på markedsverdi. Med foregrepet hjemfall dreier det seg om å fastsette en pris på de eksisterende anleggsmidlene. Da bærer konsesjonæren hele risikoen ved reinvesteringer og utvidelser selv (utover det som dekkes gjennom skattesystemet, jf. diskusjonen i kapittel 2) - med mindre staten ønsker å inndra noe av eventuell forventet meravkastning fra den nye investeringen. Det kan for eksempel gjøres gjennom en leiepris som avhenger av de løpende inntektene og lønnsomheten i verket (jf. diskusjonen om foregrepet hjemfall ovenfor).

Det kan være imperfeksjoner i metoden for beregning av markedsverdi som i praksis reduserer risikoen og/eller øker forventningsverdien for konsesjonæren. Det kan i så fall tenkes å medføre overinvesteringer. På den andre siden kan også det motsatte være tilfelle.

En kompensasjon basert på markedsverdi kan framkomme på flere måter. Enten kan markedsverdien beregnes mekanisk i henhold til objektive kriterier, eller den kan fastsettes gjennom forhandlinger eller skjønn.

Mekanisk beregning av markedsverdi

Et eksempel på en mekanisme for beregning av markedsverdi er eiendomsskattegrunnlaget, som skal reflektere salgsverdien av det enkelte vannkraftverk. Den antatte salgsverdien beregnes ut fra et inflasjonsjustert femårssnitt av inntekter og utgifter, inklusive grunnrenteskatt. Nåverdien av femårssnittet av disse størrelsene beregnes som en uendelig annuitet. I tillegg gis det fradrag for framtidige rehabiliteringskostnader. Beregningen av eiendomsskattegrunnlaget er et godt eksempel på en metode staten kan bruke for å anslå den samlede markedsverdien av et vannkraftverk.

Et problem med å benytte eiendomsskattegrunnlaget eller lignende mekanismer som anslag på markedsverdien er at konsesjonæren kan forandre handlingsmønster for å maksimere kompensasjonsbeløpet. Eksempler på tilpasning kan være reduksjon av vedlikeholdsutgifter i beregningsperioden eller saktere avskrivning av anleggsmidler i den samme perioden. Et annet moment er at eiendomsskattegrunnlaget er relativt følsomt for kortsiktige svingninger i kraftprisen. Dersom gjennomsnittsprisen de siste årene før hjemfall er relativt lave i forhold til det forventede framtidige nivået, vil kompensasjonen bli tilsvarende lav i forhold til den reelle markedsverdien og dermed den forventede verdien av investeringer. Det omvendte er også naturligvis tilfelle. Eventuelt kunne en tenke seg en mekanisme der en la inn forventede framtidige priser i stedet. For eksempel

kunne en tenke seg at det ble samlet inn kraftprisprognoser fra uavhengige instanser som så ble lagt til grunn for de forventede salgsinntektene.

Eiendomsskattegrunnlaget er ikke optimalt utformet for å unngå strategisk tilpasning av denne typen. Det er klart at incentivene til tilpasning er sterkere dersom det skal brukes som kompensasjon i stedet for grunnlag for eiendomsskatt. For eksempel kan incentivene til tilpasning reduseres ved å legge en lenger beregningsperiode til grunn.

Fastsettelse av markedsverdi gjennom forhandlinger eller skjønn

Det er også mulig å bestemme markedsverdien gjennom forhandlinger eller ved å la en separat instans fastsette verdien. Slike mekanismer er ikke ukjente fra næringslivet og erstatningsretten ellers. De kan imidlertid medføre vesentlig større kostnader i form av intern ressursbruk i selskapene og forvaltningen, ikke minst dersom prosessene trekker ut i tid. Dette avhenger av den detaljerte utformingen av ordningen, og om det er mulig å konstruere noen klare spilleregler. Man kunne også brukt forhandlinger eller skjønn for større kraftverk, men en mekanisk beregning for mindre kraftverk. Transaksjonskostnadene pr. kWh blir lavere jo større kraftverket er.

Bokført verdi

Også verdsetting basert på bokførte verdier kan gjennomføres på flere måter. Én mulighet er å benytte de skattemessige verdiene, en annen er de regnskapsmessige. Med det gjeldende skattesystemet er de skattemessige verdiene gitt ved den nedskrevne verdien av eksisterende anleggsmidler i bruk pr. 1.1.1997 pluss den nedskrevne nominelle verdien av investeringer gjort etter samme dato. Regnskapsmessig praksis varierer en del mellom kraftselskaper. Mange benytter historisk kost som grunnlag, eventuelt de skattemessige verdiene (historisk kost målt i 1997-kroner). Enkelte steder er anleggsmidlene skrevet opp til antatt markedsverdi. Det er derfor mest hensiktsmessig å benytte de skattemessige verdiene som grunnlag for verdsetting av anleggsmidlene ved hjemfall.

For at skattemessig verdi skal gi kompensasjon ved hjemfall må vi imidlertid se bort fra dagens regel om at anleggsmidler i verk som hjemfaller kan avskrives med en høyere sats slik at de er helt avskrevet ved hjemfallstidspunktet. I den følgende analysen antar vi derfor at de skattemessige avskrivningene skjer i henhold til hovedreglene i skatteloven. Prinsippet for fordeling av de beregnede verdiene er det samme som ved bruk av markedsverdi. Den skattemessige verdien av "nye" anleggsmidler, som et estimat på nåverdien av kontantstrømmer fra nyinvesteringer etter hjemfall, danner grunnlaget for kompensasjonsbeløpet. Skattemessig verdi av de opprinnelige anleggsmidlene kan på samme måte tolkes som et estimat på nåverdien av kontantstrømmer fra disse anleggsmidlene etter opprinnelig hjemfallstidspunkt. Som diskutert ovenfor er det verdien av de opprinnelige anleggsmidlene en viktig faktor for beregning av leieprisen ved foregrepet hjemfall ettersom det er inntjeningen fra disse anleggsmidlene som konsesjonæren drar nytte av over en utvidet periode. Denne verdien kan imidlertid være svært lav når foregrepet hjemfall finner sted. I den grad den skattemessige verdien undervurderer den reelle verdien av anleggsmidlene, vil konsesjonæren betale en underpris.

Å bruke skattemessig bokført verdi av nyinvesteringen som grunnlag for verdsetting er gunstig ved at det er en objektiv og forutsigbar størrelse. Problemet er at det er et regnskapstall som ikke nødvendigvis sier mye om den reelle verdien. Ofte vil markedsverdien være høyere enn bokført verdi. Det har flere mulige forklaringer:

- Alle investeringer som et selskap gjør, har forventet avkastning over en "hurdle rate" (slik at den forventede verdien av investeringen alltid er større enn investeringskostnaden).¹⁵
- Anleggsmidlene har lengre økonomisk levetid enn hva avskrivningstidene tilsier.
- Markedsverdien faller ikke lineært over levetiden.

Et regnskapsmessig prinsipp er at avskrivninger skal være en allokering av investeringskostnader i tid i forhold til inntjeningen de genererer. De skattemessige avskrivningene vil ikke nødvendigvis reflektere dette. I figuren nedenfor viser vi utviklingen i skattemessig verdi av kapital ved hjemfall og akkumulert nåverdi av en investering avhengig av investeringshorisont. Det er lagt til grunn en stilisert marginal investering (det vil si en netto nåverdi lik 0) med en levetid på 60 år. Det vil si at den skattemessig avskrives over 60 år og at kontantstrømmen den genererer er konstant målt i faste kroner. Dessuten er nåverdien av den akkumulerte kontantstrømmen etter 60 år akkurat lik investeringskostnaden (siden investeringer er antatt å være marginalt lønnsom). Den skattemessige verdien avtar lineært som følge av de lineære avskrivningene,¹⁶ mens nåverdien av den skattemessige verdien, $NV(K_H)$, er en eksponensielt avtakende funksjon sett fra investeringstidspunktet. Den akkumulerte nåverdien av kontantstrømmene er naturligvis stigende jo lengre konsesjonsperioden er, men veksttakten avtar. $NV(R_E)$ er nåverdien av kontantstrømmene etter hjemfall, sett fra investeringstidspunktet. Merk at figuren er en prinsippskisse som viser hovedtrekkene i en modell med verdsetting basert på skattemessige verdier. Vi drøfter et mer realistisk numerisk eksempel nedenfor.

Den øverste horisontale stiplede linjen angir totalverdien av investeringen. Ettersom vi har forutsatt at investeringen er marginalt lønnsom, er den akkumulerte nåverdien av kontantstrømmene før hjemfall lik investeringskostnaden etter 60 år. Avstanden mellom den stiplede linjen og kurven for akkumulert nåverdi er derfor lik nåverdien av de forventede kontantstrømmene etter hjemfall for ulike hjemfallstidspunkter.

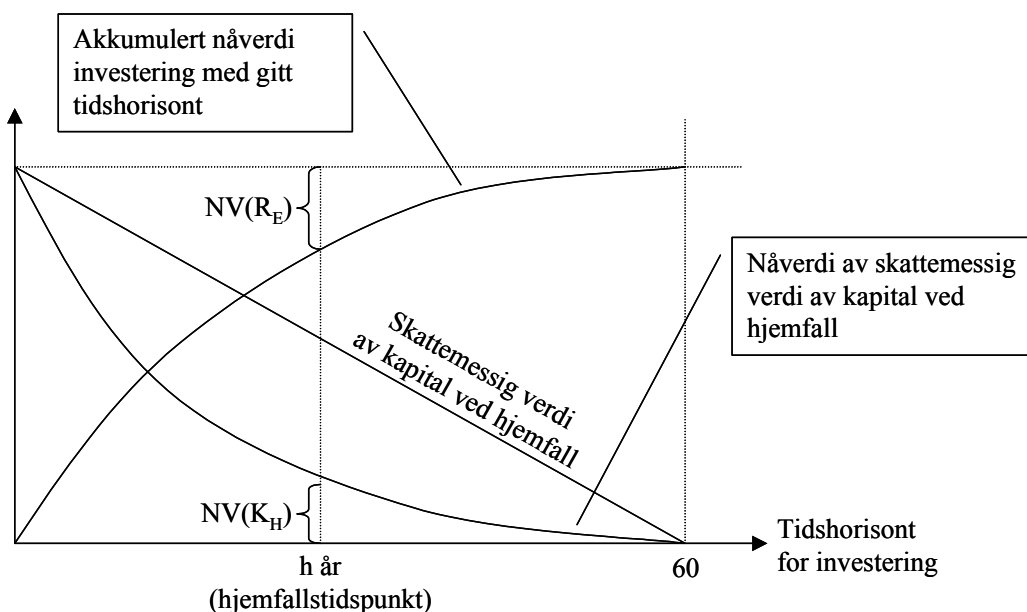
Vi betrakter først tilfellet der konsesjonæren kompenseres på grunnlag av skattemessig verdi. En investering som blir gjort h år før hjemfall, vil ha h års tidshorisont, og investoren vil tjene verdien av den fulle investeringen (altså med 60 års tidshorisont) minus avstanden $NV(R_E)$, som er nåverdien av hjemfallet ved investeringstidspunktet. Investeringen gir konsesjonæren en viss kompensasjon ved hjemfall som ved investeringstidspunktet har nåverdi $NV(K_H)$. Som tidligere nevnt er kriteriet for at konsesjonæren skal gjøre en marginal investering:

¹⁵ For en historisk investering kan markedsverdien være lavere enn den bokførte verdien. Det gjelder blant annet investeringer som har vist seg ulønnsomme.

¹⁶ Husk at vi her ser bort fra muligheten for raskere avskrivninger fram til hjemfall.

$$NV(K_H) \geq NV(R_E)$$

Figur 3.4 Verdssetting basert på skattemessig verdi ved hjemfall



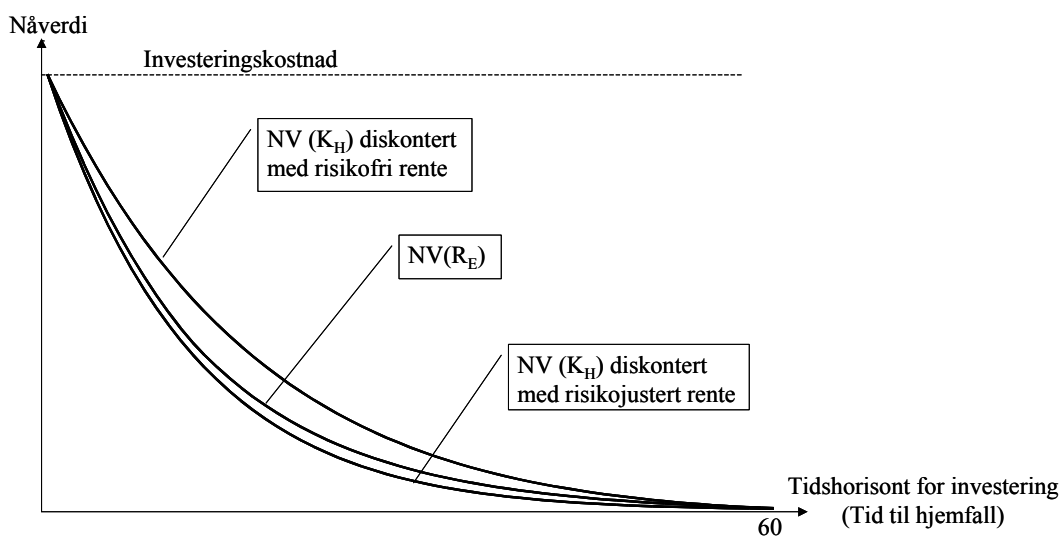
For det enkle eksemplet over er det mulig å utlede direkte om kriteriet holder. En rekke faktorer – grunnrenteskattesystemet, kapital med svært lang økonomisk levetid og annet – gjør imidlertid at en slik analyse er lite treffsikker. I stedet har vi gjort en modellsimulering for å illustrere samspillet mellom skattemessig verdi og nåverdi av investeringen.¹⁷ Grafene i figur 3.5 viser nåverdien av kompensasjonen ved hjemfall og nåverdien av kontantstrømmen etter hjemfall for en tenkt investering med forskjellig tid til hjemfall/forskjellig lengde av konsesjonsperioden.

For korte tidshorisonter er kompensasjonsbeløpet omtrent lik nåverdien av de gjenværende kontantstrømmene, slik at kriteriet for at en marginal investering skal være lønnsom er (i hvert fall tilnærmet) oppfylt. For lengre perioder er det imidlertid en viss grad av underkompensasjon inntil et visst punkt hvor underkompensasjonen avtar igjen.¹⁸ For øvrig er kompensasjonsbehovet størst i de siste årene før hjemfall. Ved lange konsesjonsperioder er avvik mellom faktisk og optimalt kompensasjonsbeløp mindre viktig, ettersom investeringene da gir desto større inntekter til konsesjonæren før hjemfall.

¹⁷ Her har vi altså gått bort fra forutsetningen om konstant kontantstrøm, men beholdt forutsetningen om 60 års levetid for investeringen og skattemessige avskrivninger over 60 år (altså uavhengig av hjemfallstidspunkt). Modellen er beskrevet utførlig i ECON (2002).

¹⁸ Litt forenklet kan vi forklare forskjellen i forløp mellom de to kurvene slik: Nåverdien av skattemessig verdi relativt til nåverdien av de gjenværende kontantstrømmene er litt lavere, unntatt etter 0 og 60 år. Det skyldes at skattemessig verdi nominelt er en lineær funksjon av tiden, mens nåverdien av kontantstrømmene er en eksponensielt avtakende funksjon. Nominelt er verdien av de gjenværende kontantstrømmene alltid større enn den skattemessige verdien.

Figur 3.5 Numerisk eksempel på kompensasjon ved hjemfall



Kilde: ECON

De skattemessige avskrivningene følger skattelovens hovedregler. Dersom hjemfall pålegges kraftanlegg, gir dagens skatteregler konsesjonæren mulighet til å avskrive anleggsmidlene hurtigere enn normalt slik at de er fullt avskrevet ved hjemfall. Skattefordelen dette gir, kan oppfattes som en type kompensasjon på lik linje med kompensasjon av skattemessig verdi ved hjemfall. Avhengig av tid til hjemfall og diskonteringsrenten kan hurtigere avskrivninger gi større eller mindre kompensasjon enn skattemessig verdi ved hjemfall. Et enkelt regneeksempel kan illustrere dette.

La oss ta et anleggsmiddel med anskaffelseskostnad på 100 kroner og 67 års skattemessig levetid, og anta at effektiv marginalsattesats er 55 prosent. Diskonteringsrenten er 8 prosent. Dersom hjemfall skjer om 10 år er nåverdien av skattemessig verdi som kompensasjon 39 kroner,¹⁹ mens nåverdien av skattefordelen av hurtigere avskrivninger er 31 kroner.²⁰ Med hjemfall om 20 år er nåverdien av skattemessig verdi som kompensasjon 15 kroner,²¹ mens nåverdien av skattefordelen av hurtigere avskrivninger er 19 kroner.²² Med kort tid til hjemfall er det altså bedre for konsesjonæren å få utbetalt skattemessig verdi av anleggsmidlene ved hjemfall, men med lang tid til hjemfall er det bedre å få skattefordelen av hurtigere avskrivninger. I eksemplet er konsesjonæren indifferent til de to formene for kompensasjon dersom det er 15 år til hjemfall.

¹⁹ Årlige avskrivninger er 1,5 kroner så skattemessig verdi ved hjemfall om 10 år er 85 kroner. 85 kroner diskontert over 10 år med 8 prosent rente er lik 39 kroner.

²⁰ Årlige avskrivninger er 10 i stedet for 1,5. Skattefordelen av økte avskrivninger er 4,7 kroner i året (8,5 x 55 prosent). Nåverdien av 4,7 kroner i 10 år er lik 31 kroner.

²¹ Årlige avskrivninger er fortsatt 1,5 kroner så skattemessig verdi ved hjemfall om 20 år er 70 kroner. 70 kroner diskontert over 20 år med 8 prosent rente er 15 kroner.

²² Årlige avskrivninger er 5,0 i stedet for 1,5. Skattefordelen av økte avskrivninger er 1,9 kroner i året (3,5 x 55 prosent). Nåverdien av 1,9 kroner i 20 år er 31 kroner.

Dette betyr også at selskapene på visse betingelser kan ha incentiver til å avskrive anleggsmidlene *langsommere* enn hva skatteloven maksimalt tillater når de får en kompensasjon basert på skattemessig verdi. Skattelovens avskrivningsregler er maksimumsregler, slik at lengre avskrivningstider er fullt lovlig. Bruk av skattemessig verdi som kompensasjonsgrunnlag kan derfor være sårbart for strategisk tilpasning. Det bør imidlertid være mulig å håndtere dette ved hjelp av relativt enkle kontrollmekanismer (for eksempel normerte avskrivninger).

Noen ytterligere kvalifiserende kommentarer er på sin plass. Det ble lagt til grunn en felles diskonteringsrente for kontantstrømmen og kompensasjonen, mens det i et teoretisk perspektiv ville vært riktigere å diskontere kompensasjonen med risikofri rente. Med våre forutsetninger er den skattemessige verdien ved hjemfall en sikker størrelse for konsesjonæren, også sett fra investeringstidspunktet. Da blir nåverdien av kompensasjonen større og potensielt tilstrekkelig til at hjemfall ikke vrir investeringsbeslutningene. Kanskje kan det også gi svake incentiver til overinvesteringer. I eksemplet ovenfor ligger kurven for nåverdien av kompensasjonsbeløpet diskontert med risikofri rente et stykke over kurven for nåverdien av kontantstrømmene etter hjemfall. På den andre siden kan økonomisk levetid være høyere enn skattemessig levetid for deler av anleggsmidlene i vannkraftproduksjonen. For slike anleggsmidler blir kompensasjonen lavere enn den burde ha vært, og det kan medføre for lave investeringer.

De skattemessige avskrivningene (og dermed skattefradragene) kan ha vært for høye dersom skattemessig bokført verdi gir for lav kompensasjon. Vi tar ikke stilling til om de gjeldende avskrivningstidene er korrekte i denne rapporten.

Dersom skattemessig bokført verdi blir brukt for å kompensere for hjemfall, vil altså sannsynligvis marginale nyinvesteringer i deler av konsesjonsperioden bli ulønnsomme, pluss at det kan oppstå vridende effekter mellom investeringer. Likevel er det et nært samsvar mellom skattemessig verdi av en investering og dens inntjening over resterende levetid, selv om samsvaret ikke er perfekt.

Dersom vi i stedet betrakter foregrepet hjemfall, vil prisen på ”gamle” anleggsmidler fastsettes på grunnlag av den skattemessige verdien av anleggsmidlene på hjemfallstidspunktet. For de opprinnelige investeringene vil den skattemessige verdien være lav eller til og med null (i praksis avhenger dette også av avstanden mellom konsesjonsåret og tidspunktet hvor kraftverket ble satt i drift). Det kan derfor være en tendens til at markedsverdien undervurderes dersom den skattemessige levetiden undervurderer den reelle økonomiske levetiden og det dreier seg om noenlunde lønnsomme investeringer. Dette kan tyde på at bokført verdi mindre egnet enn markedsverdi som tilnærming til nåverdien av kontantstrømmene fra de opprinnelige anleggene etter ordinært hjemfallstidspunkt. Det betyr i sin tur at skattemessig verdi kan være mindre egnet som grunnlag for betalingen fra konsesjonæren ved foregrepet hjemfall. Derimot kan lønnsomhetsbaserte mekanismer eller særskatt på slike verk være et egnet virkemiddel.

Refusjon av investeringer

En direkte refusjon av investerte beløp i konsesjonsperioden (eventuelt bare investeringer gjort i et visst intervall før hjemfall) gir i teorien konsesjonæren full kompensasjon for både reinvesteringer og kapasitetsutvidelser. For eksempel kan

konsesjonæren på hjemfallstidspunktet motta et beløp tilsvarende investeringen fratrukket påløpte inntekter. Dette er i praksis antakelig bare aktuelt for investeringer som medfører økt produksjonskapasitet. Et annet alternativ er å refundere investeringskostnadene i sin helhet.

Ulempen med en slik ordning er at den kan gi incentiver til overinvesteringer. Eventuelt kunne en supplere kompensasjonsordningen med en revisjons- eller kontrollordning og redusere eller fjerne kompensasjonsbeløpet dersom investeringen bedømmes som samfunnsøkonomisk ulønnsom. Et slikt system blir imidlertid dyrt administrativt sett og er ikke nødvendigvis noe veldig treffsikkert virkemiddel. I praksis beveger en seg over i en modell hvor staten fungerer som regulator overfor kraftprodusentene med hensyn til enkeltinvesteringer. Det er neppe ønskelig, i hvert fall ikke på generell basis. Derimot kunne det være aktuelt dersom det dreier seg om store kraftverk.

Utbetaling av akkumulert negativ grunnrenteinntekt

Med mindre en gitt investering er svært lønnsom (som følge av lav utbyggingskostnad og eventuelt også lave driftskostnader kombinert med høye kraftpriser), vil investeringen gi opphav til negativ grunnrenteinntekt de første årene. Den negative grunnrenteinntekten kan betraktes som en fordring på staten. Dersom verket senere kommer i grunnrenteskatteposisjon, påløper det ingen betalbar grunnrenteskatt før all negativ grunnrenteinntekt er oppbrukt. Negativ grunnrenteinntekt ved hjemfallstidspunktet utgjør derfor et tap for konsesjonæren, og kan tenkes brukt som et middel til å kompensere for investeringer i konsesjonsperioden, enten alene eller sammen med andre metoder.

Som diskutert ovenfor er den nødvendige kompensasjonen større jo kortere den gjenværende konsesjonsperioden er. Den negative grunnrenteinntekten er derfor et mindre egnet virkemiddel for å kompensere for tapte inntekter ved hjemfall. Gitt en konstant eller stigende realprisbane vil nemlig den negative grunnrenteinntekten akkumuleres over tid inntil den skattemessige verdien av verket og dermed friinntekten er lav nok til at verket kommer i posisjon til å betale grunnrenteskatt. Dette kan også gjelde med fallende kraftpriser avhengig av hvor raskt prisen avtar.²³ Deretter vil verket tære på den akkumulerte negative grunnrenteinntekten inntil den er oppbrukt. Det er med andre ord forventningsmessig en negativ korrelasjon mellom den negative grunnrenteinntekten og den nødvendige kompensasjonen i de første årene.

Et annet mulig problem er at ulønnsomme prosjekter kan akkumulere svært høy negativ grunnrenteinntekt etter en del år. Det kan da oppstå incentiver til overinvesteringer. Dersom rentesatsene for fribeløp og framføring er korrekt satt, vil imidlertid utbetaling av akkumulert negativ grunnrenteinntekt ikke gi slike incentiver. Ulønnsomme prosjekter kan akkumulere en stor negativ grunnrenteposisjon, men en utbetaling av denne vil ikke kunne medføre at prosjektet er mer lønnsomt i sin helhet enn normalavkastning. Lønnsomhet lik eller lavere enn normalavkastning gir ikke incentiver til overinvestering.

²³ Med vedvarende lave kraftpriser kan det derimot skje at verket aldri betaler grunnrenteskatt.

Det kan argumenteres for at både fribeløpsrenten og framføringsrenten er satt for høyt i dag, men det finnes også motargumenter. Dette blir ikke analysert her. I NOU 2000:18 og ECON (2000b, 2000c) drøftes disse spørsmålene nærmere både generelt og med referanse til særskatten i petroleumssektoren og grunnrenteskatten. Dersom satsene virkelig er for høye, kan utbetaling av akkumulert negativ grunnrente gi incentiver til overinvestering.

Negativ grunnrenteinntekt ved hjemfallstidspunktet vil for øvrig også være reflektert gjennom lav betalt grunnrenteskatt i årene før hjemfallet. Det kan i sin tur medføre en for høy beregnet markedsverdi dersom verdsettingsmetoden for eiendomsskattegrunnlaget benyttes. Det skyldes at betalt grunnrenteskatt fra de siste årene inngår som en kostnad i nåverdiberegningen.

Konklusjonen blir med andre ord at utbetaling av akkumulert negativ grunnrenteinntekt er en lite egnet kompensasjonsmekanisme i forbindelse med hjemfall.

3.1.7 Samlet vurdering av korreksjonsmekanismene

Vi har ovenfor argumentert for at effektive investeringsbeslutninger kan sikres gjennom å kompensere konsesjonæren ved hjemfall eller gi adgang til å inngå avtale om foregrepet hjemfall og tilbakekjøp/tilbakeleie. Hver av ordningene krever en verdsettingsmetode. Basert på diskusjonen ovenfor anser vi bruk av markedsverdi og skattemessig verdi på hjemfallstidspunktet som de mest aktuelle metodene.

Et interessant moment er at fordelingen av den forventede avkastningen i kraftverkene er forskjellig avhengig av hvilken verdsettingsmetode som velges. Virkningen er imidlertid forskjellig mellom de to korreksjonsmekanismene. Anta at begge verdsettingsmetodene er treffsikre i den forstand at de gir et korrekt uttrykk for den forventede verdien av investeringen på tidspunktet da konsesjonæren fatter investeringsbeslutningen. For kompensasjonsbeløpet gjelder da følgende:

- Dersom kompensasjonen er basert på markedsverdien, tilfaller eventuell forventet meravkastning konsesjonæren. Konsesjonæren tar risikoen knyttet til kompensasjonen sett fra investeringstidspunktet. Kompensasjonen framstår i dette tilfellet som en ordinær forretningstransaksjon vedrørende de nye anleggsmidlene mellom to uavhengige parter (med den forskjellen at konsesjonæren er forpliktet til å selge).
- Dersom kompensasjonen baseres på skattemessig verdi, tilfaller derimot forventet meravkastning staten. Risikoen for konsesjonæren reduseres tilsvarende ettersom den skattemessige verdien er et sikkert beløp. Risikoen for konsesjonæren er dessuten mindre jo nærmere hjemfallstidspunktet man er når investeringen foretas. Det kan være et argument for å redusere kompensasjonsbeløpet i forhold til hva den nominelle verdien på hjemfallstidspunktet tilsier.

For leieprisen/salgprisen ved foregrepet hjemfall er sammenhengene litt forskjellige. Det skyldes at konsesjonæren får tilgang til inntektene fra den opprinnelige investeringen i tillegg til inntektene fra investeringer som gjennomføres som følge av den forlengede konsesjonsperioden:

- Risikoen knyttet til verdien av de nye anleggsmidlene (det vil si reinvesteringene eller utvidelsene) bæres av konsesjonæren.
- Risikoen knyttet til verdien av de eksisterende anleggsmidlene bæres også av konsesjonæren. Det gjelder både når prisen for den utvidede konsesjonsperioden baseres på de løpende inntektene og ved betaling av et engangsbeløp.

En kompensasjon eller leiepris/salgpris basert på markedsverdi vil - sett fra investeringstidspunktet - ha de samme egenskapene som en ordning basert på at konsesjonæren mottar eller betaler for en andel av de løpende inntektene etter det opprinnelige hjemfallstidspunktet. Da forutsetter vi at markedsverdien beregnes på en måte som reflekterer risikoen knyttet til de løpende inntektene fra kraftproduksjonen etter hjemfall.

Prinsipielt kan vi konkludere med at foregrepet hjemfall og kompensasjon basert på markedsverdi i utgangspunktet har bedre incentiveegenskaper enn kompensasjon basert på skattemessig verdi. Forskjellen er større jo nærmere investeringstidspunktet er det opprinnelige hjemfallstidspunktet. Det skyldes at konsesjonæren bærer en større andel av risikoen med de førstnevnte ordningene og i større grad vil agere som om han eide anleggene etter hjemfall. Eventuelt kan en nedjustere kompensasjonsbeløpet ved bruk av skattemessig verdi.

I praksis avhenger imidlertid utfallet også av treffsikkerheten til de ulike verdsettingsmetodene. Treffsikkerheten vil i praksis variere fra prosjekt til prosjekt. Skattemessig verdi vil for eksempel være relativt treffsikker for marginalt lønnsomme prosjekter gitt at skattemessig levetid er omtrent lik økonomisk levetid, særlig når den lavere risikoen knyttet til kompensasjonsbeløpet tas med i betraktningen. Her må det videre påpekes at det er de marginale prosjektene som er mest følsomme for manglende treffsikkerhet. Prosjekter som genererer en meravkastning eller grunnrente må forventes å bli gjennomført selv om kompensasjonen skulle være mindre enn hva verdien av prosjektene etter hjemfall skulle tilsi.

Treffsikkerheten avhenger også av forholdet mellom skattemessig og økonomisk levetid. Hvis skattemessig levetid er kortere, kan den skattemessige verdien være lavere enn markedsverdien. På den andre siden blir da nåverdien av skattefradragene for høy. Lineære avskrivninger medfører også at skattemessig verdi er lavere enn markedsverdien så lenge vi snakker om normalt lønnsomme investeringer (jf. figur 3.5 ovenfor). Også da blir skattefradragene for høye. Vi har med andre ord to effekter som motvirker hverandre, noe som korrigerer for eventuell manglende treffsikkerhet ved bruk av skattemessige verdier.

Et annet forhold som kan skille kompensasjon og foregrepet hjemfall og de ulike verdsettingsmetodene fra hverandre er administrasjons- og reguleringskostnadene. Det avhenger imidlertid i noen grad av hvordan ordningene utformes i praksis. Det er grunn til å tro at forhandlings- og skjønnsbaserte løsninger vil være forbundet med betydelige kostnader:

- Asymmetrisk informasjon og incentiver til strategisk tilpasning fra selskapenes side
- Varighet av saksbehandling

- Tidskostnader i forvaltningen og i selskapene, samt kostnader til ekstern bistand

Spesielt er det grunn til å være oppmerksom på at de administrative kostnadene kan bli store dersom staten ønsker å inndra mest mulig av eventuell forventet meravkastning gjennom en ordning med foregrepet hjemfall. Heller ikke de mer standardiserte løsningene er ukompliserte, men slike løsninger kan baseres på det eksisterende kraftskattesystemet. Marginalkostnaden med hensyn til administrasjon av ordningene er derfor ventelig relativt lav. Det kan også oppstå incentiver til strategisk tilpasning av avskrivningene ved en oppgjørsordning basert på skattemessig verdi ved hjemfall (det er kanskje mest aktuelt i forbindelse med kompensasjonsordninger).

Det er også mulig å tenke seg kombinasjonsløsninger. For eksempel kan det være ønskelig å behandle større investeringsprosjekter over en viss beløpsgrense eller over et visst antall MW/MWh separat for å sikre en best mulig verdsetting og riktigst mulig investeringsbeslutninger. Da blir administrasjonskostnadene pr. MWh ventelig lavere enn for mindre prosjekter. Mindre prosjekter kan derimot behandles på en standardisert måte.

Deler av diskusjonen om kompensasjon og foregrepet hjemfall er også relevant for et system basert på tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall. Blant annet oppstår det med tidsbegrenset konsesjon spørsmål om hva som skjer med anleggene ved utløpet av konsesjonsperioden. Dersom den opprinnelige konsesjonæren ikke får fornyet bruksrett, må han selge anleggene (jf. diskusjonen av endringsmodellene i kapittel 1). Det kan skje gjennom salg til høystbydende, eller en kan benytte en mer standardisert oppgjørsform basert på skattemessige verdier eller beregnet markedsverdi. Dersom konsesjonen trekkes tilbake, kan det oppstå spørsmål om kompensasjon til konsesjonæren i og med at han formelt sett fortsatt er eier av anleggene. Vi kommer tilbake til disse spørsmålene i kapittel 7.

Korreksjonsmekanismer og hjemfall som skatteinstrument

Korreksjonsmekanismene innebærer at det skjer overføringer mellom staten og konsesjonærene som i større eller mindre grad er basert på lønnsomheten i kraftverkene. Ved foregrepet hjemfall vil konsesjonæren normalt betale mer for en utvidet konsesjonsperiode jo mer lønnsomt verket er. Ved kompensasjon vil staten i utgangspunktet inndra all inntjening etter hjemfall, men dele ut noe av den til konsesjonæren gjennom kompensasjonen. Denne utdelingen vil ventelig være større jo mer lønnsomt verket er.

Korreksjonsmekanismene medfører derfor i prinsippet en viss forbedring av hjemfallsinstituttets egenskaper som skatteinstrument i et langsiktig perspektiv. Problemene i forhold til førstegangs konsesjon og investering består imidlertid.

3.1.8 Krav til teknisk standard

Industrikonsesjonslovens §2 stipulerer som nevnt ovenfor krav til den tekniske standarden på kraftverket ved hjemfallstidspunktet. I fravær av bedriftsøkonomiske incentiver til investeringer og vedlikehold har man altså her et tvangsvirkemiddel overfor konsesjonærene. Krav om at anleggene skal være i

driftsmessig stand ved hjemfall har følgende konsekvenser for konsesjonærenes beslutninger om investeringer og vedlikehold:

- Løpende vedlikehold for at anleggene skal være kjørbare vil ventelig bli gjennomført. Det samme gjelder reinvesteringer som er nødvendige for at anleggene skal kunne kjøres.
- Kravene sikrer ikke gjennomføring av mer omfattende reinvesteringer som er samfunnsøkonomisk optimale, men ikke strengt nødvendige for videre drift teknisk sett. En kunne i prinsippet også tenke seg at sanksjonene ved eventuelle brudd på kravene er tilstrekkelige til at også mer omfattende reinvesteringer var lønnsomme. Grensen mellom mindre omfattende reinvesteringer og vedlikehold kan i praksis være uklar.
- Utvidelse av produksjonskapasiteten vil ikke finne sted med mindre det er bedriftsøkonomisk lønnsomt innenfor den eksisterende konsesjonsperioden. I det siste tilfellet utgjør hjemfall uansett ikke noe hinder for investeringen.

Samlet sett er kravene til teknisk standard mer å betrakte som et nødvendig juridisk virkemiddel enn et tilstrekkelig økonomisk virkemiddel. Det er mulig å utforme kravene slik at også mer omfattende reinvesteringer må gjennomføres selv om de ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomme. Det kan imidlertid være betydelige problemer knyttet til å operasjonalisere kravene i praksis.

3.2 Nyinvesteringer

For nyinvesteringer som krever ervervskonsesjon er varigheten av førstegangs-konsesjonen avgjørende for lønnsomheten av prosjektet. Storparten av anleggs-midlene i et vannkraftverk har normalt en betydelig levetid. I de skattemessige avskrivningsreglene opereres det med to klasser av anleggsmidler spesielt for vannkraftverk, der levetiden er antatt å være minst 40 og 67 år (de aktuelle anleggsmidlene avskrives lineært). Til sammen utgjør anleggsmidlene i disse klassene omtrent 90 prosent av den samlede anleggsmassen i den norske vannkraftproduksjonen (jf. ECON, 2000b). For en del av anleggsmidlene er det videre grunn til å anta at den reelle tekniske levetiden er lengre enn den skattemessige avskrivningsperioden.

En vannkraftinvestering må med andre ord forventes å generere inntekter i et betydelig antall år. Hjemfall i sin nåværende form medfører imidlertid at kontantstrømmene etter et visst tidspunkt tilfaller staten uten vederlag til den opprinnelige konsesjonæren. I sin investeringskalkyle vil derfor investoren bare inkludere kontantstrømmene før hjemfallet. Spørsmålet er om betingelser om hjemfall medfører at omfanget av nyinvesteringer i vannkraftproduksjon blir lavere enn hva som er samfunnsøkonomisk optimalt.²⁴ Den sentrale variabelen er da lengden på konsesjonsperioden. Endringer i den forventede verdien av investeringen som følge av hjemfall må imidlertid ses i forhold til usikkerheten knyttet til særlig de framtidige kraftprisene og investors valg av avkastningskrav.

Vi antar i det følgende at de potensielle investeringene vurderes ut fra nåverdikriteriet. Verdien av investeringen er da gitt ved nåverdien av alle

²⁴ Storstilte investeringer i vannkraft synes lite aktuelle i lys av den senere tidens politiske signaler, men vi er her opptatt av de prinsipielle egenskapene til hjemfallsinstituttet. Dagens politikk kan dessuten endres.

forventede framtidige kontantstrømmer fratrasket investeringskostnaden. Det er åpenbart at nåverdien av investeringen er mindre jo kortere konsesjonsperioden er. For å forenkle analysen antar vi at kraftprisen er konstant i reelle termer. I tråd med opplegget i ECON (2002) benytter vi nominelle diskonteringsrenter etter skatt på 7 og 8 prosent som anslag på et rimelig avkastningskrav for investeringer i norsk vannkraftproduksjon.

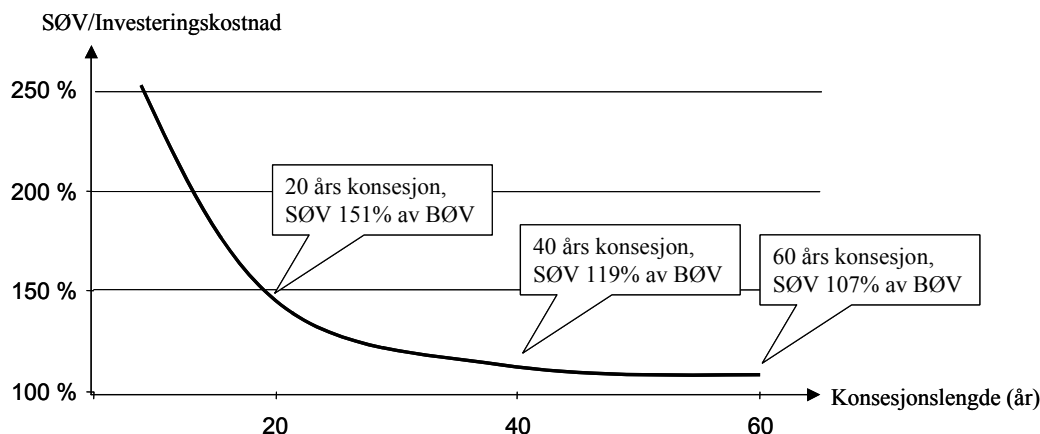
I figur 3.6 nedenfor viser vi hvordan de bedriftsøkonomiske investeringsincentivene påvirkes av ulike lengder på konsesjonsperioden med et avkastningskrav på 7 prosent nominelt etter skatt. Kraftprisen er antatt å være konstant, slik at den eneste forskjellen mellom prosjektene er utbyggingskostnaden. Langs andreaksen måler vi nåverdien av de samlede inntektene fra prosjektet over hele levetiden relativt til investeringskostnaden. Alle prosjektene antas med andre ord å være samfunnsøkonomisk lønnsomme siden skalaen går fra 100 prosent og oppover. Langs førsteaksen måles konsesjonsperioden. Prosjektets levetid er antatt å være uendelig (de prinsipielle konklusjonene blir de samme om vi benytter en begrenset levetid, for eksempel 60-70 år).

Kurven i figuren viser hvor lang konsesjonsperiode som er nødvendig for at en investering med en gitt *samfunnsøkonomisk* lønnsomhet i forhold til investeringskostnad (som altså måles langs andreaksen) skal være marginalt lønnsom *bedriftsøkonomisk* (netto nåverdi er null sett fra investors synspunkt). En utbygging som koster en milliard og gir en nåverdi av alle framtidige kontantstrømmer etter skatt på halvannen milliard (gitt 7 prosent diskonteringsrente) gir SØV/Investeringskostnad lik 150 prosent. Det vil trenge en konsesjonslengde på omtrent 20 år for at prosjektet skal bli lønnsomt bedriftsøkonomisk sett, som betyr at nåverdien av kontantstrømmene før hjemfall er lik investeringskostnaden. En annen måte å si dette på, er at kurven viser den minste nødvendige konsesjonsperioden for å utløse investeringene. Til venstre for kurven er konsesjonsperioden for kort, mens den til høyre for kurven gir investor en ekstraavkastning utover avkastningskravet.

Kurven viser altså forholdet mellom samfunnsøkonomisk verdi (SØV, nåverdi av alle framtidige kontantstrømmer) og bedriftsøkonomisk verdi (BØV, nåverdi av kontantstrømmer fram til hjemfall) for marginale utbyggingsprosjekter gitt forskjellige konsesjonslengder. For marginale prosjekter, altså de som er avmerket langs kurven, er BØV lik investeringskostnaden for ulike konsesjonstider.

Figuren illustrerer den intuitive sammenhengen mellom bedriftsøkonomisk lønnsomhet av en vannkraftinvestering og hjemfall, nemlig at lønnsomheten er lavere jo kortere konsesjonsperioden er. Figuren viser dessuten som ventet at lønnsomheten er mindre følsom for marginale endringer i konsesjonstiden jo lengre konsesjonstiden er.

Figur 3.6 *Krav til konsesjonsperiode for å oppnå bedriftsøkonomisk lønnsomhet av samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter*



Kilde: ECON. SØV = samfunnsøkonomisk verdi, BØV = bedriftsøkonomisk verdi (fram til hjemfall).

Dersom vi i stedet benytter et avkastningskrav på 8 prosent, skifter kurven innover i diagrammet. For en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 150 prosent av investeringskostnaden, må kontantstrømmene over prosjektets levetid være høyere enn med 7 prosent avkastningskrav, og en større del av nåverdien vil komme tidligere i levetiden. Da trengs det en kortere konsesjonsperiode for å fange opp nåverdi tilsvarende 100 prosent av investeringskostnadene, og derfor skifter kurven innover. Det er viktig å presisere at det er forskjellige prosjekter som gir SØV/Investeringskostnad på 150 prosent med avkastningskrav 7 prosent og 8 prosent. Kontantstrømmene må være høyere med 8 prosent.

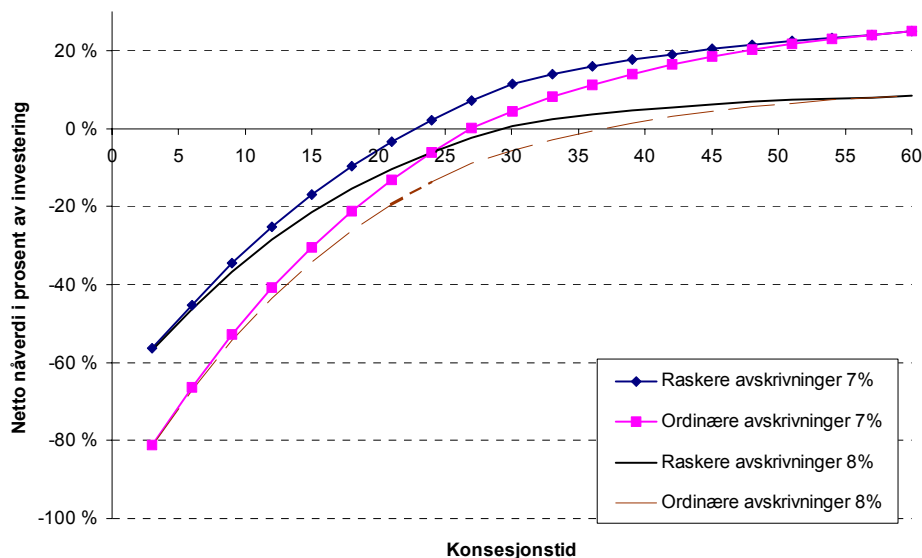
Resonnementet blir tilsvarende om vi betrakter et prosjekt med en gitt utbyggingskostnad under ulike kraftprisforutsetninger. Hvis den forventede kraftprisen gir en beregnet totallønnsomhet på 107 prosent av investeringskostnaden, er en konsesjonstid på 60 år tilstrekkelig for å sikre den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet.

Vi har så langt resonert som om de skattemessige avskrivningene følger de alminnelige reglene i skatteloven. Med dagens regler er det imidlertid mulig å avskrive anlegg som hjemfaller med en høyere sats slik at anleggene er fullstendig avskrevet ved hjemfallstidspunktet. Det har i så fall to virkninger:

- De årlige skattefradragene mot overskuddsskatten og grunnrenteskatten blir høyere. Det trekker i retning av økt lønnsomhet av en gitt investering dersom konsesjonstiden er kortere enn den skattemessige levetiden av anleggsmidlene.
- På den andre siden blir den årlige friinntekten lavere fordi de skattemessige verdiene faller raskere. Det medfører økt grunnrenteskatt og redusert verdi.

I figur 3.7 nedenfor viser vi hvordan lønnsomheten avhenger av adgangen til raskere skattemessige avskrivninger. Vi har da antatt en forventet reell kraftpris lik 20 øre/kWh, 1,75 kr/kWh i utbyggingskostnad og en årlig inflasjon på 2,5 prosent. Prosjektet har en antatt totallønnsomhet på ca. 125 prosent av investeringskostnaden. Langs andreaksen måler vi nåverdien av kontantstrømmene fra prosjektet relativt til investeringskostnaden som en funksjon av konsesjonstiden (som måles langs førsteaksen).

Figur 3.7 *Lønnsomhet av investeringsprosjekt gitt ulike skattemessige avskrivningstider*



Kilde: ECON

Raskere avskrivninger gjør med andre ord prosjektet lønnsomt etter ca. 23 år i stedet for ca. 27 med et avkastningskrav på 7 prosent nominelt etter skatt. Normalt vil imidlertid dette neppe være nok til å gjøre nyinvesteringer lønnsomme (resonnementet er tilsvarende for reinvesteringer). Faktisk er det bare med mellom 23 og 27 års konsesjonsperiode at hurtigere avskrivninger vil ha noen virkning. Med kortere periode enn 23 år vil ikke prosjektet bli gjennomført uansett, og med mer enn 27 år vil det bli gjennomført uansett.²⁵ Jo lengre konsesjonstiden er, desto mindre betydning får dessuten avskrivningsreglene. Med en diskonteringsrente på 8 prosent ser vi at prosjektet er lønnsomt etter ca. 30 og 36 år med de ulike avskrivningstidene.

På den andre siden må en også ta med i betraktningen usikkerheten i investeringskalkylen. For eksempel vil en økning i den forventede kraftprisen på 10 prosent gi en omtrent tilsvarende relativ verdiøkning (jf. også diskusjonen av ulike prisforutsetninger og verdien av dagens hjemfallsinstitutt i ECON, 2002). Redusert konsesjonstid medfører som vi har sett lavere forventet lønnsomhet av et gitt prosjekt. Utfallsrommet for lønnsomheten av prosjektet endres derfor også når konsesjonsperioden reduseres. Dersom risikoen er tatt hensyn til ved beregning av den forventede verdien, skal imidlertid dette ikke ha noen betydning for selve investeringsbeslutningen.²⁶

Som en oppsummering kan vi si at konsesjonsperioder på 50-60 år synes å være tilstrekkelig til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter vil bli gjennomført ut fra bedriftsøkonomiske investeringskriterier. Med kortere konsesjonstider er det en risiko for at mange samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter ikke vil bli gjennomført. Det er imidlertid mulig å tenke seg kortere konsesjonstider kombinert med kompensasjonsordninger basert på for eksempel skattemessig

²⁵ Vi ser bort fra mulige korreksjonsmekanismer for reinvesteringer.

²⁶ Det gjelder i hvert fall dersom investorene forholder seg strengt til nåverdikriteriet.

verdi av anleggene eller markedsverdi ved hjemfall. Logikken blir da helt parallell til diskusjonen om reinvesteringer og utvidelser i forrige avsnitt.

Dersom den systematiske risikoen ikke er eksponensielt økende over tid, kan den nødvendige konsesjonstiden bli lenger enn regneeksemplene ovenfor viste. For eksempel kan det være at risikoen slutter å vokse etter et visst antall år (se også ECON, 2002, for en nærmere diskusjon av risikoutviklingen over tid). Virkningen er i prinsippet som ved en reduksjon i avkastningskravet, jf. diskusjonen ovenfor.

På den andre siden har vi heller ikke tatt med i betraktningen mulige opsjonsverdier (utover det som allerede eventuelt er reflektert i konsesjonsavgifter, eiendomsskatt og naturressursskatt) knyttet til vannfallene og realkapitalen. En beslutning om utbygging medfører tapt fleksibilitet med hensyn til utnyttelsen av vannfallene og kapitalen som nedlegges i kraftverket. Det vil si at man ved utbygging taper en opsjon som har en verdi som er større jo lenger konsesjonsperioden er – man frasier seg utnyttelse av andre muligheter for lengre tid. Dersom denne opsjonsverdien ble tatt med i beregning av samfunnsøkonomisk verdi ville nødvendige konsesjonsperioder bli kortere enn i regneeksemplene overfor. Det skyldes at de bedriftsøkonomiske verdiene er uendret mens de samfunnsøkonomiske verdiene er redusert. Reduksjonen er størst ved lange levetider.

3.3 Beslutningen om salg vs. fortsatt drift

En tredje langsiktig effektivitetsvirkning av hjemfall er knyttet til de eksisterende eiernes incentiver til å selge. En effektiv utnyttelse av ressursene i vannkraftproduksjonen krever både at produksjonsenhetene har en optimal størrelse og organisering og at de drives mest mulig effektivt gitt størrelsen. En fastlåst eierstruktur som følge av manglende incentiver til å selge kan dermed redusere kostnadseffektiviteten i kraftsektoren. Det kan også ha negative konsekvenser for selskapenes tilgang på kapital og kompetanse og strategiske muligheter dersom eierne låses inne.

Drøftingen i dette avsnittet tar utgangspunkt i en modell der hjemfall for offentlige konsesjoner (som i dag er tidsbegrensede) innføres når det skjer transaksjoner. Drøftingen er ikke relevant for en modell der hjemfall for alle innføres uavhengig av om det skjer transaksjoner, jf. opplegget som er foreslått av Olje- og energidepartementet i pressemelding datert 19.4.2002.

Kjøper og selgers prisforventninger avhenger av en rekke forhold. Selgers motiver kan blant annet være følgende:

- Forventet verdi av selskapet gitt risikoen i virksomheten
- Diversifisering av risiko (relevant dersom eier(ne) har en uforholdsmessig stor andel av formuen plassert i kraftsektoren)
- Omdefinering av egen eierrolle (fra industriell til finansiell eier, eventuelt at virksomheten anses å falle utenfor eierens kjernevirksomhet/-kjernekompetanse slik at helsalg er ønskelig)
- En offentlig eier kan dessuten verdsette eierskapet som styringsverktøy for å nå samfunnsmessige mål (for eksempel knyttet til miljøhensyn eller kontroll med grunnrenten).

Kjøpers motiver for å delta i transaksjonen er blant annet betinget av følgende forhold:

- Forventet verdi av selskapet gitt risikoen i virksomheten
- Muligheten for å utnytte kostnadssynergier og egen kompetanse
- Finansielle motiver - diversifisering av risiko på selskapsnivå og utnyttelse av muligheter for ekstraordinær avkastning²⁷
- Strategiske motiver - etablering av posisjon i nye markeder, markedsmakt gjennom horisontal og/eller vertikal integrasjon

Hjemfall og transaksjoner: Et enkelt eksempel

Ser vi på de samfunnsøkonomiske kravene til bransjestrukturen alene, bør kraftverkene i praksis være fritt omsettelige. Det gjelder selv om hjemfall gjøres gjeldende for alle kjøpere. Utformingen av hjemfallsinstituttet bør derfor ikke hindre at salg finner sted. Som vi har sett ovenfor reduserer imidlertid hjemfall verdien av kraftverkene på eiers hånd. Jo lengre konsesjonstiden er i forhold til transaksjonstidspunktet, desto større andel av verdien av de forventede framtidige kontantstrømmene tilfaller selger. Hjemfallsinstituttet påvirker i så måte de finansielle sidene ved en potensiell transaksjon, primært gjennom konsesjonstiden.

Erfaringene fra norske salgsprosesser der kraftproduksjon er involvert er at relativt detaljerte simuleringer av framtidige kontantstrømmer ligger til grunn for så vel kjøper som selgers verdsetting. Det er også vanlig å legge til grunn en lang analyseperiode, ofte uendelig (typisk gjennom beregning av en terminalverdi for kontantstrømmen som legges til grunn for beregning av en uendelig annuitet). Hjemfallstidspunktet er derfor høyst relevant for omstruktureringen av den norske kraftsektoren. Spørsmålet er hva konsesjonstiden betyr relativt til andre faktorer som avgjør om et salg finner sted eller ikke. Vi ser i første omgang bare på den rent finansielle siden av transaksjonene, det vil si nåverdien av de forventede framtidige kontantstrømmene i virksomheten. Vi legger videre til grunn at både kjøper og selger benytter et konstant avkastningskrav ved vurderingen av de framtidige kontantstrømmene, slik at den systematiske risikoen er eksponensielt økende over tid (jf. diskusjonen i ECON, 2002).

En offentlig eier med evigvarende konsesjon kan alltid velge å drive anleggene videre i egen regi. Verdien av å drive videre selv utgjør derfor *alternativverdien* av salg for offentlige eiere av vannkraftverk. De vil bare ønske å selge dersom gevinsten av å selge overstiger den forventede verdien av å drive anleggene selv. Kjøper vil på sin side bare ønske å betale for de forventede kontantstrømmene fram til hjemfallstidspunktet, og det reduserer isolert sett prisen selgeren kan oppnå. På den andre siden kan kjøper være villig til å betale for strategiske verdier som overstiger selgers tap ved at hjemfall innføres. Kjøper og selger kan dessuten

²⁷ Realøkonomisk er dette argumentet bare relevant i den grad kapitalmarkedene er imperfekte i en eller annen forstand, slik at selskapene kan gjøre mer fornuftige investeringer enn hva eierne kan gjøre direkte. Et stort energiselskap som tyske RWE bruker finansielle forhold og risikohåndtering og diversifisering som argumenter for sine oppkjøp innen vann og gass internasjonalt.

legge til grunn forskjellige avkastningskrav.²⁸ Et annet relevant forhold er usikkerheten knyttet til de framtidige kraftprisene (jf. diskusjonen i ECON, 2002, og avsnitt 3.1 ovenfor). Endelig kan det være at kjøper regner med synergieffekter, selv om de rene kostnadssynergiene innen vannkraftproduksjon ikke nødvendigvis er store.²⁹ Derimot kan det være synergier på kompetansesiden. Alle disse momentene innebærer at det i praksis vil være et nokså vidt prisintervall hvor kjøper og selger kan tenkes å bli enige.

Med en konsesjonsperiode på 50-60 år relativt til *transaksjonstidspunktet* vil en vente at de finansielle incentivene til å selge er sterke nok til at hjemfall ikke hindrer omstrukturering, jf. diskusjonen ovenfor om lønnsomheten av nyinvesteringer. Med Olje- og energidepartementets foreslåtte modell, der hjemfall introduseres helt uavhengig av transaksjoner, hindrer heller ikke hjemfall omstrukturering. Kjøper og selger står overfor samme konsesjonsperiode uansett.

Med en konsesjonsperiode på 60 år fra opprinnelig konsesjon ble gitt, vil derimot en stor andel av norske vannkraftverk i praksis bli innelåst når innføringen av hjemfall knyttes til transaksjonen. I figuren nedenfor illustrerer vi denne innelåsningseffekten under tre ulike forutsetninger om laveste akseptable pris for selger: 10, 20 og 30 prosent under nåverdien av de forventede framtidige kontantstrømmene til evig tid.³⁰ Høyden på stolpene angir den totale verdien av norsk vannkraftproduksjon etter skatt (gitt en diskonteringsrente på 7 prosent og en langsiktig realpris lik 20 øre/kWh) – ca. 190 milliarder. Det fargede feltet på stolpene viser verdien av anleggsmidlene som blir innelåst gitt de ulike akseptgrensene.

Med 10 prosent prisavslag som akseptgrense ser vi at det meste av verdiene i den norske vannkraftproduksjonen reelt sett er innelåst. Bare de nyeste kraftverkene vil i realiteten være omsettelige.³¹ Med en akseptgrense på 30 prosent faller den innelåste andelen til under 40 prosent. Dersom konsesjonsperioden er 60 år fra transaksjonstidspunkt, er innelåsningen null ved en akseptgrense på 10 prosent (og naturligvis også null ved lavere akseptgrenser).

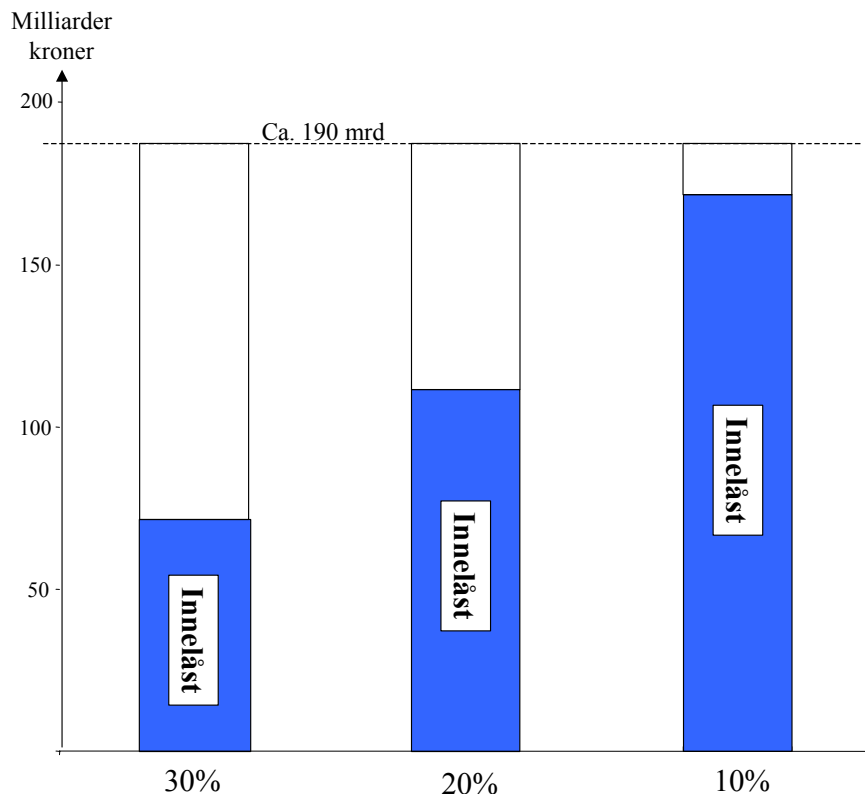
²⁸ Ulike avkastningskrav kan for eksempel skyldes at kjøper og selger har forskjellig oppfatning av de ulike elementene i avkastningskravet (for eksempel den systematiske risikoen i kraftproduksjonen), eller det kan skyldes at kjøper og selger er underlagt forskjellige skatteregimer.

²⁹ Følgende eksempel kan illustrere det: Anta at de påvirkbare driftskostnadene er 2 øre/kWh og at det er mulig å spare inn 0,5 øre/kWh gjennom utnyttelse av stordriftsfordeler. Det gir omtrent samme verdiøkning som en tilsvarende økning i den forventede langsiktige kraftprisen. Det kan være ytterligere besparelser på sikt gjennom mer kostnadseffektiv gjennomføring av investeringer, men heller ikke dette gir noen vesentlig verdiøkning.

³⁰ Alternativt kunne vi illustrert dette ved å se på hvor mye kjøper må være villig til å betale over sin reservasjonspris (nåverdien av de forventede kontantstrømmene fram til hjemfall) for at den nåværende eieren skal velge å selge til tross for hjemfallsbetingelsene som innføres. De kvalitative resultatene med hensyn til innelåsning blir de samme: Innelåsningseffekten er mindre jo mer kjøper er villig til å betale over den forventede verdien. Kvantitativt er det imidlertid en viss forskjell mellom 10 prosent relativt til nåverdien av kontantstrømmene til evig tid og 10 prosent relativt til nåverdien av kontantstrømmene fram til hjemfall). Bildet i figuren ville derfor sett noe annerledes ut.

³¹ Tallgrunnlaget for figuren er hentet fra ECON (2002). Vi har sett bort fra private konsederte verk med hjemfall. Innelåsningseffekten i disse verkene er i teorien lik null, ettersom verkene allerede er belagt med hjemfall. Alternativverdien av salg er derfor den samme som den antatte salgsverdien.

Figur 3.8 *Innelåsning av eierandeler i vannkraftverk ved 60 års konsesjonstid fra opprinnelig konsesjonstidspunkt*



Kilde: ECON

Innelåsningseffekten kan i prinsippet kompenseres ved at staten betaler den opprinnelige konsesjonæren en sum som tilsvarer verditapet som følge av hjemfallet. Som figuren over viser kan det imidlertid medføre svært store utlegg for staten. Alternativet er å benytte en forholdsvis lang konsesjonsperiode relativt til transaksjonstidspunktet slik at innelåsningseffekten blir langt mindre.

Samfunnsøkonomisk verdi av hjemfall vs. reduksjon i salgspris som følge av hjemfall

Vi har så langt diskutert innelåsningseffekten av hjemfall som om den samfunnsøkonomiske verdien av hjemfallet er identisk med reduksjonen i salgspris som hjemfall gir opphav til (som kan tolkes som den bedriftsøkonomiske verdien av hjemfall). Det er imidlertid ikke sikkert at det er tilfelle. Vi vil her diskutere to mulige forhold som kan skape avvik mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk verdi av hjemfall:

- Offentlige eieres preferanser for fortsatt offentlig eierskap
- Imperfeksjoner i markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper

Preferanser for offentlig eierskap

Offentlige eieres preferanser for offentlig eierskap kan være begrunnet samfunnsøkonomisk i at hjemfall har en styringsverdi, eller det kan være mer generelt (politisk) begrunnet. Vi diskuterer verdien av hjemfall som styringsverktøy nærmere i kapittel 4. Der argumenterer vi for at "Kontrollverdien"

av hjemfall primært avhenger av reguleringskostnadene ved å styre utnyttelsen av vannkraftressursene på andre måter, inklusive gjennom tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall. Poenget her er å diskutere hvordan offentlige eieres preferanser kan påvirke diskusjonen om hjemfall og innelåsning:

- Anta at en offentlig eier av vannkraftverk har preferanser for offentlig eierskap til tross for at han selv ønsker å selge seg ut av kraftproduksjonen.³² Hjemfall antas videre å utgjøre et substitutt til den egne eiendomsretten på lang sikt. Uten hjemfall får selger 100 prosent av forventningsverdien. Med hjemfall får selger derimot bare 95 prosent, men samfunnet representert ved staten beholder eiendomsretten på lang sikt. Anta så at hjemfallsretten verdsettes til 10 prosent av forventningsverdien. Da vil selgeren foretrekke å selge verkene med hjemfall og få 95 prosent av forventningsverdien framfor 100 prosent. I dette eksemplet blir innelåsningseffekten av hjemfall i realiteten mindre enn den er uten hjemfall.
- For en offentlig eier som ikke bryr seg om hvem som kjøper, forholder det seg annerledes. Han vil i utgangspunktet foretrekke å få 100 prosent i stedet for 95. Samtidig kan det være at han likevel vil ønske å selge dersom han får 95 prosent, jf. diskusjonen om innelåsning og lengden av konsesjonsperioden ovenfor.

Det kreves imidlertid en relativt lang konsesjonsperiode etter transaksjonstidspunktet for å unngå innelåsning.

Imperfeksjoner i markedet for kjøp og salg av norske kraftselskaper

Imperfeksjoner i markedet for norske kraftselskaper kan skyldes flere forhold:

- Anta at den systematiske risikoen slutter å øke etter en viss tid, det vil si at kraftprisen er gjenstand for "mean reversion" (jf. igjen ECON, 2002). Det betyr i sin tur at verdien av anleggene etter hjemfall (sett fra i dag) er vesentlig større enn i tilfellet med eksponensielt økende risiko. Anta videre at kjøper - av en eller annen grunn - vurderer at den systematiske risikoen vokser eksponensielt til evig tid, slik at den samfunnøkonomiske verdien for eksempel er 150 og kjøpers betalingsvilje er 100 gitt tidsubegrenset konsesjon. Da vil salg til 100 eller mindre medføre en betydelig verdi-overføring til kjøperen. For lav salgspris kan også skyldes at partene har feil oppfatning av framtidige kraftpriser eller at både kjøper og selger overvurderer risikoen og benytter et for høyt avkastningskrav (uavhengig av tidsprofilen til risikoen).
- Det kan være manglende konkurranse på kjøpersiden med lavere betalingsvilje og tilsvarende lavere transaksjonspriser som resultat.

³² Her vil det ventelig i praksis være forskjeller mellom ulike grupper av offentlige eiere. For staten som viktigste "hjemfallskreditor" og øverste myndighet for beskatning og miljøregulering er det åpenbart at dette resonnementet er relevant. For en kommune kan det stille seg annerledes. Den offentlige debatten omkring salg av norske kraftselskaper de siste årene tyder imidlertid på at en del kommuner har preferanser for offentlig eierskap. Det kan igjen tolkes som at betingelser om hjemfall vil ha en positiv verdi for kommunale selgere. På den andre siden finnes det også kommuner som åpenbart legger rent kommersielle vurderinger til grunn.

- Det er også mulig at kjøper og/eller selger gjør bruk av verdsettingsmodeller som gir en lavere verdi enn den samfunnsøkonomiske verdien.³³

Med imperfeksjoner av denne typen vil transaksjoner bli gjennomført, men det skjer en "verdioverføring" fra de i all hovedsak offentlige eierne til kjøperne. Det kan i sin tur bety at samfunnet får hånd om en mindre andel av meravkastningen i kraftproduksjonen enn det som er samfunnsøkonomisk ønskelig. Spørsmålet er om hjemfall kan tenkes å redusere betydningen av markedsimperfeksjoner og bidra til at en større andel av verdien av vannkraftverkene tilfaller samfunnet.

Anta som et eksempel at den systematiske risikoen vokser eksponensielt i 30 år og deretter slutter å vokse, men at kjøper ikke har denne oppfatningen. Da vil nåverdien av kontantstrømmene de første 30 årene både samfunnsøkonomisk og fra kjøpers synspunkt på visse betingelser være den samme (jf. diskusjonen i ECON, 2002). Ved å sette hjemfallstidspunktet til 30 år fra transaksjonstidspunktet oppnår en da at kjøpers betalingsvilje er akkurat lik selgers prisforventning (alt annet likt). På denne måten kan hjemfall bidra til å sikre at verdien av vannkraftanleggene tilfaller samfunnet (representert ved offentlig sektor) i større grad enn uten hjemfall. Forutsetningen er naturligvis at selger vektlegger verdien av hjemfallet for samfunnet sett under ett i sin salgsbeslutning, slik at innelåsning ikke inntreffer til tross for hjemfall. Her kan det være vesentlige forskjeller mellom staten og kommuner/fylkeskommuner. Det kan være nødvendig å sette konsesjonstiden vesentlig lenger enn 30 år for å unngå innelåsning. Hjemfall er i så måte et imperfekt virkemiddel. Et tilsvarende resonnement kan gjøres i forhold til andre imperfeksjoner som feil verdsettingsmodell eller kjøpermakt.

Det er uansett ikke opplagt at staten bør innta rollen som overdommer for markedsaktørenes beslutninger om kjøp og salg gjennom betingelser om hjemfall som er begrunnet med antatte markedsimperfeksjoner. Det er liten grunn til å tro at staten har bedre kunnskap enn private aktører om verdien av vannkraften. Når det gjelder spørsmålet om utviklingen av den systematiske risikoen knyttet til vannkraftproduksjon, finnes det få teoretiske eller empiriske holdepunkter for hva som er den riktige risikovurderingen. Intuitivt kan det være grunn til å tro at den systematiske risikoen slutter å vokse etter en viss tid. Erfaringer fra andre deler av energisektoren, blant annet oljemarkedet, tyder på at det kan være tilfelle (jf. Pindyck, 1999). For vannkraftens vedkommende må en også ta med i betraktningen de lange levetidene til anleggsmidlene og det faktum at naturressursene i praksis er evigvarende. På den andre siden tyder de observerte markedsprisene for kraftproduksjon på at både kjøpere og selgere legger til grunn økende systematisk risiko over tid.

Diskusjonen om utviklingen i den systematiske risikoen over tid er for øvrig relevant også når kjøpere og selgere har samme vurdering av risikoen. Jo lavere avkastningskravet er, desto større blir andelen av totalverdien som kommer etter hjemfall (for et gitt hjemfallstidspunkt). Dette blir spesielt tydelig dersom vi antar

³³ For eksempel kan det være at kjøper benytter en modell basert på multipler - pris/fortjeneste-rater eller lignende - som i og for seg er en tilnærming til en teoretisk korrekt kontantstrømsmodell, men som gir et for lavt verdianslag som følge av for lave historiske verdier for de aktuelle størrelsene i forhold til forventede framtidige verdier (jf. forskjellene i verdianslag på Statkraft i Dresdner Kleinwort Benson, 2000, og Ernst & Young, 2000). Det kan naturligvis også skje at kjøper overvurderer verdien.

at veksten i den systematiske risikoen avtar eller opphører helt etter en viss tid. Hjemfall vil derfor medføre et betydelig verditap for selger og en tilsvarende redusert betalingsvilje for kjøper. Innelåsningseffekten blir dermed også større. For å utligne denne effekten kreves en lengre konsesjonstid enn 60 år.

3.4 Oppsummering

Vi har i dette kapitlet analysert hvordan hjemfall påvirker den samfunnsøkonomiske effektiviteten i vannkraftproduksjonen på lang sikt. Den langsiktige effektiviteten er knyttet til vannkraftaktørenes beslutninger om reinvesteringer, kapasitetsutvidelser, nyinvesteringer og omstrukturering. En ordning med hjemfall har som vi har sett en rekke vesentlige samfunnsøkonomiske konsekvenser:

- Samfunnsøkonomisk lønnsomme reinvesteringer og kapasitetsutvidelser i eksisterende verk er normalt ikke bedriftsøkonomisk lønnsomme når det nærmer seg utløpet av konsesjonstiden. Det er derfor behov for en kompensasjonsordning og/eller en ordning med foregrepet hjemfall som sikrer at investeringer blir gjennomført til riktig tid. I den forbindelse er det nødvendig å verdsette anleggsmidlene i kraftverkene for å kunne anslå kompensasjonsbeløp og leie-/kjøpspriser. Både skattemessige verdier og beregnede markedsverdier (eventuelt løpende faktiske inntekter) kan brukes. Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på administrasjonskostnader og eventuelle incentivproblemer med ulike ordninger.
- De fleste samfunnsøkonomisk lønnsomme nyinvesteringer (investeringer som krever egen ervervskonsesjon etter industrikonsesjonsloven) vil ventelig bli gjennomført dersom konsesjonsperioden er minimum 50-60 år.
- Gitt at dagens eiere verdsetter vannkraftverkene noenlunde likt med kjøperne, vil en konsesjonsperiode på 50-60 år relativt til transaksjonstidspunktet gi minimal innelåsningseffekt. Den forventede verdien av anleggsmidlene vil da være stor i forhold til det som går tapt ved hjemfall. Med en kortere konsesjonsperiode er det derimot fare for at innelåsningseffekten blir svært stor. Det kan for eksempel skje dersom konsesjonsperioden fastsettes relativt til opprinnelig konsesjonstidspunkt. En kan imidlertid også oppleve at innelåsningseffekten er mindre med hjemfall enn uten. Det kan skje dersom hjemfallsinstituttets kontrollmuligheter verdsettes høyere av dagens offentlige eiere enn verditapet som hjemfall gir opphav til.
- Dersom hjemfall for alle innføres uavhengig av transaksjoner, slik det er skissert i Olje- og energidepartementets pressemelding av 19.4.2002, oppheves i praksis innelåsningseffekten av hjemfall.

4 Hjemfall og hensyn til ressursforvaltning og miljø

4.1 Innledning

Spørsmålet vi skal drøfte i dette kapitlet er om hjemfall har konsekvenser for det offentliges muligheter til å ivareta hensyn til miljø og ressursforvaltning gjennom ulike typer reguleringer. Dekker eksisterende lover for å regulere vannkraft disse hensynene så godt at hvorvidt anlegget er underlagt hjemfall, ikke har betydning for det offentliges muligheter for å regulere? Eller er det et ”restbehov” for regulering som ikke ivaretas av andre virkemidler, og som hjemfallsinstituttet ivaretar? Et annet spørsmål er om hjemfallsinstituttet kan være et mer kostnads-effektivt virkemiddel enn andre virkemidler som ivaretar de samme hensynene som hjemfall.

I dette kapitlet vil vi først redegjøre kort for hvilke ressurs hensyn som offentlige virkemidler skal ivareta. Deretter gir vi en kortfattet oversikt over eksisterende lovgivning og reguleringer av miljøhensyn og ressursutnyttelse ved vannkraftprosjekter. Etter dette drøfter vi på generelt grunnlag hvilken betydning eksistensen av hjemfall har for det offentliges muligheter til å regulere disse forholdene, inklusive de samfunnsøkonomiske kostnadene ved ulike styringsverktøy.

4.2 Reguleringsprinsipper

Myndighetenes oppgave er på et overordnet plan å sørge for at vannkraften benyttes til samfunnets beste, selv om bedriftsøkonomiske vurderinger kan tilsi en annen bruk av vannfallet. Det er svært viktig at vannkraftressursene utnyttes på en samfunnsmessig best mulig måte. Miljøkostnadene ved vannkraftproduksjonen er en viktig faktor, men også utformingen av prosjektene med sikte på optimal utnyttelse av vassdragene er sentral (det vil si sikre at det produseres mest mulig kraft til en lavest mulig kostnad gitt miljøulempene).

Vannkraftprosjekter innebærer velkjente miljøulempene, blant annet som følge av redusert og varierende vannføring, tørrlegging og oppdemming. Det økonomiske motivet for utbyggeren, enten det er et offentlig eller privat kraftselskap, er å framskaffe mest mulig kraft til lavest mulig kostnad. Det offentlige trenger å regulere hvordan prosjektet utformes for å sikre at utbyggeren tar hensyn til miljøet og andre virkninger på allmennhetens nytte av vassdraget. En fornuftig

forvaltning av landets vassdragsressurser tilsier at nytten av den vannkraften som frambringes ved et prosjekt, må avveies mot ulempene for miljøet. En viktig reguleringsoppgave blir derfor å vurdere om miljøinngrepene ved prosjektet er så store at prosjektet ikke bør gjennomføres selv om det er bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Miljøreguleringen vil dels bestå i å verne større områder eller hele vassdrag fra utbygging, og dels i å sikre at utformingen av hvert prosjekt skjer på en måte som innebærer en god avveining mellom miljø og økonomi. Det norske regulerings-systemet ivaretar det første hensynet ved verneplaner og Samlet plan for vassdrag. Det andre hensynet ivaretas ved bestemmelser knyttet til konsekvensutredninger og annen saksbehandling som leder fram til vilkår i konsesjoner for å bygge ut vannkraftprosjekter. Vilkår i konsesjoner som konsesjonsavgifter, avståelse av konsesjonskraft med videre kan ses som spesifikke økonomiske incentiver i reguleringsystemet som delvis er ment å kompensere for negative virkninger på miljøet og lokale interesser i vassdrag som bygges ut.

Sentralt i konsesjonsbehandlingen er å fastsette begrensninger i utformingen av prosjektet for å redusere miljøulempene. Slike begrensninger kan være begrensninger i hvilke elementer det konkrete prosjektet skal omfatte, for eksempel at et vannfall i et prosjekt som omfatter regulering av flere vannfall, skal vernes. Krav til minstevannføring, manøvreringsreglement, anleggelse av terskler og laksetrapper kan være andre avbøtende tiltak som vil dempe negative miljøvirkninger ved prosjektet. Disse kravene innebærer oftest redusert kraftproduksjon og økonomiske utlegg for utbygger.

I forvaltningen av vannkraftressursene er det i tillegg til vurderingen av miljøulempen viktig at prosjektene gis en optimal utforming og omfang, samt at utbyggingene skjer i riktig rekkefølge. Blant annet bør myndighetene ta hensyn til den samlede disponeringen av forskjellige vassdrag (eller ulike deler av samme vassdrag) i vurderingen av enkeltprosjekter. Bedriftsøkonomiske vurderinger av enkeltprosjekter kan tilsi en annen utforming og utbygging enn hva en samlet samfunnsøkonomisk vurdering tilsier. Ikke minst er tidsaspektet viktig i denne sammenhengen. Uheldige valg nå kan stenge for gode løsninger på senere tidspunkter.

4.3 Hvordan reguleres det?

Vi gir i dette avsnittet en kortfattet oversikt over de viktigste instrumentene for ressursforvaltning og regulering av miljøinngrep i forbindelse med vannkraftprosjekter. De viktigste rammene for vannkraftutbygging er gitt gjennom verneplanene, samlet plan, industrikonsesjonsloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven. Plan- og bygningsloven gir også retningslinjer knyttet til meldinger, fastsettelse av program for konsekvensutredninger med videre. Energiloven ivaretar miljøhensyn ved vannkraftutbygginger først og fremst gjennom konsesjonsbehandlingen av eventuelle nettførsterkninger i forbindelse med kraftutbyggingen, men har en underordnet betydning i ressursforvaltningen og miljøreguleringen.

4.3.1 Planer

Verneplaner

Stortinget har vedtatt 4 verneplaner, som formelt sett er en bindende instruks til forvaltningen om ikke å gi konsesjon for regulering eller utbygging av bestemte vassdrag til vannkraftformål. Vassdragsvernet i verneplanene er lovfestet i Vannressursloven fra 2001.

Samlet plan for vassdrag

Samlet plan for vassdrag er en prioriteringsrekkefølge for kraftprosjekter i ikke vernede vassdrag. Planen klassifiserer prosjektene i to kategorier - I og II. Inndelingen er basert på en samlet vurdering av prosjektøkonomi og miljøulempene ved hvert prosjekt. Prosjektene i kategori I anses i utgangspunktet å være mest fordelaktige å bygge ut med basis i en relativt grovmasket vurdering av kostnader og miljøulemper. Disse kan det søkes om konsesjon for å bygge ut nå. Prosjektene i kategori II kan det ikke søkes konsesjon om inntil videre.

Hensikten med Samlet plan er å bidra til en fornuftig rekkefølge i kraftutbyggingen. En måte å si det på er at planen skal bidra til at prosjekter med lave samfunnsøkonomiske kostnader (miljøkostnader og økonomiske kostnader) blir konsesjonsbehandlet og bygd ut før prosjekter med høye samfunnsøkonomiske kostnader.

4.3.2 Lover

Industrikonsesjonsloven

For å kunne bygge ut vannkraft av en viss størrelse, kreves ervervskonsesjon etter industrikonsesjonsloven (unntatt for staten). Dette gjelder imidlertid bare dersom erverv av eiendomsrett, bruksrett eller langsiktig disposisjonsrett til konsesjonspliktig vannfall er nødvendig. Eier utbygger allerede fallene, kreves ikke ervervskonsesjon (konsesjonsbehandling etter andre lover er derimot nødvendig, jf. diskusjonen nedenfor). Erverv av eiendomsrett til et vannfall krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven dersom vannfallet antas å kunne frambringe mer enn 1000 naturhestekrefter (736 kW). Konsesjoner med hjemfall etter industrikonsesjonsloven (private eiere etter nærmere definisjoner) innebærer at staten vederlagsfritt overtar vannfallet og produksjonsutstyr ved konsesjonsperiodens slutt.

I Industrikonsesjonsloven er det obligatoriske grunnvilkår om konsesjonsavgifter og avståelse av konsesjonskraft til kommunene der anlegget ligger. Loven gir også adgang til å pålegge vilkår av hensyn til blant annet miljøet.

Vilkårene kan revideres etter 30 år.

Vassdragsreguleringsloven

Det kreves egen tillatelse etter vassdragsreguleringsloven dersom prosjektet innebærer regulering av vannstanden over året (i form av et magasin), eller produksjonen overstiger 40 GWh pr. år.

Vassdragsreguleringsloven skiller på samme måte som industrikonsesjonsloven mellom tidsbegrensede og tidsubegrensede konsesjoner for ulike typer aktører. Konsesjon etter vassdragsreguleringsloven varer i 60 år for private aktører fra konsesjonens meddelelse. Kortere konsesjonsperioder kan vedtas. Loven sier at konsesjon kan gis dersom nyttevirkningene er større enn ulempene. Ved utløpet av konsesjonstiden kan staten kreve avstått reguleringsanlegget uten godtgjørelse hvis privates eierandel overstiger et bestemt nivå (det vil si hjemfall). Hjemfallsregimet er i overensstemmelse med prinsippene i industrikonsesjonsloven, bortsett fra at det er overlatt til myndighetenes skjønn å avgjøre om hjemfall skal benyttes.³⁴

Vilkårene kan revideres etter 30 år, avhengig av når de ble gitt. Avbøtende tiltak kan være del av vilkårene. Om det skal være revisjon avgjøres av NVE. Revisjonsadgang gir primært mulighet for å sette nye vilkår og å rette opp miljøskader som er oppstått. Ved revisjon av vilkår kan en ta opp endrede vilkår (for eksempel fiskeutsetting), nye vilkår (terskelvilkår, etterundersøkelser), minstevannføring, fyllingsrestriksjoner. En kan ikke ved revisjon endre HRV og LRV (høyeste og laveste regulerte vannstand - disse er deler av konsesjonen, ikke vilkårene), forhold knyttet til næringsinteresser, lovpålagte vilkår eller justering av avgiftssatser/næringsfond.

Vannressursloven

Vannressursloven er den generelle loven for forvaltning av vassdrag. Vannressursloven gjelder alene dersom inngrepet er under 40 GWh. Det kan ilegges vilkår med hjemmel i vannressursloven også med hensyn til miljøtiltak.

Plan- og bygningsloven

Plan- og bygningsloven regulerer saksbehandlingen, meldinger, regler for konsekvensutredninger med mer.

Energiloven

Energiloven er først og fremst viktig for den tekniske utformingen av produksjonsanleggene, det vil si innmaten i kraftstasjonene, samt overføringslinjer i forbindelse med produksjonsinvesteringer. Loven omfatter ikke selve reguleringen av vannet eller dammer og tunneler.

Miljøregulering, ressursforvaltning og hjemfall

Miljøvirkningene ved kraftanlegget reguleres i konsesjonen og vilkårene. Over tid kan samfunnets verdsetting av miljøet endres, og en kan godt tenke seg at verdien av uberørt natur vil stige ytterligere i framtiden. En større vektlegging av hensynet til miljøet kan ivaretas i dagens reguleringsregime ved at det gis adgang til revisjon av vilkårene i konsesjonen 30 år etter at konsesjonen er gitt. Da kan myndighetene for eksempel skjerpe krav om minstevannføring og tidspunkter for slipp av vann. Ved utløpet av konsesjonen etter for eksempel 60 år må eier i prinsippet søke om ny konsesjon for å drive anlegget videre. Da har myndighetene mulighet for å endre vilkårene og også elementer i selve konsesjonen (LRV og

³⁴ Det er også en egen bestemmelse som samordner eventuell overskytende konsesjonstid etter vassdragsreguleringsloven med tidsbegrenset konsesjon etter industrikonsesjonsloven.

HRV) som har betydning for miljøet. Disse reguleringsmulighetene finnes uavhengig av eieform og er således også uavhengig av om verket er belagt med hjemfall eller ikke.

Merk også at det er mulig å endre konsesjonsvilkår gjennom forvaltningens ulovfestede omgjøringsadgang, som kan betraktes som en form for nødrett (se NVE, 1998). I henhold til denne omgjøringsadgangen kan forvaltningen endre vilkårene dersom det oppstår uforutsette situasjoner som åpenbart krever inngripen. Det kan skyldes alvorlige virkninger av vannkraftproduksjonen som ikke ble vurdert på konsesjonstidspunktet.

Det synes således å være meget gode muligheter innenfor dagens regelverk til å regulere miljøhensyn, sikkerhet og andre forhold uavhengig av om kraftanlegget hjemfaller til staten ved utløpet av konsesjonsperioden.

I forbindelse med ressursforvaltningen fattes mange av de viktige beslutningene i den opprinnelige konsesjonsbehandlingen. I en viss grad er beslutningene som fattes i den opprinnelige behandlingen irreversible ettersom disse beslutningene legger mange av premissene for den senere utnyttelsen av vassdragene. Kapasitetsutvidelser må dessuten uansett konsesjonsbehandles etter andre lover. Hjemfall spiller dermed en mindre viktig rolle i ressursforvaltningen.

4.4 Hjemfall som styringsverktøy

Hjemfall innebærer at eiendomsretten til vannfallet og produksjonsanleggene tilfaller staten etter et bestemt antall år. Har dette noen betydning for det offentliges muligheter til å ivareta hensyn til miljø og ressursforvaltning? Hjemfall har to hovedfunksjoner i denne sammenhengen:

- Hjemfall gjør det mulig å fatte en beslutning om nedleggelse eller videre drift ved hjemfallstidspunktet.
- Hjemfall gir residual styringsrett dersom staten beholder eiendomsretten til anleggene etter hjemfall. Det gjør det i sin tur mulig å fatte beslutning om nedleggelse eller endre utnyttelsen av vannkraftressursen i tråd med samfunnets preferanser på et hvilket som helst tidspunkt etter hjemfall.

Det er også relevant å vurdere de administrative og regulatoriske kostnadene ved å bruke hjemfall kontra andre virkemidler.

4.4.1 Beslutninger ved hjemfallstidspunktet

Hjemfall og nedleggelse

I framtiden kan det tenkes at samfunnets verdsetting av miljøet er blitt så høy at man for enkelte kraftverk vil ønske å nedlegge driften, demontere installasjonene og søke å tilbakeføre vassdraget til sin naturlige tilstand. Ett synspunkt er at en slik økt verdsetting av miljøet kan ivaretas ved å skjerpe konsesjonsvilkårene så mye at den private eieren ikke har noe annet valg enn å legge ned. Da spiller det ikke noen rolle for muligheten til å miljøregulere om anlegget er hjemfalt eller ikke.

Det kan imidlertid være argumenter som trekker i retning av at det vil være lettere å fatte en slik beslutning dersom anlegget er hjemfalt. Da har det offentlige eiendomsretten til anlegget og altså residual styringsrett. Man trenger ikke gjennomføre full saksbehandling for å utarbeide nye konsesjonsvilkår, og eventuelt involvere seg i juridiske tvister. Ved hjemfall kan staten også unngå å pådra seg erstatningskrav.

Inntektstapet for samfunnet, i form av tapt kraftproduksjon, blir det samme enten anlegget er offentlig eller privat. Staten taper inntektene ved nedleggelse dersom anlegget er hjemfalt, og den private eieren taper inntektene ved nedleggelse dersom det ikke hadde vært hjemfall. Det er altså realøkonomisk sett ikke ”billigere” å legge ned med offentlig eie enn med privat eie. Realøkonomisk er det også grunn til å tro at en beslutning om nedleggelse kan fattes uavhengig av hjemfall. Anta at samfunnets preferanser for miljøet øker og at den samlede betalingsviljen for nedleggelse av et gitt vannkraftverk er større enn verdien av kraftproduksjonen. Da har staten - som representant for samfunnets miljøpreferanser - incentiver til å betale konsesjonæren for å nedlegge. Konsesjonæren vil på sin side velge å nedlegge dersom betalingen fra staten overstiger den bedriftsøkonomiske verdien av anleggene.

En forskjell i mulighetene for å ta dette miljøhensynet (nedleggelse) kan eventuelt finnes i beslutningsmekanismene. Man sparer transaksjonskostnader i form av utredninger, saksbehandlingstid og politisk støy dersom en nedleggelsesbeslutning skjer i et kraftanlegg som er hjemfalt til staten. Det kan også oppstå strategiske spill mellom staten og konsesjonæren. Konsesjonæren kan for eksempel ønske å overdrive den bedriftsøkonomiske verdien av anleggene for å maksimere betalingen fra staten (dog ikke mer enn at staten fortsatt er villig til å betale for nedleggelse).

Hjemfall innebærer dessuten at staten har eiendomsretten til anleggene etter hjemfallstidspunktet. Uten hjemfall må staten kompensere eller kjøpe ut konsesjonæren.³⁵ Hjemfall påvirker med andre ord inntektsfordelingen mellom privat og offentlig sektor, og kan også som tidligere diskutert ses på som et (riktignok lite treffsikkert) skatteinstrument. Et siste moment er at ”frikjøp” av vannkraftverk kan måtte finansieres via det ordinære skattesystemet, noe som i så fall kan medføre samfunnsøkonomiske kostnader dersom skattene virker vridende på andre beslutninger i økonomien.

Et eksempel kan klargjøre egenskapene til hjemfall i forhold til frikjøp som virkemiddel for å nedlegge et vannkraftverk. Anta at det er optimalt å nedlegge et vannkraftverk på tidspunkt h . Uten hjemfall må staten betale konsesjonæren for å nedlegge kraftverket. Statens betalingsvilje er gitt ved

$$BV = NV(MILJØ) - NV(R_E) - ADM$$

der $NV(MILJØ)$ er den samfunnsøkonomiske verdien av miljøgodene fra vassdraget. $NV(R_E)$ er nåverdien av kontantstrømmene fra vannkraftproduksjonen

³⁵ Det er for så vidt også mulig å tenke seg at nedleggelse skjer ved at ingen aktører får ny bruksrett når den opprinnelige konsesjonærens bruksrett (men ikke eiendomsrett) utløper. Det er ikke gitt at konsesjonæren da kan kreve erstatning, jf. diskusjonen av alternative modeller i innledningskapitlet.

etter det optimale nedleggelsestidspunktet, mens ADM er de administrative kostnadene inklusive finansieringskostnaden (det vil si vridninger som følge av økte skatter). For konsesjonæren er verdien av å eie anleggene gitt ved $NV(R_E)$. Gitt at BV er positiv, har dermed partene incentiver til å inngå en avtale om nedleggelse. Spørsmålet er så hvordan avtalen vil se ut:

- Konsesjonæren befinner seg i realiteten i en monopolsituasjon dersom staten ønsker å nedlegge, ettersom nedleggingsønsket normalt vil være vassdragsspesifikt. Konsesjonæren kan da ha muligheter til å agere strategisk overfor staten og søke å tilegne seg en størst mulig andel av den samfunnsøkonomiske nettoverdien av anleggene, det vil si verdien av miljøgodene fratrasket verdien av kraftproduksjonen og de administrative kostnadene.
- På den andre siden kan strategisk atferd øke de administrative kostnadene gjennom økt tidsbruk og økt behov for skattefinansiering. Det er derfor en grense for hvor høyt konsesjonæren kan gå i prisforlangende for å nedlegge. Jo høyere staten vurderer de administrative kostnadene til å være, desto mindre er betalingsviljen og dermed statens incentiver til å inngå en avtale. I siste instans kan avtalen havarere dersom konsesjonæren krever for høy betaling. Dersom konsesjonæren ikke har god informasjon om statens betalingsvilje, kan incentivene til å agere strategisk være svake eller fraværende. Standardiserte regler for verdsetting ved frikjøp reduserer dessuten konsesjonærens muligheter til å agere strategisk overfor staten.

Et annet moment er at frikjøp i prinsippet kan gjennomføres når som helst, mens hjemfall er knyttet til et bestemt tidspunkt og eventuelt den etterfølgende perioden dersom staten beholder eiendomsretten til kraftverket. Hjemfall gjør det imidlertid i prinsippet mulig å gjennomføre nedleggelsen kostnadsfritt (bortsett fra de rent tekniske og fysiske kostnadene knyttet til nedleggelsen) og uten behov for å betale noe vederlag til konsesjonæren.

Frikjøp kan også benyttes i et hjemfallsregime dersom staten ønsker nedleggelse før hjemfall inntreffer. Avhengig av hvor lang tid det er til hjemfall, vil frikjøpsbeløpet være lavere enn i et regime uten hjemfallsvilkår.

Hjemfall og fortsatt drift

Det kan også tenkes at den bedriftsøkonomiske verdien av nedleggelse eller en annen bruksmåte kan overstige den samfunnsøkonomiske, slik at konsesjonæren velger å stanse driften av anleggene. Resultatet er i så fall et samfunnsøkonomisk tap ettersom den alternative anvendelsen av vassdraget har en lavere samfunnsøkonomisk verdi enn kraftproduksjonen. Dette kan kanskje synes å være en lite relevant problemstilling i dag. På lang sikt kan det imidlertid ikke utelukkes at det oppstår situasjoner der samfunnet ønsker videre drift i strid med konsesjonærens interesser. Siden vannkraften i praksis er en evigvarende ressurs, er spørsmålet derfor ikke uvesentlig.

Uten hjemfall har staten i utgangspunktet ingen virkemidler for å sikre videre drift, men må eventuelt kjøpe ut konsesjonæren. Med hjemfall har derimot staten et verktøy for å sikre at anleggene benyttes i sin samfunnsøkonomisk optimale anvendelse. Kravene i dagens hjemfallsinstitutt om at anleggene skal være i driftsklar stand ved hjemfall legger også restriksjoner på konsesjonærens

disposisjoner. En kan også tenke seg at alternativ anvendelse av vassdraget i seg selv krever en eller annen form for konsesjonsbehandling.

Resonnementene i forrige avsnitt om kostnader ved å nedlegge anleggene med og uten hjemfall er gyldige også i tilfellet der fortsatt drift er ønskelig.

4.4.2 Hjemfall gir residual styringsrett

Selv om dagens lovverk gir myndighetene svært gode reguleringsmuligheter uansett hvem som eier kraftanlegget, kan det tenkes at hjemfall til staten gir noen ytterligere muligheter til å regulere utnyttelsen av naturressursen.

Å eie anlegget gir prinsipielt sett staten større råderett over anlegget enn dersom staten skulle regulert en privat eier. Eierskap gir såkalt residual styringsrett: Eieren kan gjøre det han selv vil dersom handlingen ikke eksplisitt er regulert av lovverket eller konsesjonsvilkår (eventuelt kontrakter eller avtaler). Usikkerhet knyttet til lovhjemmel for regulering, usikkerhet om saksforhold og tidskostnader ved å regulere en privat aktør kan gjøre det lettere å gjennomføre visse endringer i reguleringen dersom det offentlige eier anlegget.

4.4.3 Fleksibilitet og treffsikkerhet

Hjemfall først om mange år

Hjemfallet inntreffer flere år inn i framtiden. En eventuell effekt av hjemfallet på muligheten til å forvalte vannkraftressursen ligger derfor mange år inn i framtiden. Hjemfall som overfører eiendomsretten til staten gir i tillegg en mulig økt beslutningsmulighet bare så lenge eiendomsretten forblir på statens hånd. Dersom staten etter hjemfall selger anlegget tilbake til en privat eier for å oppnå den finansielle gevinsten av hjemfallet, forsvinner også den residuale styringsretten for en periode. Disse faktorene tilsier at eventuelle fordeler ved hjemfall i ressursreguleringen er av begrenset betydning.

Andre forhold kan imidlertid trekke i motsatt retning. Hensynet til miljøregulering taler isolert sett for kontinuerlig revurdering av vilkår etter hvert som samfunnets preferanser endres. Dette må veies opp mot hensynet til forutsigbarhet for konsesjonæren. Usikkerhet om framtidige konsesjonsvilkår utgjør en form for reguleringsrisiko som reduserer incentivene til investeringer (både reinvesteringer og nyinvesteringer). Hvert 30. år er det adgang til mindre revisjoner av vilkår. Ved utløp av konsesjonen og hjemfall kan alle forhold vurderes på nytt. Hjemfall innebærer dessuten som tidligere nevnt at konsesjonæren ikke er berettiget til kompensasjon eller erstatning, i motsetning til hva som kan være tilfelle med tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall.

Hjemfall bare for private lite treffsikkert

En fornuftig miljøregulering av norske vannkraftressurser tilsier at en regulerer mest og hardest der hvor miljøulempene er størst, og at gevinsten ved reguleringen må ses i forhold til de økonomiske kostnadene i form av tapt kraftproduksjon. En eventuell nedlegging av verk er en mulig miljøregulering som kan være fornuftig. Det er imidlertid lite treffsikkert å vurdere for nedlegging bare verk som er belagt med hjemfall. Dersom hjemfall skulle vise seg å bety noe i

praksis for denne typen miljøreguleringer, burde i så fall alle kraftverk være underlagt hjemfall til staten (med mindre man antar at kommunale og fylkeskommunale eiere vil legge til grunn de samme samfunnsøkonomiske vurderingene som staten). Dette tilsier ideelt sett likebehandling mellom typer av verk. Tilsvarende resonnement om likebehandling gjelder med hensyn til ressursforvaltningen.

4.5 Samlet vurdering

Hensyn til miljø og ressursforvaltning er regulert i lovverket og planer. Hvorvidt staten, andre deler av offentlig sektor eller private/utlendinger eier anleggene, er uten betydning for hvor strengt miljøhensynet vil bli regulert i konsesjoner og vilkår. Spørsmålet er om hjemfall kan ivareta residuale styringsbehov ved at staten som eier kan fatte beslutninger om forhold som ikke er regulert i lovverket eller på andre måter. Andre virkemidler kan imidlertid også ivareta slike residuale behov, for eksempel gjennom revisjon av konsesjonsvilkår eller inndragning av tidsbegrensede bruksrettkonsesjoner eller ved at staten kjøper de aktuelle kraftverkene.

At staten står som eier kan imidlertid i visse situasjoner gjøre det noe enklere å endre disponeringen av vannkraftressursene fordi kostnadene kan bli mindre enn dersom disponeringen skjer gjennom andre lover og reguleringer. Overtakelse av verk kan for eksempel måtte finansieres med økt bruk av vridende skatter i tillegg til at det kreves forhandlinger om kjøpspris. Hyppige revideringer av vilkår og lovendringer (som et alternativ til hjemfall) kan dessuten medføre økt uforutsigbarhet for konsesjonærene og dermed for lave investeringer.

I siste instans avhenger derfor hjemfallsinstituttets verdi som styringsverktøy med hensyn til miljø og ressursforvaltning av kostnadene ved hjemfall relativt til alternative virkemidler. Det er vanskelig å anslå størrelsen på slike kostnader, men det kan ikke utelukkes at hjemfall i gitte situasjoner kan være det billigste alternativet. Det gjelder spesielt i et langsiktig perspektiv. Tidsbegrenset bruksrett uten hjemfall gir mange av de samme mulighetene til å gjennomføre slike endringer, men innebærer at konsesjonæren beholder eiendomsretten.

5 Hjemfallsinstituttet og næringspolitiske mål

5.1 Næringspolitiske mål for kraftsektoren

Kraftsektoren utgjør en meget sentral del av infrastrukturen i et moderne samfunn. Regularitet og kvalitet sammen med rimelige kraftpriser er en forutsetning for at både industrien, de tjenesteytende sektorene og husholdningenes hverdag skal fungere. Samtidig ligger det et betydelig verdiskapingspotensial knyttet til å utvikle kraftsektorens kompetanse og ressurser i et økonomiske samspill med relatert virksomhet innenfor leverandørindustrien, kraftkrevende industri, FoU-miljøer, petroleumssektoren, finansnæringen og konsulentvirksomhet.

Det er i dag om lag 200 energiselskaper i Norge innen produksjon, nett og kraftomsetning. Sammen med relaterte næringer innen teknologi, finans og konsulentvirksomhet, store kraftintensive industriforetak og forskningsmiljøer utgjør kraftsektoren en viktig næringsklynge i Norge.

Verdiskapingen i kraftsektoren, målt ved bruttonasjonalproduktet, utgjorde 24 milliarder kroner i år 2000. Det er på nivå med rederinæringen og utgjør nesten 20 prosent av verdiskapingen i den vareproduserende fastlandsindustrien. Norske kraftselskaper sysselsetter i dag ca. 17 000 mennesker. Det er like mange som innen fiskeri- og oppdrettsnæringen i Norge. Investeringsnivået har ligget på ca. 4 milliarder kroner de siste årene. Det er en halvering siden før markedsreformen i 1991, men utgjør likevel 1/3 av investeringer innen tradisjonell industri. Den seneste investeringsstatistikken fra Statistisk sentralbyrå tyder for øvrig på at investeringene er i ferd med å øke (se www.ssb.no).

I en næringspolitisk sammenheng er det viktig å legge til rette for at kraftsektoren sikrer en effektiv ressursutnyttelse på kort og lang sikt og at det industrielle miljøet i og rundt kraftsektoren videreutvikles.

Spørsmålet er hvordan endringer i hjemfallsinstituttet vil påvirke den næringsøkonomiske utviklingen av kraftsektoren i Norge. Vi ser i denne sammenhengen spesielt på følgende to forhold:

- Effektiviteten i ressursutnyttelsen på kort og lang sikt (inklusive den industrielle videreutviklingen)
- Lokaliseringen av hovedkontorfunksjoner og kompetansemiljøer

5.2 Dagens hjemfallsinstitutt

5.2.1 Konsekvenser for strukturutviklingen

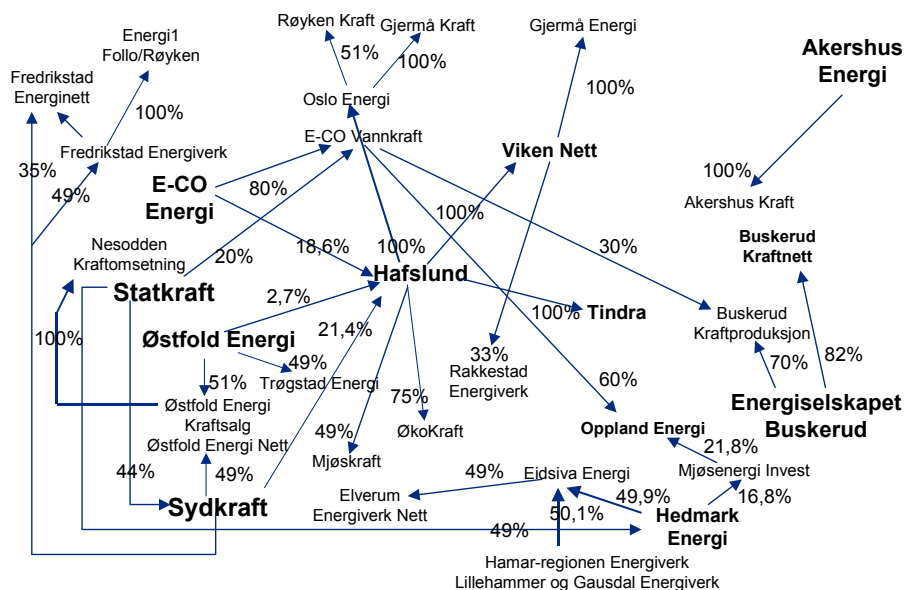
Hjemfallsinstituttet griper sterkt inn i markedet for kjøp og salg av kraftselskaper i Norge. Regelverket gjør det i praksis uaktuelt for private eller utenlandske aktører å kjøpe seg inn som majoritetseiere av norske kraftselskaper. Det legger også sterke begrensninger på norske kraftselskapers muligheter til å gjennomføre fusjoner eller kapitalutvidelser som fører til vesentlige endringer i det offentlige eierskapet. Regelverket påvirker kommuner, fylkeskommuner og statens muligheter for å selge seg ut av sine eierposisjoner.

Regelverket har bidratt til å utvikle et omfattende system med krysseierskap basert på minoritetsandeler som gjør det vanskelig å utvikle industrielle strukturer som legger til rette for å realisere potensielle synergier. Også innenfor virksomhetsområdene som ikke berøres direkte av konsesjonsreglene, blir muligheten til å realisere synergieffekter begrenset. Det skyldes at konsesjonsreglene legger hindringer i veien for organisasjonsmessige løsninger som optimaliserer utnyttelse av operasjonelle, strategiske og finansielle synergier mellom de ulike delene av verdikjeden og ikke bare horisontalt i hvert ledd.

Både salg av aksjer i produksjonsselskaper direkte og i morselskaper i konsern med underliggende produksjonsselskaper omfattes av konsesjonsreglene. Strukturutviklingen innen nett og omsetning kan derfor også påvirkes, særlig i tilfeller der kommuner ønsker å selge seg ut av all kraftvirksomhet slik at salg av datterselskaper er uaktuelt. Noen kommuner (blant annet Asker og Bærum) har imidlertid valgt å selge datterselskaper hver for seg for å unngå konsesjonsproblematikk og maksimere salgsverdien i hvert enkelt ledd. Denne ”stykkevis-og-delt”-strategien legger ikke nødvendigvis til rette for en hensiktsmessig bransjestruktur.

Konsesjonsreglene får stor betydning for strukturutviklingen i praksis. Figuren nedenfor viser status for strukturutviklingen i det sentrale Østlandsområdet ved inngangen til 2002. Bildet viser et komplisert nettverk av minoritetsandeler der antall operative enheter bare er redusert i beskjeden grad. Det gjenstår fortsatt et stort potensial for omstrukturering og en mer rasjonell regional bransjestruktur. Et lignende bilde gjør seg gjeldende blant annet på Vestlandet, om enn noe mindre komplekst enn Østlandseksemplet.

Figur 5.1 Bransjestruktur på Østlandet juni 2002



Kilde: ECON

Konsesjonslovgivningen er ikke den eneste forklaringen bak den observerte strukturutviklingen. Andre viktige faktorer er NVEs praksis overfor fusjoner og oppkjøp og egenskaper ved de norske offentlige eierne:

- NVEs krav til konsernorganisering ved fusjoner og oppkjøp har primært betydning ved at den definerer handlingsrommet for strukturendringene som skjer. I stedet for å slå sammen hele selskaper med både nettvirksomhet og konkurranseutsatt virksomhet direkte, må en gå veien om datterselskaper i konsern. NVEs praksis har ført til et økt antall selskapsenheter i kraftbransjen, men utelukker ikke konsernstrukturer bestående av rasjonelle enheter innen de forskjellige virksomhetsområdene. Selskapsutviklingen i andre land tyder dessuten på at konsernstrukturer uansett ville vokst fram uavhengig av NVE.
- Offentlige norske eiere av kraftselskaper har tradisjonelt vist betydelig motvilje mot å selge til private eller utenlandske aktører. De har også manglet kapital og hatt et overveiende lokalt fokus på omstruktureringen. Det har imidlertid skjedd en betydelig modning hos de offentlige norske eierne den siste tiden. I økende grad orienterer eierne seg mot utenlandske og private aktører i salgsprosesser med sikte på å få best mulig pris.

Det er imidlertid også en sammenheng mellom konsesjonsreglene og hvem de offentlige eierne er villige til å selge til. Det viste seg blant annet da Høyanger kommune i 1997 ønsket å selge sine aksjer i Sognekraft (9,5 prosent av selskapet) til svenske Graninge. Styret i Sognekraft nektet å godkjenne overdragelsen under henvisning til usikkerheten om konsekvensene av salget for Sognekrafts evigvarende konsesjoner. Vel så viktig var det antakelig at Høyangers salg reduserte den frie kvoten som de resterende eierkommunene kunne selge til private eller utenlandske selskaper uten at hjemfall ble pålagt. Norske myndigheter hadde nemlig bekreftet at den aktuelle transaksjonen ikke i seg selv ville føre til nye konsesjonsbetingelser (ifølge Graninges årsrapport for 1997).

I de fleste store transaksjonene som har omfattet kraftproduksjon med konsesjonsbelagte fallrettigheter har Statkraft vært på kjøpersiden. I mindre transaksjoner er gjerne andre offentlig eide selskaper av en viss størrelse dominerende, for eksempel BKK og E-CO Vannkraft. Den åpenbare årsaken er at salg til andre offentlige aktører ikke utløser endringer i hjemfallstidspunktet for selskapenes fallrettigheter. De fleste andre kommuner og fylkeskommuner med eierinteresser i kraftproduksjon er enten helt passive eller definerer seg som selgere i dette markedet. For øvrig har også de kommunale eierne til aktive selskaper som BKK og E-CO Vannkraft solgt betydelige eierandeler de siste årene (primært til Statkraft).

Konkurransetilsynet synes å være av den oppfatning at Statkraft ikke bør bli større i det norske markedet. Tilsynet har blant annet besluttet å gripe inn mot Statkrafts erverv av 45,5 prosent av aksjene i Agder Energi, og har varslet mulig inngrep mot ervervet av 100 prosent av Trondheim Energiverk. Agder-saken er anket til Arbeids- og administrasjonsdepartementet, men Konkurransetilsynets holdning kan bety at Statkrafts ekspansjon i det norske markedet begynner å nærme seg slutten. Statkraft vil i så fall ikke lenger vil være en kjøper i framtidige transaksjoner. Kjøpersiden i dette markedet blir dermed enda tynnere enn den har vært, og det er grunn til å tro at mange potensielle selgere vil sitte på gjerdet.

Det er grunn til å vente at kombinasjonen av at det nå settes grenser for Statkrafts videre ekspansjon og dagens hjemfallsregler vil føre til at antall transaksjoner går ned og at man får en konservering både i bransje- og eierstrukturen.

Et interessant tilfelle er for øvrig danske Energi E2, som våren 2002 har inngått avtale om å kjøpe 1/3 av aksjene i Narvik Energi, som kontrollerer ca. 700 GWh kraftproduksjon. Energi E2 har opsjon på å øke eierandelen til 49,9 prosent, men ikke før konsesjonsreglene legger til rette for at det kan skje uten økonomiske tap som følge av hjemfall.

Innen nett og kraftomsetning er det ingen særskilte restriksjoner på eierskapet. Vi har sett at kommunale eiere som ønsker å redusere sin eksponering skiller ut nett og omsetning i egne selskaper for så i neste omgang selge ut. I enkelte deler av landet har det kommet inn privat kapital. Et godt eksempel er Sydkraft, som har tatt betydelige posisjoner i Fredrikstad Energiverk og nett- og omsetningsvirksomheten i Østfold Energi. Sydkraft har i tillegg en betydelig eierposisjon i Hafslund med 21,4 prosent av den samlede aksjekapitalen. Hafslund eier ca. 3 TWh kraftproduksjon, alt sammen i ukonsederte verk, i tillegg til betydelig nett- og omsetningsvirksomhet (med henholdsvis 700 000 og 550 000 kunder).

5.2.2 Konsekvenser for måloppnåelse

For høye kostnader

Konservering av eierskapet, en fragmentert selskapsstruktur og manglende dynamikk vil påvirke verdiskapingen i kraftsektoren på ulike måter. Det er grunn til å tro at kraftproduksjonen fortsatt drives med for høye kostnader fordi det settes kunstige grenser for utviklingen av rasjonelle selskapsmessige enheter. De transaksjonene vi har sett har hovedsakelig vært flytting av eierposisjoner som i seg selv ikke fører til at industrielle synergier realiseres. Som vi har sett, påvirker konsesjonsreglene hele sektorens organisering på en kostnadsdrivende måte. Det

er kanskje den siste faktoren som er den viktigste siden de løpende driftskostnadene i kraftproduksjonen er relativt beskjedne.

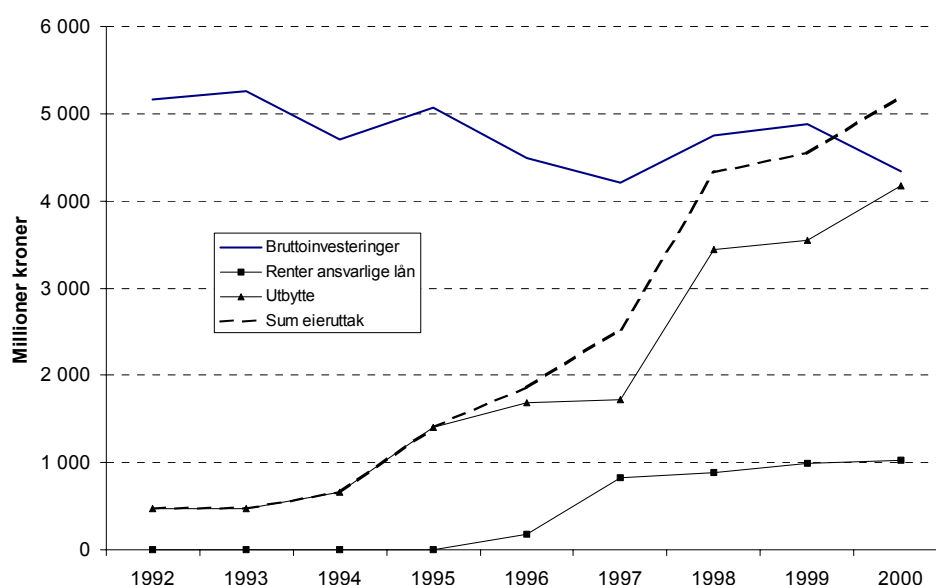
Svekket kapitaltilgang

Hjemfallsinstituttet har også en indirekte virkning på tilførselen av risikokapital til bransjen, noe som reduserer selskapenes muligheter til å utvikle nye forretningsmuligheter i og utenfor kraftbransjen.

Svak kommuneøkonomi og kommunenes ønske om å redusere sin eksponering mot kraftsektoren gjør det lite aktuelt med kapitalinnskudd fra de eksisterende kommunale og fylkeskommunale eierne. Kommunene har på 1990-tallet tatt ut mer enn 10 milliarder kroner fra kraftselskapene gjennom utbytte og renter på ansvarlige lån, inkludert ekstraordinære uttak ved fusjoner og oppkjøp. Dette kan tyde på at majoriteten av eierne av norske kraftselskaper har et finansielt perspektiv på sitt eierskap. Staten har tilført Statkraft betydelige mengder egenkapital de siste årene, men har også tatt store utbytter.

Figur 5.2 nedenfor viser hvordan investeringsnivået i kraftsektoren har falt over tid og hvordan eieruttakene er mangedoblet på få år. Tallene for bruttoinvesteringer omfatter både kraftproduksjon og nettvirksomhet. Merk at det meste av kapitalen til investeringer, særlig de siste årene, stammer fra låneopptak. Bruttoinvesteringene er med andre ord ikke lik *eiernes* kapitalinnsats. Tallene for utbytte og renter på ansvarlige lån er ikke fullstendige, men omfatter selskaper som står for 80-90 prosent av den årlige norske kraftproduksjonen fra og med 1992. Alle tall er i løpende kroner.³⁶

Figur 5.2 *Investeringer og eieruttak 1992-2000. Millioner kroner (løpende)*



Kilde: Statistisk sentralbyrå (nasjonalregnskapet), Energi, Europower, ECON

³⁶ Tallene for renter på ansvarlige lån er for årene 1997-2000 beregnet på grunnlag av størrelsen på de ansvarlige lånene og Finansdepartementets normrenter for beregning av fradragsberettigede finanskostnader for offentlig eide kraftselskaper.

Forankring hos eiere uten ambisjoner og ressurser

Hjemfallsinstituttet slik det i dag er utformet opprettholder eierskapet hos offentlige norske eiere. Det sikrer samtidig en nasjonal forankring av de norske kraftselskapene. Problemet i en næringsøkonomisk sammenheng er at den norske forankringen i stor grad knyttes til et eierskap som verken har ambisjoner eller ressurser til annet enn rene høstningsstrategier. Forretningsmulighetene og potensialet for økt verdiskaping som ligger i et innovativt næringsmiljø som får tilført ressurser av sine eiere, går den norske kraftsektoren dermed glipp av. Kostnadseffektiviteten blir også lavere.

5.3 Virkninger av endringsmodeller

De endringsmodellene som vi diskuterte innledningsvis har det til felles at markedet for kjøp og salg av kraftanlegg eller selskaper som eier kraftanlegg åpnes for private og utenlandske aktører. Det gjelder i hvert fall dersom innelåsningseffektene i dagens system fjernes, jf. diskusjonen i kapittel 3 om incentivene til salg kontra fortsatt drift for dagens eiere. Vi tror at det i næringsøkonomisk sammenheng er små forskjeller mellom de ulike endringsmodellene. Den viktige forskjellen går mellom opprettholdelse av dagens regelverk på den ene siden, og endringer som opphever innelåsningen av bransjestruktur og eierskap på den annen.

Spørsmålene blir da:

- Hvordan åpningen av markedet for kjøp og salg av selskapskapital og eierandeler i kraftanlegg vil påvirke bransjestruktur og eierskap sammenlignet med en utvikling der dagens regelverk opprettholdes.
- Hvilken betydning endringene i eierskap og bransjestruktur vil ha for utviklingen av kraftsektoren som en næringsgren i Norge.

En åpning av markedet for kjøp og salg av kraftanlegg og eierandeler i kraftselskaper vil bidra til å endre både bransjestrukturen og eierskapet. Fri omsettelighet vil føre til at mange kommuner og fylkeskommuner som i dag sitter på gjerdet, vil melde seg som selgere av sine eierposisjoner. Endringene vil øke interessen for det norske kraftmarkedet fra utenlandske og norske private aktører som i dag er holdt borte på grunn av regelverket. Resultatet vil være en relativt omfattende endringsprosess både med hensyn på bransjestruktur og eierskap.

Hvordan eierstrukturen faktisk vil komme til å bli er selvsagt usikkert, men en del kraftanlegg vil sannsynligvis bli solgt til utenlandske aktører. Utenlandske oppkjøp har skjedd i alle andre land som har åpnet opp for fri omsetning av selskapskapital i kraftsektoren. I Sverige er for eksempel alle de største kraftselskapene kontrollert av utenlandske eiere med unntak av Vattenfall: Sydkraft er eid av tyske E.ON og Statkraft, Birka Energi av finske Fortum, mens franske EDF har kontrollen med Graninge. Det er ingen grunn til ikke å forvente en tilsvarende utvikling i Norge. Det finnes også norske private aktører som har kompetanse og ressurser til å delta på kjøpersiden i den restruktureringsprosessen som kan ventes.

Det er viktig i denne sammenheng å peke på at staten ved Statkraft direkte og indirekte har kontroll med om lag 41 prosent av norske kraftanlegg.³⁷ Disse eierposisjonene vil ikke bli berørt av eventuelle endringer med mindre staten aktivt går inn for å selge seg ned. Staten har dermed gjennom Statkraft en betydelig innflytelse på strukturelle utviklingen i den norske kraftsektoren også i en situasjon med fri omsetning av kraftanlegg.

Restruktureringen vil føre til færre og større aktører. Vi vil få et større mangfold i eierskapet med statlige, kommunale, norske private og utenlandske aktører på banen. Økt innslag av privat og eller utenlandsk kapital vil berike snarere enn utarme det industrielle miljøet i den norske kraftsektoren:

- Nye eiere kan tilføre selskapene ressurser som dagens eiere ikke kan. Det gjelder kapital så vel som kompetanse.
- De kraftselskapene som eventuelt blir kjøpt opp av utenlandske aktører vil trolig bli organisert som norske datterselskaper med ansvar for den operative virksomheten i Norge.
- De internasjonale aktørene kan velge å utvikle deler av kompetansemiljøene med utgangspunkt i sine norske datterselskaper slik vi kjenner det fra andre bransjer. Den norske kraftsektoren har sterke kompetanseområder innenfor vannkraftteknologi og trading med kraft i liberaliserte markeder. Dette er kompetanseområder som vil kunne få tilført ressurser og prosjekter og bidra til en vitalisering av relaterte næringer som har lidd under en fallende investeringsaktivitet i norsk kraftsektor.
- Norsk kraftsektor vil få økt oppmerksomhet blant innflytelsesrike aktører hjemmehørende i andre land. Det kan gi positive virkninger for utformingen av rammebetingelser og reguleringer med betydning for verdien av norsk vannkraft, for eksempel med hensyn til utformingen av internasjonale klimapolitiske virkemidler.
- Norsk kompetanse kan øke sine internasjonale markedsandeler gjennom tilgang til et bredere internasjonalt nettverk.

Hva så med ledelsesressursene, den strategiske kompetansen og de innovative kommersielle miljøene som ofte er lokalisert i selskapenes hovedkontorer, vil de forbli i Norge? Verdien av hovedkontorfunksjoner er gjerne knyttet til utviklingen av ledelsesressurser, strategisk kompetanse og innovative kommersielle miljøer. I den grad norske selskaper blir kjøpt opp eller fusjonert inn i større utenlandske energikonsern, risikerer en at hovedkontorene i Norge blir lagt ned. I den norske kraftsektoren har imidlertid grobunnen for sterke markedsorienterte og utadrettede miljøer i tilknytning til hovedkontorene vært svak. Den norske kraftsektoren har vært småskalaorientert, med regional eller lokal fokusering innenfor rammen av kommunale eller fylkeskommunale bedrifter. Betydningen av dagens hovedkontorer for den industrielle utviklingen av den norske kraftsektoren er derfor begrenset - med noen få unntak. Endringer i eierskapet er ingen garanti for at det

³⁷ Vi har da inkludert Statkrafts eierandeler i BKK, Hedmark Energi, Skagerak Energi, Trondheim Energiverk og E-CO Vannkraft, men ikke Agder Energi eller de deleide selskapenes eierandeler i andre norske kraftselskaper (for eksempel BKK i Tafjord Kraft og andre vestlandsselskaper og E-CO Vannkraft i Oppland Energi). Se også avsnitt 3.4.2 i ECON (2002).

utvikles sterke kompetansemiljøer, men det muliggjør en slik utvikling i større grad enn dagens hjemfallsinstitutt.

En annen sak er at en god næringspolitikk generelt ikke bør være tuftet på beskyttelse gjennom innelåsning og restriksjoner på strukturendringer og eierskap. En god næringspolitikk bør heller være innrettet mot å gjøre Norge til et attraktivt lokaliseringsalternativ for kompetanseintensive aktiviteter ved å skape konkurransedyktige rammebetingelser som ikke virker vridende på beslutninger om investeringer og omstrukturering.

6 Den offentlige forkjøpsretten

Industrikonsesjonsloven inneholder bestemmelser om offentlig forkjøpsrett til vannkraftverk og fallrettigheter. Forkjøpsretten gjelder også aksjer i selskaper som eier slike verk/rettigheter. I tillegg til forkjøpsrett ved førstegangs konsesjonsbehandling har staten forkjøpsrett ved salg av aksjer i selskaper som medfører at selskapene går fra å være offentlig til privat eid. Fylkeskommunene har subsidiær forkjøpsrett. Regelverket er komplisert, i likhet med industrikonsesjonslovens bestemmelser om hjemfall, og vi gjør ikke noen detaljert analyse av virkningene av de eksisterende reglene her. Vi nøyer oss i stedet med en kortfattet og prinsipiell analyse av de samfunnsøkonomiske virkningene av den offentlige forkjøpsretten (med vekt på statens forkjøpsrett). De relevante samfunnsøkonomiske virkningene er hovedsakelig knyttet til omstrukturering og regulering av ressurs- og miljøhensyn.

6.1 Fordeler og ulemper ved forkjøpsrett

I forhold til hjemfall har forkjøpsretten én åpenbar fordel for det offentlige: Retten kan inntre før hjemfallstidspunktet. Når retten inntre er imidlertid avhengig av planlagte transaksjoner som er utenfor offentlig kontroll. For selger kan en nøytralt utformet forkjøpsrett ha liten betydning. Forkjøpsretten etter dagens regulering er imidlertid ikke nøytral, ettersom den utløses ved salg til private eller utenlandske aktører, men derimot ikke ved salg til offentlige aktører.

Avklaring av om forkjøpsretten ønskes benyttet kan ta lang tid, i teorien inntil 15 måneder. Dette må regnes som en ulempe for opprinnelig konsesjonssøker eller senere selgere og kjøpere.

Enkelte potensielle kjøpere har også hevdet at forkjøpsretten kan gjøre det mindre interessant å legge inn bud, fordi en forkjøpsprosess kan gi innsyn i beregninger og kommersielle vurderinger som ellers ville være konfidensielle. Dette kan i så fall føre til færre bud, svekket konkurranse og lavere pris. Det medfører i sin tur at ellers rasjonelle omstrukturingsprosjekter ikke blir gjennomført.

Forkjøpsretten har i seg selv ingen virkninger på incentivene til å gjennomføre investeringer, verken nyinvesteringer eller reinvesteringer. Derimot kan forkjøpsrett tenkes brukt som et virkemiddel til å regulere miljøhensyn gjennom statlig eierskap. Forkjøpsretten er imidlertid et lite fleksibelt virkemiddel i miljøsammenheng ettersom bruk av forkjøpsretten avhenger av at det gjennomføres salg til

private eller utenlandske aktører. Det betyr både at forkjøpsretten er begrenset i tid og at det er beheftet med usikkerhet om den vil komme til anvendelse, samt at forkjøpsretten med dagens regelverk ikke omfatter transaksjoner mellom offentlige eiere. Dessuten innebærer bruk av forkjøpsretten i motsetning til hjemfall en betaling fra staten til selger. I dagens situasjon vil det riktignok hovedsakelig være en overføring fra staten til kommuner og fylkeskommuner. For øvrig avhenger forkjøpsrettens eventuelle styringsverdi av at det finnes ressursforvaltnings- og miljøhensyn som kan ivaretas på en mer effektiv måte gjennom forkjøpsretten enn gjennom andre virkemidler (jf. diskusjonen om hjemfall som styringsverktøy i kapittel 4). Forkjøpsrett vil imidlertid være et ”dyrere” virkemiddel enn hjemfall ettersom forkjøpsretten uansett innebærer overføring av penger fra staten til konsesjonæren.

6.2 Mulige endringer

Hovedproblemene med forkjøpsretten ser ut til å være at den kan føre til dårligere pris og på andre måter svekket stilling for selger, og en mulig svekket konkurranse på kjøpersiden. Dette kan dempe eller stoppe en strukturell utvikling som ellers ville vært ønskelig, og i tillegg føre til en fordelingsmessig gevinst for utøvere av forkjøpsrett. Følgende tiltak kan i større eller mindre grad avbøte de uheldige virkningene:

- Reduserte tidsfrister
- Etablering av mekanismer for å sikre konfidensiell behandling av de forhold ved den utløsende transaksjon innehaverne av forkjøpsrett får innsyn i
- Etablering av klare regler for pris-/oppgjørsfastsetting, med mindre innslag av skjønn

Endelig kan det vurderes å gjøre forkjøpsretten uavhengig av hvilke parter som deltar i den utløsende transaksjonen, for å unngå at forkjøpsretten får en vridende effekt på transaksjonene som gjennomføres.

Det er likevel vanskelig å se hvordan en forkjøpsrett kan utformes og benyttes uten tap av eventuelle synergier som følge av selve handelen og partene i den opprinnelig planlagte transaksjonen.

6.3 Oppsummering

Effekten av forkjøpsretten er avhengig av synsvinkel/ståsted. Isolert sett er forkjøpsretten en fordel for de som kan utøve retten, men en ulempe for selger. Da selger ventelig ofte vil være kommuner eller fylkeskommuner, er samlet effekt for offentlig sektor usikker. Samlet samfunnsøkonomisk virkning er også usikker, men den er blant annet avhengig av hvordan forkjøpsretten påvirker effektiviteten og strukturen i bransjen. Forkjøpsretten er på samme måte som dagens hjemfalls-institutt knyttet til salg fra offentlige eiere til private eller utenlandske kjøpere, og kan derfor ha samme innelåsende effekt på eierstrukturen. Påvirkningsgraden er imidlertid sannsynligvis mindre ved forkjøpsrett ettersom selger likevel får realisert tilnærmet den fulle verdien ved salg, selv om forkjøpsretten også kan medføre redusert konkurranse på kjøpersiden. Påvirkningsgraden vil også avhenge hvor sannsynlig aktørene mener det er at forkjøpsrett vil bli benyttet. Her

kan tidligere praksis med hensyn til forkjøpsretten gi signaler om framtidig praksis.

Forkjøpsrett kan ha en viss betydning som supplerende virkemiddel for å regulere ressursforvaltnings- og miljøhensyn gjennom offentlig eierskap til vannkraftverk. I likhet med hjemfall er verdien knyttet til muligheten for å gjennomføre omfattende omdisponering av vannkraftressursene til lavere kostnader enn med andre virkemidler, selv om det er vanskelig å si noe i dag om betydningen og relevansen av dette. Offentlig eierskap kan også realiseres gjennom hjemfall eller ordinære offentlige kjøp av kraftverk, og betydningen av forkjøpsretten er antakelig relativt liten sett i forhold til tidsbegrensede konsesjoner (bruksrett) eller hjemfall.

7 Eierskapsnøytrale modeller

I de foregående kapitlene har vi drøftet hjemfallsinstituttet som skatteinstrument på prinsipielt grunnlag og virkningene av hjemfall på beslutninger om investeringer og omstrukturering. I tillegg har vi drøftet betydningen av hjemfall for offentlig kontroll med miljøhensyn og ressursforvaltning, samt oppnåelsen av ulike næringspolitiske mål. I dette kapitlet bruker vi resultatene fra denne analysen til å drøfte de samfunnsøkonomiske konsekvensene av de ulike endringsmodellene for konsesjonsreglene som vi beskrev innledningsvis. Perspektivet for diskusjonen er at endringene skal være eierskapsnøytrale i den forstand at alle potensielle kjøpere av norske vannkraftverk likestilles med hensyn til konsesjonsbetingelsene de stilles overfor ved kjøp og ved nyutbygging. I denne forbindelse er vi også opptatt av innelåsningeffektene av de ulike modellene. Viktige forhold i den øvrige drøftingen er følgende:

- Gitt at en skal ha noenlunde samme nivå på provenyet fra kraftsektoren – det samlede skattetrykket inklusive hjemfall – er det interessant å se nærmere på hvordan ulike modeller for endringer i hjemfallsinstituttet kan kombineres med endringer i grunnrenteskatten. Grunnrenteskatten er et egnet instrument for å diskutere skatteendringer ettersom frihetsgradene med hensyn til skattesatsen ventelig er større enn for andre skattetyper. Samspillet mellom endringer i hjemfallsreglene og grunnrenteskatten har også konsekvenser for effektiviteten med hensyn til skatteinnkrevingen i kraftsektoren.
- I lys av diskusjonen i kapittel 4 drøfter vi kort konsekvensene for myndighetenes adgang til å utøve styring og kontroll av forvaltningen av vannkraftressursene.
- Endelig diskuterer vi kort de administrative kostnadene knyttet til de ulike modellene. Vi er da primært opptatt av rangeringen av modellene og ikke nivået på kostnadene.

Hjemfallsinstituttets konsekvenser for oppnåelsen av ulike næringsøkonomiske mål ble drøftet i kapittel 5. Der konkluderte vi med at de eierskapsnøytrale modellene skiller seg lite fra hverandre når modellene utformes slik at innelåsningeffektene i dagens system reduseres sterkt eller fjernes helt. Derimot er det vesentlige forskjeller mellom dagens regler og de eierskapsnøytrale modellene. Vi drøfter derfor ikke de næringsøkonomiske konsekvensene nærmere i dette kapitlet.

Vi drøfter først modellene med avvikling av hjemfall og hjemfall for alle grundig. Disse har en rekke egenskaper som er relevante også for modellene med

tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall og hjemfallsopsjon. Til slutt drøfter vi de særegne trekkene ved de to sistnevnte modellene.³⁸

7.1 Avvikling av hjemfall

Som beskrevet i kapittel 1 innebærer avvikling av hjemfall at transaksjoner heretter ikke utløser hjemfall uansett hvem som er kjøper. En privat aktør som kjøper et kraftanlegg fra en offentlig eier som har tidsbegrenset konsesjon vil da tre inn i den offentlige eierens rettigheter. I tillegg antar vi i utgangspunktet at hjemfallsbetingelsene for private konsederte verk fjernes. Det betyr at reglene pr. definisjon medfører likebehandling av alle potensielle eiere av norsk vannkraft, både offentlige, private og utenlandske eiere.

7.1.1 Skatteinnkreving

I provenysammenheng innebærer avvikling av hjemfall at staten går glipp av ca. 4-6 milliarder kroner avhengig av hvilken diskonteringsrente som legges til grunn (jf. ECON, 2002). Staten går også glipp av et potensielt proveny ved at transaksjoner som ellers ville medført hjemfall – salg av offentlig eide verk med evigvarende konsesjoner til private eller utenlandske aktører - ikke utløser hjemfall likevel. I forhold til dagens samlede skattetrykk er imidlertid denne effekten i praksis relativt beskjeden. Den avhenger av at transaksjoner som utløser konsesjonsbehandling og hjemfall skjer. På grunn av innelåsningseffekten er antallet slike transaksjoner svært usikkert. Det er sannsynlig at en kjøper av et offentlig eid verk selv vil være offentlig. Innelåsningseffekten er drøftet i kapittel 3.3.

Vi tar utgangspunkt i basisforutsetningene fra analysen i ECON (2002):

- Vi ser på den samlede norske kraftverksmassen med verksspesifikke data for byggeår og middelproduksjon
- Gjenanskaffelsesverdien er satt til 1,75 kr/kWh for alle verk
- Kraftprisen er stigende fra 17 øre/kWh i 2002 til 20 øre/kWh i 2007 (realpriser)
- Avkastningskravet nominelt etter skatt er satt til 7 og 8 prosent
- Driftskostnadene er satt lik 3,5 øre/kWh reelt
- Vi ser bort fra reinvesteringer

Nedgangen i proveny fra de private konsederte verkene kan med disse forutsetningene motvirkes gjennom en allmenn økning i grunnrenteskattesatsen på ca. 2 prosentpoeng (til ca. 29 prosent). Vi har da tatt hensyn til at økningen i grunnrenteskatt medfører redusert eiendomsskatt og dermed også økt overskuddsskatt. Vi har med andre ord vurdert det totale skattetrykket og ikke bare grunnrenteskatt og hjemfall. Virkningen via eiendomsskatten er imidlertid beskjeden.

³⁸ Når det gjelder behandlingen av de private ukonsederte verkene, er konsekvensene av de ulike endringsmodellene som diskutert innledningsvis et juridisk spørsmål. Vi drøfter ikke dette noe nærmere her, men konsekvensanalysen er i mange henseende parallell til situasjonen for dagens offentlige eiere.

Skatteøkningen gjøres gjeldende for samtlige kraftverk. Det betyr blant annet følgende:

- Den samlede effektiviteten og treffsikkerheten i skatteinndragningen fra kraftsektoren øker. Som vist i kapittel 2 har hjemfallsinstituttet den uønskede egenskapen at det isolert sett beskatter lønnsomme og ulønnsomme verk likt. Tar vi hensyn til samspillet mellom hjemfall og skattesystemet, beskatter faktisk hjemfall prosjekter relativt hardere jo mindre lønnsomme de er.³⁹ I forhold til dagens hjemfallsinstitutt gjelder dette selv om grunnrenteskatten ikke er teoretisk perfekt.⁴⁰ En overgang fra hjemfallsproveny til proveny fra grunnrenteskatt betyr med andre ord blir skattleggingen av kraftsektoren mer lønnsomhetsbasert, noe som er i tråd med et ønske om grunnrenteinndragning.
- Provenynedgangen medfører i utgangspunktet en verdioverføring på 4-6 milliarder kroner til eierne av private konsederte verk. Økningen i grunnrenteskatten dekkes derimot av alle kraftverkseiere. Private konsederte verk utgjør ca. 9 prosent av den totale produksjonen, og eierne av disse verkene dekker dermed anslagsvis 9 prosent av den økte grunnrenteskatten. Resten fordeles på de øvrige kraftverkseierne. Disse utgjøres av offentlig sektor og eierne av private ukonsederte verk, hvorav offentlig sektor står for det aller meste. Staten dekker ca. 41 prosent av økningen, mens kommunene/fylkeskommunene dekker ca. 44 prosent (når vi tar hensyn til Statkrafts finansielle interesser gjennom eierandeler i forskjellige norske kraftprodusenter, jf. ECON, 2002).

Det er også mulig å tolke begrepet ”provenynøytralitet” noe friere enn vi har gjort så langt. En avvikling av hjemfall kan sies å medføre en *generell* lettelse av kraftsektorens rammevilkår. Ut fra en slik tankegang kan det være aktuelt å vurdere å øke grunnrenteskatten i et regime uten hjemfall også utover de to prosentpoengene som akkurat kompenserer for provenytapet fra de private konsederte verkene. Eksempelvis medfører avvikling av hjemfall at staten går glipp av et potensielt hjemfallsproveny fra verk som i dag har tidsubegrenset konsesjon.

Diskusjonen ovenfor forutsetter at særskatter på vannkraftproduksjon faktisk er mulig å opprettholde. Det kan være at staten en gang i framtiden ikke vil ha adgang til å drive slik særbeskatning, for eksempel som følge av internasjonal skatteharmonisering. Sannsynligheten for en slik innskrenkning i statens handlefrihet synes svært liten i dag, men en kan likevel ikke utelukke det. I så fall vil avvikling av hjemfall medføre redusert samlet proveny fra kraftsektoren (på den andre siden er det ikke gitt at hjemfall vil bli mulig å opprettholde heller). Det kan være vanskelig å finne andre instrumenter for å få hånd om eventuell meravkastning i vannkraftproduksjonen med unntak av direkte offentlig eierskap til kraftverkene.

³⁹ Selve hjemfallet beskatter mindre lønnsomme prosjekter hardere enn mer lønnsomme prosjekter både i absoluttverdi (for verk av en gitt størrelse) og i forhold til samlede inntekter før skatt, jf. diskusjonen i kapittel 2. Dette betyr imidlertid ikke at summen av skatteprovenyet gjennom hjemfall og grunnrenteskatt er større for mindre lønnsomme prosjekter enn mer lønnsomme (målt både i absoluttverdi og i forhold til samlede inntekter før skatt).

⁴⁰ Som diskutert tidligere kan imidlertid korreksjonsmekanismer bidra til å gjøre effektivitetsforskjellen mellom lønnsomhetsbasert beskatning og hjemfall mindre enn den er i utgangspunktet.

Kompensasjon av fordelingsvirkninger

Det er mulig å utforme et system som helt eller delvis nøytraliserer fordelingsvirkningene av modellen med avvikling av hjemfall. Kravet til en slik nøytral ordning er at eierne av de private konsederte verkene ikke kommer bedre ut enn de gjorde med hjemfall. To slike ordninger kan være:

- Det ilegges en særskatt på verkene som fritas fra hjemfall fra og med tidspunktet hvor hjemfallet oppheves (ikke fra det opprinnelige hjemfallstidspunktet). Særskatten kan konkret baseres på grunnrenteskatten, slik at grunnrenteskattesatsen for de aktuelle verkene økes. Skatten gjøres gjeldende til evig tid. Særskattesatsen vil variere mellom de enkelte verkene avhengig av hjemfallstidspunkt, men i gjennomsnitt må den være i størrelsesorden 20 prosent. Det vil i praksis si at de aktuelle verkene står overfor en grunnrenteskattesats på ca. 47 prosent.
- Konsesjonærene gis anledning til å kjøpe fri verkene ved å betale staten nåverdien av de forventede etter-skatt-kontantstrømmene etter hjemfallstidspunktet, eventuelt skattemessig verdi (dette er helt parallelt til diskusjonen om kompensasjonsordninger i kapittel 3).

Frikjøpsordningen og særskatten er i prinsippet identiske, men har forskjellige egenskaper med hensyn til tidsfordelingen av betalingene og risikoen for de private aktørene og staten. Det er ingenting i veien for at konsesjonæren selv kan velge om han vil la anleggene hjemfalle eller kjøpe dem fri. Staten kan ved eventuelt hjemfall drive anleggene videre selv eller selge dem.

Et annet alternativ er å beholde de eksisterende hjemfallsbetingelsene for private konsederte verk uten muligheter for frikjøp. Behandlingen av de private konsederte verkene er et juridisk spørsmål som ligger utenfor vår kompetanse å vurdere, men det er i hvert fall klart at opprettholdelse av hjemfall for de aktuelle verkene fjerner fordelingsvirkningene.

Opprettholdelse av hjemfall eller ordninger som nøytraliserer fordelingsvirkningene medfører at statens proveny fra de private konsederte verkene er uendret i forhold til dagens situasjon. En kan likevel vurdere å øke grunnrenteskatten for å kompensere for den generelle lettelsen i sektorens vilkår og eventuelt kompensere for potensielt proveny fra hjemfall (jf. diskusjonen ovenfor).

7.1.2 Beslutningseffektivitet

Avvikling av hjemfall innebærer at konsesjonæren får den fulle eiendomsretten til anleggene til evig tid. Det betyr i sin tur at problemene med hensyn til investeringsincentiver som en hjemfallsordning medfører, forsvinner helt.

Når det gjelder omstrukturering, vil avvikling av hjemfall medføre at private og utenlandske aktører kan delta i budrunder om norske vannkraftverk uten frykt for at de aktuelle verkene blir gjenstand for hjemfall. I prinsippet er derfor innelåsningseffektene av dagens hjemfallsinstitutt fjernet fullstendig.

Dersom dagens offentlige eiere har preferanser for hjemfall som substitutt til offentlig eierskap, kan de foretrekke å selge kraftselskapene med en

hjemfallsrabatt pluss hjemfall framfor å selge til full pris uten hjemfall. Det er likevel sannsynlig at avvikling av hjemfall vil medføre en langt friere omsettelighet av norske kraftselskaper i forhold til dagens situasjon. Det vil igjen ventelig legge til rette for omstrukturering av den norske kraftsektoren og en mer effektiv bransjestruktur.

Eventuell opprettholdelse av hjemfall for dagens konsederte verk vil i prinsippet ikke medføre innelåsningseffekter. Det skyldes at alternativverdien av salg for dagens konsesjonærer ikke er basert på en evigvarende konsesjon. Heller ikke for private ukonsederte verk vil avvikling av hjemfall gi innelåsningseffekter.

7.1.3 Miljøhensyn og ressursforvaltning

Avvikling av hjemfall medfører at hjemfall ikke lenger kan brukes som et verktøy for å nedlegge vannkraftverk (eventuelt sikre videre drift) eller gjennomføre endringer i vilkårene for utnyttelse av vassdragene. Dette utgjør et tap i den grad hjemfall har en verdi som styringsverktøy, jf. diskusjonen i kapittel 4. I prinsippet kan andre virkemidler ivareta de samme hensynene som hjemfall, men det kan være at kostnadene ved å bruke hjemfall kan være lavere i gitte situasjoner.

En avvikling av hjemfall kan eventuelt også kombineres med presisering og utvidelse av statens øvrige reguleringsmuligheter. Direkte eierskap gir større muligheter for statlig styring og kontroll enn hva lovverket gir - nettopp på grunn av den residuale styringsretten - men som diskutert i kapittel 4 kan også frikjøp eller ekspropriasjon gi statlig eierskap til vannkraftverk. Fordelingsvirkningene er også forskjellige som følge av at staten har eiendomsretten til anleggene på lang sikt med hjemfall.

En presisering eller utvidelse av statens reguleringsmuligheter kan gi vridninger i form av reduserte investeringer dersom konsesjonærene ikke kompenseres for de økte inngrepene. På den andre siden kan også lavere investeringer være en ønsket effekt av den utvidede reguleringen, for eksempel for å ivareta miljøhensyn i ressursforvaltningen i større grad.

7.1.4 Administrative kostnader

Avvikling av hjemfall medfører i liten grad direkte administrative kostnader utover det som følger av selve omleggingen til et system uten hjemfall.

7.2 Allment hjemfall

En ordning med hjemfall for alle er basert på at alle kjøpere av kraftverk, enten de er offentlig eid, private eller utenlandske, ilegges betingelser om hjemfall. I så måte virker modellen nøytralt mellom ulike typer av eiere. Vi forutsetter at hjemfallsbetingelser først ilegges når det skjer en transaksjon og at eksisterende konsesjonsbetingelser forblir uendret inntil en transaksjon eventuelt skjer. En viktig variabel for virkemåten til en slik modell er lengden på konsesjonsperioden relativt til transaksjonstidspunktet.

Vår forutsetning er ulikt Olje- og energidepartementets foreslåtte opplegg, som er basert på hjemfall 60 år fra lovendringen for offentlige eiere. Mulige transaksjoner

har da ingenting å si for konsesjonsbetingelsene. Vi knytter også noen kommentarer til denne modellen nedenfor.

7.2.1 Skatteinnkreving

Konsekvensene av allment hjemfall med hensyn til inndragningen av proveny avhenger av hvor mange og hvilke transaksjoner som faktisk gjennomføres. Det er imidlertid entydig at allment hjemfall medfører en forventet provenyøkning for staten ettersom alle verk som omsettes fra og med tidspunktet for innføringen av ordningen vil hjemfalle. Det betyr i sin tur at grunnrenteskatten kan reduseres uten at statens forventede inntekter reduseres.

Provenyet fra en ordning med allment hjemfall kan anslås med utgangspunkt i beregningene av verdien av dagens hjemfallsinstitutt i ECON (2002). Som vist i tabell 4.1 og 4.2 i ECON (2002) avhenger hjemfallsverdien av lengden av konsesjonsperioden for de ulike verkene. Med 60 års konsesjonstid fra transaksjonstidspunktet er nåverdien av hjemfallet bare litt over 20 prosent av verdien dersom hjemfallstidspunktet settes til 60 år fra opprinnelig konsesjonstidspunkt. Da har vi forutsatt et avkastningskrav på 7 prosent. Hjemfallsverdien blir relativt sett enda mindre med 8 prosent avkastningskrav. I det første tilfellet blir med andre ord den nødvendige reduksjonen i grunnrenteskatten vesentlig mindre. For å illustrere utfallsrommet har vi i tabell 7.1 nedenfor angitt størrelsen på grunnrenteskattesatsen gitt at samtlige kraftverk ilegges hjemfallsbetingelser med de to ulike forutsetningene om lengden på konsesjonsperioden. Forutsetningene for beregningene er de samme som beskrevet i avsnitt 7.1.1 ovenfor med et avkastningskrav på 7 prosent. Det er forutsatt at det ikke gis kompensasjon for anlegg med evigvarende konsesjoner som ilegges betingelser om hjemfall. Merk at vi for de fleste verkene har benyttet idriftsettelsesår som anslag på opprinnelig konsesjonstidspunkt. Det medfører antakelig at den nødvendige skattereduksjonen undervurderes noe.⁴¹

Tabell 7.1 Nødvendige endringer i grunnrenteskattesatsen for å sikre provenynøytralitet ved innføring av allment hjemfall

Hjemfallstidspunkt	Maksimal provenyøkning fra hjemfall		Nøytraliserende grunnrenteskattesats
	Før justering av grunnrenteskatt	Etter justering av grunnrenteskatt	
60 år fra opprinnelig konsesjonstidspunkt	55,6	N/A	Ikke mulig å nøytralisere
60 år fra transaksjonstidspunkt	11,1	12,0	22,8%

Kilde: ECON

Olje- og energidepartementets opplegg kan tolkes som et spesialtilfelle av hjemfall 60 år fra transaksjonstidspunkt der det skjer transaksjoner med alle offentlige anlegg umiddelbart. Det samsvarer med *maksimal* provenyøkning som angitt i tabell 7.1, bortsett fra at tabellen også inkluderer hjemfall for private

⁴¹ Private ukonsederte verk er inkludert i beregningsgrunnlaget, men de har bare marginal betydning for resultatet.

ukonsederte verk. Dersom vi antar at private ukonsederte verk ikke hjemfaller, i tråd med endringen Olje- og energidepartementet legger opp til, ville vår modell gitt en nøytraliserende grunnrenteskattesats på 23,1 prosent. Det er som vi ser ikke mulig å nøytralisere provenyøkningen fra hjemfallsutvidelsen dersom hjemfallstidspunktet fastsettes relativt til det opprinnelige konsesjonstidspunktet - med mindre en innfører en negativ grunnrenteskattesats. Det skyldes at redusert grunnrenteskatt medfører økt verdi av hjemfallet, som igjen må kompenseres med en enda lavere grunnrenteskatt osv.

Tallene må imidlertid også tolkes i lys av hva som er et realistisk utfall gitt de to modellvariantene. Med hjemfall 60 år fra opprinnelig konsesjonstidspunkt vil mange transaksjoner ikke bli gjennomført ettersom salgsverdien er vesentlig lavere enn verdien av å sitte som eier (spørsmålet om incentivene til salg kontra videre drift er drøftet i detalj i kapittel 3.3 ovenfor). Vi vil altså få en betydelig innelåsningseffekt.

Gitt at konsesjonsperioden er lang nok i forhold til transaksjonstidspunktet er det derimot mulig å nøytralisere provenyøkningen fra hjemfall gjennom en reduksjon i grunnrenteskatten. En provenynøytral utvidelse av hjemfallsinstituttet til å omfatte alle eiere av kraftverk har da følgende egenskaper:

- Effektiviteten i skatteinndragningen fra kraftsektoren reduseres som følge av at et lite treffsikkert virkemiddel som hjemfall gis større vekt på bekostning av grunnrenteskatten. Korreksjonsmekanismer kan imidlertid redusere den negative virkningen i en viss grad.
- Fordelingsvirkningene er relativt beskjedne mellom de ulike offentlige og private eierne. Verdireduksjonen som følge av hjemfall rammer nesten alle eiere, men det motsvares i stor grad av at grunnrenteskatten reduseres. Sammenfallet er imidlertid ikke eksakt ettersom hjemfall og grunnrenteskatt har ulike egenskaper med hensyn til treffsikkerhet. Eierne av private konsederte verk kommer noe bedre ut ved at de drar nytte av redusert grunnrenteskatt uten at konsesjonsvilkårene skjerpes.⁴²
- Med Olje- og energidepartementets foreslåtte modell kommer også eierne av private ukonsederte verk bedre ut ved at de drar nytte av redusert grunnrenteskatt uten at vilkår om hjemfall innføres.

En kan imidlertid tenke seg mekanismer som nøytraliserer fordelingsvirkningene og reduserer eller fjerner behovet for generelle endringer i grunnrenteskattesatsen. En måte vil være å innføre en negativ særskatt på anleggene som ilegges betingelser om hjemfall. Alternativt kan staten kompensere eierne av kraftverk med evigvarende konsesjoner for den forventede verdien av kontantstrømmene etter hjemfallstidspunktet. Disse ordningene er helt parallelle til ordningene vi diskuterte i forbindelse med avvikling av hjemfallsinstituttet.

⁴² Det kan i teorien oppstå betydelige intertemporale fordelingsvirkninger dersom grunnrenteskatten reduseres trinn for trinn etter hvert som transaksjonene skjer. Etter hvert som grunnrenteskatten reduseres vil salgsverdien av de gjenværende anleggene øke, slik at det oppstår incentiver til å utsette salg lengst mulig. Den eneste håndterbare ordningen i så måte er å redusere grunnrenteskattesatsen som om alle verk selges idet hjemfallsreglene endres.

Også med allment hjemfall er det mulig å tolke ”provenynøytralitet” friere. Allment hjemfall utgjør en skjerping av rammebetingelsene i kraftsektoren som kan kompenseres med redusert grunnrenteskatt uten at en tar sikte på å oppnå eksakt samme reduksjon i grunnrenteskatt som økning i hjemfallsproveny.

7.2.2 Beslutningseffektivitet

Som diskutert i detalj i kapittel 3 medfører hjemfall at reinvesteringer og kapasitetsutvidelser blir ulønnsomme dersom det er kort tid til konsesjonen utløper. En utvidelse av hjemfallsinstituttet til å gjelde alle kraftverk uansett eierskap, betyr i sin tur at disse problemene vil gjelde generelt. Det medfører at det kan oppstå samfunnsøkonomiske tap ved at investeringer gjennomføres for sent. Staten kan alltid gjennomføre investeringene i egen regi etter hjemfall eller selge anleggene til noen som er villige til å gjøre investeringene, men det kan altså oppstå et tap som følge av forsinkelsen. Det bør derfor være korreksjonsmekanismer som gir de opprinnelige konsesjonærene incentiver til å tilpasse seg som om de fortsatt eier anleggene etter hjemfall. Vi pekte på to hovedmekanismer ovenfor:

- Foregrepet hjemfall
- Kompensasjon for investeringer

For å fastsette kompensasjonsbeløp eller leie-/kjøpspris ved foregrepet hjemfall er skattemessig verdi og estimert markedsverdi aktuelle metoder. Verdsettingsmetodene ble diskutert i kapitlene 3.1.3-3.1.7. Alternativt må konsesjonæren betale eller gis rett til en andel av de løpende inntektene fra kraftproduksjonen etter hjemfall (etter det opprinnelige hjemfallstidspunktet dersom foregrepet hjemfall benyttes). Foregrepet hjemfall generelt og kompensasjon basert på markedsverdi har bedre incentivvirkninger enn kompensasjon basert på skattemessig verdi. Kombinasjonsløsninger er også tenkelige. For større investeringer kan det være aktuelt med særbehandling for å sikre riktigst mulige investeringer. Da er de administrative kostnadene pr. kWh lavere.

Et interessant spørsmål oppstår dersom staten ønsker å nedlegge et vannkraftverk når det hjemfaller. Da kan staten ønske å la være å belønne reinvesteringer eller kapasitetsutvidelser. Ved bruk av foregrepet hjemfall kan staten velge å la være å inngå avtale om foregrepet hjemfall dersom den ønsker å nedlegge og dermed unngå at samfunnsøkonomisk ulønnsomme investeringer gjennomføres. Dersom avtale om foregrepet hjemfall inngås, er beslutningen om videre drift fattet for et antall år framover (staten kan eventuelt kjøpe fri anleggene før den forlengede konsesjonstiden utløper).

Med en kompensasjonsordning er det derimot en risiko for at konsesjonæren gjennomfører investeringer i anlegg som staten ønsker å nedlegge. Det vil si at bedriftsøkonomisk lønnsomme investeringer kan bli gjennomført selv om de på investeringstidspunktet skulle være samfunnsøkonomisk ulønnsomme. Problemene med feilinvesteringer kan reduseres dersom staten gis anledning til å nekte kompensasjon dersom den på forhånd har erklært at den ønsker å nedlegge et vannkraftverk. Investeringer i anlegg som staten ønsker å nedlegge er for øvrig bare et problem i den grad nedlegging faktisk er aktuelt.

Med hensyn til nyinvesteringer vil allment hjemfall ha beskjedne konsekvenser gitt at konsesjonsperioden er 50-60 år.

Hjemfall for alle kan medføre betydelige innelåsningseffekter dersom konsesjonsperioden settes til 60 år fra opprinnelig konsesjonstidspunkt. En slik utforming av hjemfallsinstituttet vil derfor ventelig ikke utløse mye restrukturering i forhold til dagens situasjon. Konsekvensene av manglende restrukturering er drøftet i kapittel 4. Med 50-60 års konsesjonsperiode fra transaksjonstidspunkt vil derimot innelåsningseffektene være ubetydelige (det samme vil for så vidt gjelde dersom en benytter svært lange konsesjonsperioder, kanskje opp mot 100 år, fra opprinnelig konsesjonstidspunkt). Innelåsing unngås også dersom hjemfall innføres *uavhengig* av transaksjoner, slik det skisseres i Olje- og energi-departementets opplegg (pressemelding 19.4.2002).

7.2.3 Miljøhensyn og ressursforvaltning

Allment hjemfall innebærer at en eventuell positiv verdi av hjemfall som styringsverktøy opprettholdes og utvides. Styringsverdien er som diskutert i kapittel 4 primært knyttet til *reguleringskostnadene* ved bruk av hjemfall relativt til andre virkemidler. Allment hjemfall medfører at eventuelle kostnadsforskjeller i favør av hjemfall også gjøres gjeldende for kommunale verk. Det kan styrke kostnadseffektiviteten på lang sikt ettersom et kommunale eierskapet er antakelig mindre egnet til å ivareta overordnede miljø- og ressurs hensyn. Nye eierstrukturer kan dessuten skape nye utfordringer for den statlige styringen og kontrollen med ressursforvaltningen, noe som kan øke betydningen av eventuelle kostnadsforskjeller i favør av hjemfall.

Tidsbegrensede konsesjoner uten hjemfall kan imidlertid oppfylle mange av de samme funksjonene som hjemfall i denne sammenhengen. Det er dessuten uvisst hvor store eventuelle forskjeller i reguleringskostnader faktisk vil være. Betydningen av allment hjemfall på dette punktet bør derfor ikke overdrives.

7.2.4 Administrative kostnader

De administrative kostnadene ved allment hjemfall er en funksjon av to hovedelementer:

- Valg av korreksjonsmekanisme
- Hva som skjer med anleggene etter at de er hjemfalt

De administrative kostnadene kan bli betydelige, og det er et behov for å utvikle ordninger som er mest mulig standardiserte og i minst mulig grad sårbare for strategisk tilpasning fra konsesjonærenes side.

7.3 Tidsbegrenset konsesjon

7.3.1 Generelle egenskaper

En ordning med tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall innebærer at konsesjonæren har en klart definert eiendomsrett til kraftverket. Når konsesjonen

(altså bruksretten) utløper, men konsesjonæren beholder eiendomsretten, kan derfor ett av følgende skje:

- Konsesjonæren gis forlenget/ny konsesjon
- Konsesjonæren får ikke ny konsesjon, og må selge anleggene til andre som kan få konsesjon
- Verken konsesjonæren eller andre får konsesjon til å drive anleggene videre

Det siste tilfellet innebærer i realiteten at anleggene nedlegges. I henhold til vår definisjon av tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall legger vi til grunn som et utgangspunkt for diskusjonen at konsesjonæren da får en kompensasjon fra staten. Vi vil imidlertid også diskutere konsekvensene av at konsesjonæren ikke får kompensasjon. Det kan for eksempel argumenteres for at risikoen for ikke å få fornyet bruksrett er noe konsesjonæren bør regne med når han velger å investere i vannkraftproduksjon (enten direkte ved å bygge et nytt kraftverk eller indirekte ved å kjøpe seg inn i et selskap som eier vannkraftproduksjon/fallrettigheter). I så fall kan spørsmålet om kompensasjon være mindre relevant.

Opprettholdelsen av konsesjonærens eiendomsrett betyr at modellen med tidsbegrenset konsesjon ligner på modellen med avvikling av hjemfall. Det betyr at en i utgangspunktet vil vente at incentivene til omstrukturering, reinvesteringer osv. er like sterke som ved avvikling av hjemfallsinstituttet. Det er imidlertid knyttet usikkerhet til hva som skjer ved utløpet av den tidsbegrensede konsesjonen (konsesjonæren har eiendomsretten til vannfallet uavhengig av den tidsbegrensede konsesjonen):

- Konsesjonæren vil tilpasse seg ut fra hva han forventer at staten vil gjøre når konsesjonen utløper. Dersom konsesjonæren antar at det er en positiv sannsynlighet for at ingen vil gis ny konsesjon, reduseres lønnsomheten av en reinvestering eller kapasitetsutvidelse (siden investeringskalkylen er basert på de forventede framtidige kontantstrømmene). Det kan medføre de samme incentivproblemene som modellen med allment hjemfall, selv om omfanget av problemet antakelig blir mindre. Hvis staten ønsker at anleggene skal nedlegges, er det for øvrig ikke noe problem at incentivene til nyinvesteringer og rehabilitering er svake. Dersom staten ønsker videre drift, består naturligvis problemet (som vi kommer tilbake til nedenfor).⁴³
- Heller ikke tilfellet der det er overveiende sannsynlig at ny konsesjon vil bli gitt, er uproblematisk. Dersom konsesjonæren ikke får ny konsesjon selv, er han i realiteten i en tvangssituasjon med hensyn til salg. Det kan tenkes utnyttet av potensielle kjøpere, særlig hvis antall mulige kjøpere er begrenset. For eksempel kunne en tenke seg at staten først bestemte hvem som skulle få den nye konsesjonen og at denne deretter skal bli enig med den opprinnelige konsesjonæren om en pris for eiendomsretten.⁴⁴ En

⁴³ Det kan oppfattes som inkonsistent at konsesjonæren antar at ingen vil gis ny konsesjon mens staten ønsker videre drift. Forklaringen kan ligge i kommunikasjons- eller kredibilitetsproblemer. Tross alt kan staten motiveres av å framtvinge en billig overdragelse av eiendomsretten til staten ved hjelp av at ingen andre får konsesjon.

⁴⁴ EU-reglene om statsstøtte kan tenkes å komme til anvendelse dersom staten velger en slik løsning, men det er et juridisk spørsmål som vi ikke drøfter her.

forventet lav pris kan medføre de samme incentivproblemene som modellen med allment hjemfall, om enn i mindre grad.

Det er med andre ord grunn til å vurdere korreksjonsmekanismer også i modellen med tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall for å sikre at konsesjonærene har de riktige incentivene. Eksempler på slike mekanismer og ordninger kan være:

- Konsesjonæren er garantert en kompensasjon for investeringer basert på skattemessig verdi eller beregnet markedsverdi dersom anlegget nedlegges. En kan også tenke seg en variant som tilsvarer foregrepet hjemfall der konsesjonæren kan søke om - og få innvilget - forlenget/ny konsesjon i god tid før utløpet av den opprinnelige konsesjonen.
- Det legges til rette for konkurranse mellom mulige kjøpere som er berettiget til ny konsesjon. Det vil si at staten ikke tildeler konsesjonen før etter at det er inngått avtale om salg, men at staten nøyer seg med å gjøre en prekvalifisering. Eventuelt kan en tenke seg et oppgjør der den nye konsesjonæren betaler en pris basert på skattemessig verdi eller beregnet markedsverdi.

Et annet spørsmål er hva som skjer dersom staten ønsker å stramme inn vilkårene når konsesjonen skal fornyes, uansett om den gis til den opprinnelige konsesjonæren eller en annen aktør. En innstramming vil redusere verdien av anleggene for konsesjonæren. Konsesjonæren kan da ønske å bekjempe innstrammingen, noe som kan bli kostnadskrevende for både myndigheter og konsesjonærer. Prinsipielt er det imidlertid en fordel om revisjonen av konsesjonsvilkårene i minst mulig grad medfører unødvendige administrative kostnader.

Ideelt sett bør vilkårene for å få ny konsesjon være kjent og allment akseptert, og statens adgang til å stramme inn konsesjonsvilkårene bør være basert på klare og objektive regler. I praksis er det neppe mulig å gjennomføre en slik ideell modell. Samfunnets preferanser for miljøgoder i forhold til kraftproduksjonen må ventes å endre seg over tid, og det er vanskelig å tenke seg objektive regler som kan fange opp framtidige generasjoners preferanser på en robust måte.

En annen mulig konsekvens er at usikkerhet om framtidige konsesjonsvilkår reduserer lønnsomheten av reinvesteringer og kapasitetsutvidelser. For å redusere denne usikkerheten kan staten forplikte seg til å varsle at den vurderer innstramminger i vilkårene i god tid før konsesjonen utløper, slik at konsesjonæren kan velge å la være å gjennomføre investeringer som vil bli ulønnsomme med strengere vilkår. Det er klart at slik varsling aldri vil fungere perfekt, og i tillegg kan staten få ny informasjon som tilsier strengere konsesjonsvilkår etter investeringen er blitt gjort. På den andre siden er aktørene i vannkraftproduksjonen eksponert for risiko gjennom statens adgang til å revidere konsesjonsvilkårene, som staten jo har også i dag.

Hvis den tidsbegrensede konsesjonen suppleres med de rette korreksjonsmekanismene, kan vi trekke følgende konklusjoner om konsekvensene av modellen:

- Provenymessig blir konsekvensene som for modellen med avvikling av hjemfall. Statens forventede inntekter fra hjemfall reduseres, og en provenynøytral løsning tilsier da en økning i grunnrenteskatten. Det øker treffsikkerheten i skatteinnkrevingen fra kraftproduksjonen.

- Med disse forutsetningene vil vi også vente at de riktige incentivene til reinvesteringer og kapasitetsutvidelser vil være til stede. Det samme gjelder for nyinvesteringer: Selv om konsesjonsperioden skulle være kortere enn det som er nødvendig for å gjøre en nyinvestering lønnsom, vil eiendomsretten på konsesjonærens hånd medføre at investeringen genererer inntekter også dersom han ikke får fornyet konsesjon. En kan komme til å oppleve at samfunnsøkonomisk ulønnsomme investeringer blir gjennomført (det vil si at det gjennomføres investeringer i verk som staten ønsker å nedlegge). Slike problemer kan motvirkes, men neppe fjernes helt, ved at staten erklærer at den ønsker å nedlegge kraftverk før konsesjonen utløper.
- Med hensyn til omstrukturering er konsekvensene i utgangspunktet som ved avvikling av hjemfall. Et interessant spørsmål er om det ved senere transaksjoner utløses ny konsesjonsbehandling eller om kjøperen trer inn i de eksisterende konsesjonsbetingelsene. Her og i de andre endringsmodellene antar vi at senere transaksjoner *ikke* utløser ny konsesjonsbehandling. Konsesjonsbehandling innebærer et element av reguleringsrisiko, noe som kan gi en innelåsningseffekt.
- Tillatelsen til å drive kraftverket utløper etter et visst antall år. Dersom staten ønsker å nedlegge driften eller gjøre omfattende endringer i konsesjonen eller vilkårene, har den med andre ord en lovbestemt anledning til å fatte de nødvendige beslutningene. Staten har imidlertid ingen residual styringsrett etter utløpet av konsesjonen (med mindre staten kjøper anleggene selv). I forhold til reguleringen av ressurs- og miljøhensyn ligger derfor modellen med tidsbegrenset konsesjon mellom allment hjemfall og avvikling.

7.4 Hjemfallsopsjon

Hjemfallsopsjonsmodellen gjør det mulig for staten å erklære hjemfall om et visst antall år på et nærmere angitt tidspunkt eller innenfor et visst tidsintervall. Opsjonen kan også være evigvarende. Eksempler på konkrete modellutforminger kan være:

- Staten kan når som helst etter gjennomføring av en transaksjon erklære at anlegget hjemfaller et visst antall år etter at opsjonen erklæres.
- Staten kan erklære hjemfall om et visst antall år i en periode mellom for eksempel 30 og 50 år etter at transaksjonen fant sted. Hjemfallet kan skje et visst antall år etter at opsjonen erklæres, eller det kan relateres til det opprinnelige transaksjonstidspunktet. Ved utløpet av den opprinnelige opsjonen kan nye opsjonsvilkår ilegges, eller opsjonen kan fjernes.

Adgangen til å utøve opsjonen må gjelde for alle kjøpere av vannkraftverk uansett om de er offentlige norske, private eller utenlandske aktører. Vilkårene for at opsjonen skal kunne utøves må også være ikke-diskriminerende. Modellen kan også kombineres med en ordning med tidsbegrenset konsesjon, for eksempel ved at staten når som helst kan erklære at anlegget hjemfaller ved utløpet av den tidsbegrensede konsesjonen (det vil si bruksretten).

Med en profittmaksimerende stat kan en kanskje vente at hjemfallsopsjonene alltid vil bli utøvd på tidligste mulige tidspunkt. I så fall vil opsjonsmodellen i

praksis innebære allment hjemfall. Poenget med en hjemfallsopsjon må imidlertid være at staten ønsker å vektlegge også andre hensyn enn bare provenyet fra kraftsektoren.

Opsjonsmodellen kan derfor i utgangspunktet ses som en blanding av allment hjemfall og avvikling. For det enkelte verk kan utfallet bli som en evigvarende konsesjon, eller det kan bli som med hjemfall. Utfallet for konsesjonæren blir med andre minst like godt som med allment hjemfall. De viktigste egenskapene til modellen er dermed følgende:

- Forventningsmessig vil modellen generere minst like mye proveny som modellen med avvikling av hjemfall, eventuelt dagens modell (avhengig av hva som skjer med konsesjonsbetingelsene i verk som i dag er belagt med hjemfall). Eventuelle endringer i grunnrenteskatten bør ses i sammenheng med statens intensjoner med opsjonsordningen slik de kommer til uttrykk i forbindelse med omleggingen av regelverket. Dersom det fra statens side er tenkt at hjemfall bare skal benyttes i unntakstilfeller, kan det tale for å øke grunnrenteskatten noe ettersom modellen da ikke forventes å gi opphav til vesentlig proveny. Dersom staten signaliserer at utøvelse er mer sannsynlig enn ikke-utøvelse, kan det derimot være hensiktsmessig å redusere grunnrenteskatten ut fra hensynet til det samlede provenyet fra kraftproduksjonen. I et dynamisk perspektiv er det innenfor denne modellen viktig at staten følger opp endringer i politikken med hensyn til hjemfall med tilsvarende endringer i grunnrenteskattesatsen.
- En ordning med hjemfallsopsjon kan utformes på flere måter som sikrer at ordningen gir tilstrekkelig gode incentiver til nyinvesteringer og omstrukturering. Det vesentlige poenget er at konsesjonstiden målt fra transaksjons- eller investeringstidspunktet er garantert å være minst 50 år. Det vil da ventelig være et rimelig samsvar mellom alternativverdien av salg for dagens offentlige eiere og salgsverdien.
- Dersom staten erklærer at den ønsker å utøve opsjonen, kreves det tilsvarende korreksjonsmekanismer som med allment hjemfall (kompensasjon eller foregrepet hjemfall) for å sikre at konsesjonæren har incentiver til å gjennomføre reinvesteringer og kapasitetsutvidelser. Det må være klart for konsesjonæren - også før staten eventuelt erklærer at opsjonen skal utøves - at korreksjonsmekanismer vil bli benyttet.
- En ordning med hjemfallsopsjon gjør at staten beholder muligheten til å benytte hjemfall som et verktøy for å ivareta en samfunnsøkonomisk optimal forvaltning av vannkraftressursene, eventuelt gjennom eierskap til fallrettighetene.

7.5 Oppsummering

De ulike endringsmodellene har som vi har sett en rekke forskjellige samfunnsøkonomiske konsekvenser. I tabell 7.2 nedenfor oppsummerer vi de viktigste virkningene med hensyn til skatteinnkreving, beslutningseffektivitet, ressursforvaltning og administrative kostnader. Vi har utelatt de næringspolitiske konsekvensene ettersom modellene på det området skiller seg lite fra hverandre gitt at innelåsningseffektene i dagens system fjernes. Det må imidlertid under-

strekes at fjerningen av innelåsningseffekten utgjør en vesentlig samfunns-økonomisk gevinst ved samtlige av endringsmodellene.

Styringsverdien som det refereres til i tabellen, er som diskutert i kapittel 4 primært knyttet til at hjemfall (og i noe mindre grad tidsbegrenset bruksrett) kan gjøre det mulig å gjennomføre omfattende endringer i disponeringen av vannkraftressursene til lavere kostnader. Merk også at den reduserte effektiviteten i skatteinnkrevingen med hjemfallsbaserte modeller kan motvirkes i noen grad gjennom egnede korreksjonsmekanismer (foregrepet hjemfall eller kompensasjon).

Tabell 7.2 Egenskaper ved endringsmodeller

Modell	Skatteinnkreving	Beslutnings-effektivitet	Ressurs-forvaltning	Administrative kostnader
Avvikling av hjemfall	Økt effektivitet gitt fri beskatningsrett	Økt effektivitet	Mister styringsverdi av hjemfall	Mindre
Allment hjemfall	Redusert effektivitet (kan motvirkes noe av korreksjonsmekanismer)	Krever korreksjonsmekanismer og/eller lange konsesjonsperioder	Beholder styringsverdi av hjemfall	Større
Tidsbegrenset konsesjon uten hjemfall	Økt effektivitet gitt egnet kompensasjonsordning	Krever kompensasjonsordning	Styringsverdi ved konsesjonsinndragning	Større
Hjemfallsopsjon	Redusert effektivitet (kan motvirkes noe av korreksjonsmekanismer)	Krever korreksjonsmekanismer og/eller lange konsesjonsperioder	Beholder styringsverdi av hjemfall	Større

Som tabellen viser, er det ingen av modellene som peker seg ut som entydig bedre enn de øvrige. Samtlige modeller fører med seg gevinster og kostnader i forhold til dagens situasjon. Ved en samlet vurdering av endringsmodellene må en derfor veie de ulike hensynene mot hverandre. Det betyr at det i siste instans er samfunnets preferanser som må avgjøre hvilken endringsmodell som er å foretrekke. Det ligger utenfor rammen for dette arbeidet å vurdere hvilken løsning som samlet sett gir det beste samfunnsøkonomiske utfallet.

Egenskapene til de ulike endringsmodellene avhenger dessuten av den detaljerte modellutformingen. Korreksjonsmekanismer i form av foregrepet hjemfall eller kompensasjon for investeringer medfører for eksempel at en modell med allment hjemfall fungerer bedre samfunnsøkonomisk sett enn den ville gjort uten slike mekanismer. Den detaljerte utformingen har også avgjørende betydning for de administrative kostnadene knyttet til modellene.

Referanser

- Dresdner Kleinwort Benson (2000): *Report to the Ministry of Petroleum and Energy on the value of Statkraft*.
- ECON (1999): *Energiscenarier og energistrategier*. Rapport 52/1999, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2000a): *Kraftskatt i Norden*. Rapport 27/2000, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2000b): *Kraftskatt i Norden - tillegg*. Notat 71/2000, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2000c): *Rammebetingelser for norske kraftselskaper - forslag til endringer*. Notat 79/2000, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2001): *Hjemfallsinstituttet hindrer verdiskaping*. Notat 35/01, ECON Senter for økonomisk analyse.
- ECON (2002): *Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet*. Rapport 20/2002, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Ernst & Young (2000): *Verdivurdering av Statkraft*.
- NVE (1998): *Revisjon av konsesjonsvilkår*. V-Notat 9/9, Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NOU 1992:34: *Skatt på kraftselskap*. Finansdepartementet.
- NOU 2000:18: *Skattlegging av petroleumsvirksomhet*. Finansdepartementet.
- Olje- og energidepartementet (2001): *Faktaheftet 2001*.
- Olje- og energidepartementet (2002): *Vannkraftkonsesjoner og hjemfall*. Pressemelding nr. 44/02.
- Ot.prp. nr. 70 (1992-93): *Om lov om endringer i lov nr. 16 av 14. desember 1917 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. og lov nr. 17 av 14. desember 1917 om vassdragsreguleringer*. Olje- og energidepartementet.
- Ot.prp. nr. 23 (1995-96): *Skattlegging av kraftforetak*. Finansdepartementet.
- Pindyck, R. S. (1999): "The Long-Run Evolution of Energy Prices", *The Energy Journal*, 20, 2, s.1-27.