

Verdsetting av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv

Ingeborg Rasmussen og Henning Wahlquist

VISTA ANALYSE AS



Dokumentdetaljer

Vista Analyse AS	Rapport nummer 2014/20
Rapporttittel	Verdsetting av vannkraft i et klima- og miljøperspektiv
ISBN	978-82-8126-161-7
Forfatter	Ingeborg Rasmussen og Henning Wahlquist, med bidrag fra Kristin Magnussen og Michael Hoel
Dato for ferdigstilling	19.mai 2014
Prosjektleder	Ingeborg Rasmussen
Kvalitetssikrer	Haakon Vennemo
Oppdragsgiver	Energi Norge
Tilgjengelighet	Offentlig
Publisert	www.vista-analyse.no
Nøkkelord	Energi, kraftproduksjon, vannmiljø, tiltaksanalyse, vanndirektiv, CO ₂ -kostnad, miljøkostnader, ikke-prissatte effekter, økosystemtjenester

Forord

Vista Analyse har på oppdrag fra Energi Norge utredet spørsmål knyttet til verdsetting av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv.

I utredningsarbeidet har vi benyttet en intern ekspertgruppe bestående av professor Michael Hoel, Karin Ibenholt, Kristin Magnussen og Haakon Vennemo, i tillegg til utreder Henning Wahlquist og prosjektleder Ingeborg Rasmussen. De to sistnevnte har forfattet rapporten med bidrag og innspill fra ekspertgruppen.

I løpet av utredningsperioden er det gjennomført tre møter med en referansegruppe oppnevnt av Energi Norge. Referansegruppen har bestått av Geir Taugbøl, Sigrid Hjørnegård, Gjermund Løyning, Dag Roar Christensen, Hans Olav Ween, Tone Knudsen, Halvor Kristian Halvorsen og Lars Erik Omland. Knut Kroepelin har vært Energi Norges kontaktperson for utredningen.

Vi takker for gode diskusjoner og nyttige innspill underveis i utredningsarbeidet.

Utredningen er gjennomført uten noen form for bindinger. Alle feil og mangler står for utreders ansvar.

Oslo 19. mai 2014

Ingeborg Rasmussen

Prosjektleder

Vista Analyse AS

Innhold

Forord.....	1
Hovedpunkter	5
1. Innledning.....	9
1.1 Bakgrunn.....	9
1.2 Formål og mandat for utredningen	10
1.2.1 Forbehold og usikkerhet.....	11
1.3 Løsning og organisering av rapporten	12
2. Konsekvenser og kostnader av redusert norsk vannkraftproduksjon.....	13
2.1 Konsekvenser av redusert vannkraftproduksjon.....	13
2.2 Hvordan kan redusert vannkraftproduksjon i Norge erstattes?	14
2.2.1 Lavere kraftforbruk i Norge	14
2.2.2 Økt alternativ kraftproduksjon i Norge	14
2.2.3 Redusert nettoeksport og/eller økt kraftimport	15
2.2.4 Fordelingen vil avhenge av markedet og politiske rammebetingelser	15
2.3 Samfunnsøkonomiske kostnader ved mulige erstatninger	15
3. Tilnærminger for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv....	19
3.1 Merkostnadene av å oppnå klimamålet	20
3.2 Miljøkostnader ved ny produksjon.....	23
3.3 Metoder for beregning av prissatte konsekvenser	23
3.3.1 Metode 1 - Marginal verdsetting basert på upåvirkede kraftpriser	23
3.3.2 Metode 2 - Likevektsmodeller.....	25
3.3.3 Metode 3 - Kostnad av å erstatte den tapte vannkraftproduksjon med investering i ny kraft.....	29
3.4 Metoder for beregning av ikke-prissatte miljøkonsekvenser.....	30
3.4.1 Metode 1– Rammeverk for økosystemtjenester	30
3.4.2 Metode 2– Konsekvensvifta	31
3.5 Oppsummering – fordeler og ulemper ved metodene	33
4. Kvalitativ beskrivelse av klima- og miljømessige kostnader ved tapt vannkraftproduksjon	34
4.1 Det fremtidige energisystemet vi legger til grunn.....	34
4.2 Scenario 1: Konkurransedyktig kraftproduksjon utenfor Norge	35
4.2.1 Klimakostnader.....	35
4.2.2 Andre miljøkonsekvenser	37
4.3 Scenario 2: Konkurransedyktig norsk kraftproduksjon	37

4.3.1	Klimakostnader	38
4.3.2	Miljøkostnader.....	40
4.4	Kostnader for alternativ kraftproduksjon over tid.....	40
5.	Eksempel på innarbeidelse av klima- og miljøkostnader i tiltaksvurdering av Aura	42
6.	Anbefalinger og behov for videre arbeid.....	45
6.1	Dagens praksis og regelverk for gjennomføring av tiltaksanalyser	45
6.2	Grunnlaget for prioriteringsliste i NVE (2013)	47
6.2.1	Kommentarer til NVE (2013)	48
6.3	Anbefaling – utvikling av nytte-kostnadsdelen i tiltaksanalysene	49
6.4	Behov for videre utredninger	50
	Referanser	51

Figurer:

Figur 2.1.	Konsekvenser av redusert vannkraftproduksjon i Norge basert på «økosirken»	13
Figur 3.1:	Kostnader av redusert vannkraftproduksjon	19
Figur 3.2:	Likevekt i markedet for klimagassutslipp	20
Figur 3.3:	Likevekt i kraftmarkedet ved prising av CO ₂ -utslipp	21
Figur 3.4:	Karbonpriselement i kraftprisen ved slakt og stramt utslippstak	21
Figur 3.5:	Kostnadene av redusert kraftproduksjon og tapt fleksibilitet vil antagelig øker over tid (prinsipiell skisse)	25
Figur 3.6.	Det samfunnsøkonomiske overskuddet i kraftmarkedet ved eksport til utlandet	26
Figur 3.7.	Endret likevekt i kraftmarkedet av redusert vannkraftproduksjon	26
Figur 3.8.	Endret produsentoverskudd ved redusert vannkraftproduksjon og full eksport	27
Figur 3.9.	Redusert konsumentoverskudd ved redusert vannkraftproduksjon	28
Figur 3.10.	Reduserte flaskehalsinntekter ved redusert vannkraftproduksjon	29
Figur 4.1.....		37
Figur 4.2:	Langsiktige marginalkostnader for det digitalt kartlagte småkraftpotensialet per 1.1.2012, €/MWh (2014-priser).....	39
Figur 4.3:	Mulig prisbane for kraft over tid, inkludert klimakostnader, €/MWh (2014-priser) ..	41
Figur 5.1:	Avveining mellom nytte og kostnader ved miljøforbedrende tiltak i regulerte vassdrag	42
Figur 6.1	Hovedtrinn i en lokal tiltaksanalyse for hvert vannområde.....	46

Bokser:

Tekstboks 1.1	NVE: Anslått krafttap som følge av foreslåtte tiltak og beregnet samfunnsmessig kostnad.	10
Tekstboks 4.1	Kostnader av å nå klimamål er i denne sammenheng beregnet uavhengig av land	37

Hovedpunkter

Krav til minstevannføring og/eller endringer i manøvreringsreglement med konsekvenser for vannkraftproduksjonen, vil kreve at hele eller deler av krafttapet erstattes av annen kraftproduksjon. Erstatningen kan være annen fornybar produksjon med tilhørende miljøkostnad i Norge, eller fossil kraftproduksjon i et europeisk kraftmarked. Vannkraften har dermed en miljø- og klimaverdi som bør verdsettes og tas hensyn til i avveien mellom nytte og kostnader ved vanntiltak. I tiltaksanalysene som skal gjennomføres før regionale tiltaksprogrammer vedtas er det derfor behov for fullstendige samfunnsøkonomiske analyser basert på forventingsrette kalkulasjonspriser der klimakostnadene er inkludert. Miljøkostnadene og andre vesentlige konsekvenser ved produksjon av erstatningskraft må inkluderes i nytte-kostnadsanalysen for å sikre en avveien mellom nytte- og kostnader slik forskriften krever. Foreliggende oversikt over hvilke vannkraftkonsesjoner som kan revideres er ikke basert på en fullstendig nytte-kostnadsanalyse. Det anbefales at dagens praksis og veileder for tiltaksanalyser begrunnet i vannforskriften oppdateres og videreutvikles med krav om at de samfunnsøkonomiske analysene utføres i tråd med Finansdepartementets veileder for denne type analyser og øvrige føringer gitt i NOU 2012:16.

Bakgrunn

I henhold til vannforskriften §§ 25 og 29 skal det i 2015 vedtas regionale tiltaksprogrammer med tiltak basert på en analyse av kostnader og nytte ved tiltakene. NVE (2013) gir en oversikt over hvilke vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022, med forslag til prioriteringer. NVE anslår at forslagene vil gi et krafttap på 2,3 – 3,6 TWh/år. De samfunnsmessige kostnadene av et produksjonstap på 1 TWh er av NVE beregnet til en nåverdi i størrelsesorden 7 mrd kroner.

I denne rapporten har vi konsentrert oss om klima- og miljømessige kostnader knyttet til redusert vannkraftproduksjon som følge av tiltak begrunnet i vannforskriften. Vi viser hvordan eventuell tapt vannkraftproduksjon, som følge av krav til minstevannføring, endringer i manøvreringsreglement eller på annen måte, kan tenkes å erstattes av annen kraftproduksjon på lang sikt. Dette gjøres gjennom to stiliserte scenarioer. I det ene scenarioet erstattes bortfallet av vannkraftproduksjon med investering og drift av gasskraftverk med CO₂-håndtering. Vi argumenterer for at klimakostnadene internaliseres i kraftprisen, men at disse må øke kraftig over tid for å være forenelig med togradersmålet. En riktig kalkulasjonspris for verdien av tapt vannkraftproduksjon skal med dette utgangspunkt inkludere klimakostnadene slik at hensynet til klima inkluderes i den samlede avveien av nytte og kostnader ved miljøtiltak i vannkraftverk.

Naturinngrep ved alternativ kraftproduksjon bør inkluderes i beslutningsgrunnlaget

I scenario to forutsetter vi at tapt vannkraftproduksjon som følge av vanntiltak erstattes med annen fornybar produksjon i Norge. Vi har vurdert vindkraft og småkraft som de mest relevante alternativene. Utbygginger av denne typen kraftproduksjon vil medføre nye inngrep i naturen med konsekvenser for mange av de samme økosystemtjenestene som vanntiltakene har som formål å forbedre. Innenfor dagens praksis sees det kun på nytteverdien i områdene der tiltakene gjøres, mens eventuelle ulemper for miljø, friluftsliv, jakt og fiske, fisk og fugleliv som følger av utbygging av alternativ kraft, ikke inngår i beslutningsgrunnlaget. Dette er

verdier som i liten grad er internalisert i utbyggings- og driftskostnadene. Såkalte ikke-prissatte effekter ved småkraftverk og vindkraftverk er godt kjent gjennom konsekvensutredninger av påtenkte prosjekter. Selv om det er store stedlige variasjoner mener vi det foreligger tilstrekkelig kunnskap til å kunne veie miljøeffektene av vannregulerende tiltak mot ulemper ved alternativ kraftproduksjon på et overordnet nivå. Dette vil muligens kreve noe "kalibrering" innenfor dagens metodikk, men bør likevel kunne innarbeides i tiltaksanalyser. Dermed vil blant annet kostnader for miljø og friluftsliv/turisme av utbygging av vindkraftverk og småkraftverk vurderes på samme måte som nyttesiden av vannslipp begrunnet i vannforskriften.

Utfordrende å anslå mengde kraft som skal erstattes

Tapt vannkraftproduksjon vil kunne gi andre tilpasninger som ikke krever erstatning av energimengden som faller bort, for eksempel energieffektivisering. Det vil derfor være usikkert hvor mye av bortfallet som erstattes. For å ivareta denne usikkerheten i tiltaksanalysene anbefales det å gjøre beregninger av miljøkonsekvenser og kostnader ved å realisere klimamål der samme energimengde erstattes, samt der halvparten erstattes. Dersom de samlede nyttevurderingene er følsomme for denne forutsetningen bør det gjøres nærmere analyser for å vurdere hvor mye, og hva slags energierstatning vanntiltaket tåler for at den samlede nytten skal være positiv.

Verdien av regulerbarhet og fleksibilitet – behov for kalkulasjonspriser

Fleksibel kraftproduksjon kan endre produksjonsmengden både hurtig og til en lav kostnad. Regulerbar vannkraft har ofte disse egenskapene. Behovet for fleksibilitet er stort i kraftmarkedet ved hyppige og store svingninger i etterspørselen kombinert med mye uregulert kraftproduksjon som vindkraft og solkraft. Vanntiltak som reduserer mengden regulerbar kraft vil derfor ha tilleggskostnader. Kostnadene ved å etablere og drifte pumpekraftverk som ellers ikke ville blitt etablert, kan indikere den langsiktige verdien av regulerbarhet i Norge. Våre estimat (se avsnitt 4.3.1) er imidlertid svært usikre og vi mener nye kvantitative studier bør gjennomføres for å anslå kostnaden av tapt fleksibilitet på både lang og kort sikt. Miljøkostnader og andre ikke-prissatte effekter av for eksempel pumpekraft bør da i prinsippet også regnes med.

Samtidig kan redusert fleksibel vannkraftproduksjon gi endret kjøring og sterkere utnyttelse av manøvreringsmulighetene til øvrig fleksibel vannkraft. Slike tilpasninger vil ofte være rimeligere enn å bygge pumpekraftverk. Hvis øvrig vannkraft i større grad utnytter muligheter for å tappe ned og fylle opp magasin, oftere legger seg på minstevannføring osv. kan dette ha negative effekter for miljø, fiske og friluftsliv/turisme. Dette vil da bidra til å redusere den samlede nytteverdien ved vanntiltaket.

Kostnadsanslag og vurderinger av miljø- og klimakostnader ved alternativ kraftproduksjon

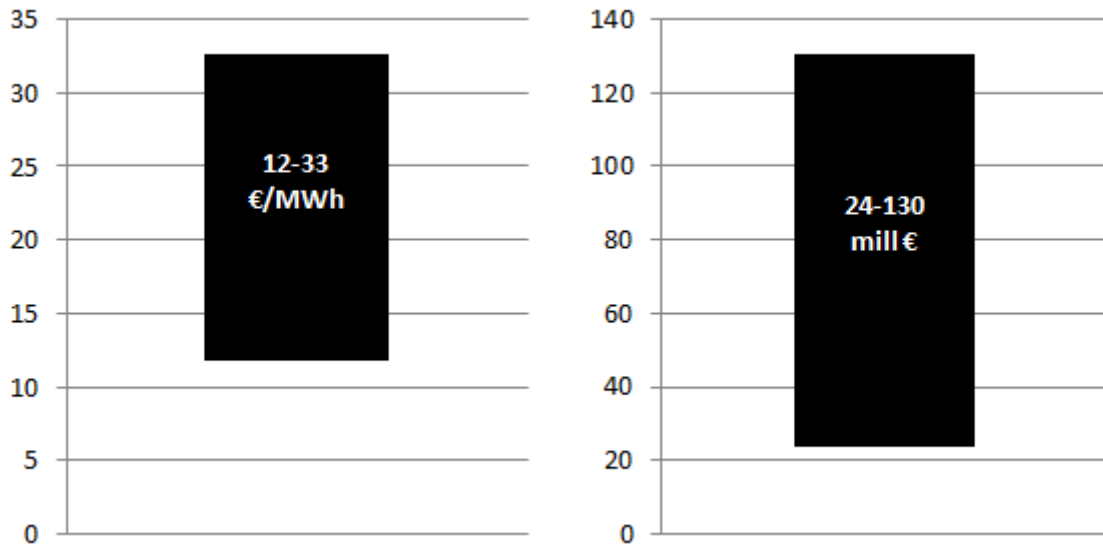
De tilknyttede årlige klimakostnadene (rensekostnadene) av å erstatte 2-4 TWh regulert vannkraftproduksjon med gasskraft inkl. CCS anslås til 24-130 mill. euro. Dette tilsvarer 38-104 euro i rensekostnad per tonn CO₂. Klimakostnadene kommer i tillegg til de generelle kostnadene for gasskraftproduksjon som både kan erstatte energitapet og store deler av den tapte fleksibiliteten. Anslagene er usikre og intervallet er basert på flere studier angitt i rapporten. Kostnadene ligger relativt høyt sammenlignet med de gjennomsnittlige CO₂-prisene for 2030 som er forenlig med togradersmålet og refereres i NOU 2012:16 («Hagenutvalget»).

Samtidig er CO₂-prisene for 2050 over vårt intervall i alle de internasjonale studiene som NOUen presenterer. Dette tyder på at 24-130 mill. euro er egnet til å beskrive klimakostnadene av tapt vannkraftproduksjon en gang mellom 2030 og 2050, gitt en streng klimapolitikk som oppfyller togradersmålet primært gjennom CCS. Dette er illustrert i Figur A. Metoden og resultatene er nærmere beskrevet i avsnitt 3.3.3 og avsnitt 4.2.1.

Figur A:

(a) Merkostnader av karbonfangst og lagring (CCS) ved gasskraftproduksjon (2014-priser)

(b) Årlige merkostnader av å oppfylle klimamålet hvis 2-4 TWh redusert vannkraft erstattes av gasskraft med CCS (2014-priser).



Miljøkonsekvenser ved erstatningskraft basert på vind

I følge NVE (2014) vil de landbaserte vindturbinene som etableres i Norge i de kommende årene ha installert effekt mellom 2 og 3,6 MW. Vindkraftkonsesjonene som er gitt, eller under behandling per mars 2014 har i gjennomsnitt 2850 timer brukstid (per år). Gitt disse forutsetningene og *dagens* tilgjengelige teknologi kan et årlig energitap på 2-4 TWh erstattes av 192-690 landbaserte vindmøller. Dette tilsvarer 6-23 vindmølleparker med 30 vindmøller. I fremtiden er det grunn til å håpe på mer effektive møller og behov for færre parker og møller. På den annen side skal det bygges vindkraft uavhengig av endringer i vannkraftproduksjonen. Hver enkelt vindturbin legger beslag på arealer, og i tillegg kommer adkomstveier og tilknytningsledninger til eksisterende kraftledningsnett. I noen tilfeller vil etablering av vindmølleparker være avhengig av oppgraderinger i kraftnettet. Kostnader for miljø og friluftsliv/turisme av utbygging av vindkraftverk må vurderes på samme måte som nyttesiden av vannslipp begrunnet i vannforskriften.

Usikkert om småkraftverk er et reelt erstatningsalternativ

Småkraft defineres her i tråd med NVEs terminologi som vannkraftverk med 1-10 MW installert effekt. Konsesjonssøknadene som var registrert i NVEs database per mars 2014 hadde i gjennomsnitt 3,3 MW installert effekt og 3079 timer brukstid, noe som gir ca. 10 GWh i årlig produksjon per småkraftverk. 2-4 TWh årlig energitap kan altså erstattes av 200-400

småkraftverk. Det er usikkerhet mht om det vil være et tilstrekkelig utbyggingspotensial til akseptable kostnader som gjør det mulig å realisere alternativ kraftproduksjon på denne måten innenfor akseptable kostnadsrammer og akseptable konsekvenser for relevante økosystemtjenester.

Skattefinansieringskostnader ved tapte kraftinntekter til offentlig sektor

Bortfall av kraftproduksjon kan gi lavere inntekter til offentlige eiere som i neste runde øker skattetrykket. I nytte- kostnadsanalyser legger man normalt til grunn skattefinansieringskostnad på 20 prosent på toppen av inntektstapet til offentlig sektor. Skattekostnadene kommer i tillegg til kostnadene som NVE har beregnet.

Behov for videreutvikling av dagens tiltaksanalyser for å møtekomme krav fra OED

Olje- og energidepartementet (OED) presiserer i brev datert 24.januar 2014 at tiltaksprogrammet som skal danne grunnlaget for å sette miljømål i sterkt modifiserte vannforekomster, ikke skal være en oppramsing av alle tenkelige tiltak, men være prioriterte og realistiske tiltak med gode miljøeffekter i forhold til kostnader. Etter våre vurderinger vil dette kreve en videreutvikling av dagens praksis og veiledere for gjennomføring av tiltaksanalyser av vanntiltak. I kapittel 6 argumenterer vi for at det gjennomføres nytte-kostnadsanalyser i tråd med Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomiske analyser (Finansdepartementet, 2005). Det gis også en kort oppsummering av hvilke endringer fra analysene bak prioriteringslisten utarbeidet av NVE (2013) som da vil kreves. De viktigste endringene er:

- En spesifisering av nettoeffekten det påtenkte tiltaket vil medføre for: Fisk og fiske, jakt, øvrig naturmangfold landskap og friluftsliv (inkludert reiseliv). Det er ikke tilstrekkelig at det fastsettes miljømål for området, - det må vises hvilke konkrete effekter det påtenkte tiltaket vil medføre.
- Det må redegjøres for tilsvarende effekter for det som antas å være den mest sannsynlige erstatningskraften for kraftbortfallet. I og med det er usikkerhet om hvor mye kraft som vil bli erstattet i Norge bør det vises konsekvensene av et tilfelle der all kraft erstattes f.eks gjennom et stilisert vindkraftprosjekt, og der halvparten erstattes
- Det må benyttes riktige kalkulasjonspriser hvor kraftprisene er basert på økende CO₂-priser/klimakostnader over tid.

Avslutningsvis (avsnitt 6.4) peker vi på områder hvor vi mener det er behov for mer kunnskap for å kunne utforme mest mulig presise samfunnsøkonomiske analyser. Selv om mer kunnskap vil kunne øke kvaliteten på denne type analyser, mener vi at det foreligger tilstrekkelig kunnskap til å kunne anslå klima- og miljøverdiene ved vanntiltak slik at det kan utarbeides en prioriteringsliste som sikrer at tiltakene med størst netto-nytteeffekt prioriteres. Dette krever at analysene gjennomføres med samme forutsetninger og kalkulasjonspriser. I tillegg bør det kreves følsomhetsanalyser som viser tiltakets følsomhet for endrede rammebetingelser.

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Forskrift om rammer for vannforvaltningen, FOR 2006-12-15 nr. 1446 (vannforskriften) gjennomfører vanddirektivet i norsk rett. I henhold til vannforskriften §§ 25 og 29 skal det i 2015 vedtas regionale tiltaksprogrammer med tiltak basert på en analyse av forholdsmessigheten mellom kostnader og nytte ved tiltakene.

Tiltakene vil føre til flere typer kostnader, bl.a

- Tapte inntekter som følge av produksjonstap og kostnadene ved å gjennomføre tiltak (for eksempel en fisketrapp) – dette omtales som direkte kostnader.
- Indirekte samfunnsøkonomiske kostnader som følge av tapt reguleringsevne i nettet
- Andre følger for kraftforsyningen (energisikkerhet) og eventuelle kostnader som følge av redusert flomsikring (typisk på grunn av endringer i manøvreringsreglementet).

Dette er viktige kostnader som er utredet i flere sammenhenger tidligere.

I denne utredningen har vi konsentrert oss om klima- og miljømessige kostnader knyttet til redusert vannkraftproduksjon som følge av vannslipp begrunnet i bedre vannmiljø. Tap av vannkraftproduksjon vil kunne erstattes med annen fornybar produksjon med tilhørende miljøkostnad for å sikre oppfyllelse av norske klima- og fornybarmål, jf. også vedtatte mål for elsertifikatmarkedet. Alternativt vil redusert norsk vannkraftproduksjon kunne bli erstattet av fossil kraftproduksjon i et europeisk kraftmarked. Vannkraften har dermed en miljø- og klimaverdi som bør verdsettes og tas hensyn til i analyser av forholdsmessigheten mellom kostnader og nytte ved vanntiltak. Redusert vannkraftproduksjon kan også gi tilpasninger på forbrukersiden som reduserer behovet for erstatning av tapt kraftproduksjon. Energieffektivisering og/eller redusert forbruk som følge av eventuelle kompenserende tiltak eller høyere priser kan redusere behovet for erstatningskraft. Eventuelle tilpasninger på forbrukersiden bidrar til å øke usikkerheten mht for mye av produksjonstapet knyttet til vanddirektivet som skal erstattes.

NVE (2013) gir en oversikt over hvilke vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022, med forslag til prioriteringer. NVE anslår at forslagene vil gi et krafttap på 2,3 – 3,6 TWh/år. De samfunnmessige kostnadene av et produksjonstap på 1 TWh er av NVE beregnet til en nåverdi i størrelsesorden 7 mrd kroner (jf Tekstboks 1.1, neste side). I følge NVE¹ inngår verken klimakostnader eller eventuelle andre miljøkostnader ved produksjon av erstatningskraft i dette beløpet. Kostnadene med å erstatte fleksibilitet og magasinrestriksjoner synes heller ikke å være fullt ut ivaretatt i beregningene.

For å kunne vurdere forholdet mellom kostnader og nytte av den type miljøtiltak som reguleres av vannforskriften, er det vesentlig at miljøgevinsten som oppnås vurderes i forhold til miljø- og klimakostnader ved energiproduksjonen som kommer i stedet for produksjonen

¹ Epost datert 23.april 2014

som faller bort. Dette er også i tråd med kravene til tiltaksanalyser, noe som presiseres i Veileder 01: 2014. *Sterkt modifiserte vannforekomster* (Vannportalen, 2014) der det blant annet står:

” Her bør man også vurdere om den samfunnsnyttige bruken har en miljøgevinst som alternativt må erstattes med et dårligere miljømessig alternativ. For eksempel produserer vannkraft fornybar energi. Reduksjon av kraftproduksjon vil måtte erstattes med utbygging av ny energiproduksjon som medfører nye inngrep eller andre energikilder med høyere CO₂ utslipp”

Vannforskriften krever at det skal utarbeides regionale tiltaksprogram og at disse skal vedtas i 2015. Tiltaksprogrammene skal være basert på *tiltaksanalyser*.

Med tiltaksanalyse menes i følge vannportalen.no:

” En opplisting og faglig vurdering/rangering av relevante tiltak i et avgrenset område, normalt et vannområde. Det vil normalt være en arbeidsgruppe (vannområdegruppe) knyttet til det enkelte vannområde som utarbeider tiltaksanalysen, som vil være et faglig innspill til arbeidet på vannregionnivå med å sette sammen et tiltaksprogram.”

Det foreligger to veiledere i gjennomføring av denne type tiltak; *Vannforskriften, Veileder i arbeidet med miljøtiltak*. Versjon 1.0 (Direktoratgruppen, 2007) og *Veileder 01: 2014. Sterkt modifiserte vannforekomster* (Vannportalen, 2014). Veilederen gir imidlertid få konkrete retningslinjer mht hvordan miljø- og klimakostnader ved alternativer som vil erstatte bortfall av vannkraftproduksjon skal behandles. Det gis heller ikke konkrete retningslinjer om hvilke forutsetninger som bør gjøres om erstatningskraft (type og mengde), eller hvordan ulike typer miljøeffekter skal vurderes i forhold til hverandre.

Tekstboks 1.1 NVE: Anslått krafttap som følge av foreslåtte tiltak og beregnet samfunnsmessig kostnad.

Anslått krafttap som følge av foreslåtte tiltak i de prioriterte vassdragene (kat. 1.1/1.2) er 2,3-3,6 TWh/år ved slipp av Q95 minstevannføring i sommer- og vinterperioden på spesifiserte elvestrekninger. For vassdrag i kat. 1.1 (høy prioritet) er krafttapet anslått til 1,1-1,7 TWh/år, mens det for vassdragene i kat. 1.2 (lavere prioritet) er anslått et krafttap på 1,2-1,9 TWh/år. En mindre andel av krafttapet inngår i eksisterende miljørestriksjoner i vassdragene. Det er som tidligere nevnt betydelig usikkerhet knyttet til forutsetningene for krafttapsberegningene, og de må derfor kun betraktes som grove anslag.

De samfunnsmessige kostnadene ("nåverdien") av et produksjonstap på 1 TWh, vil være i størrelsesorden 7 mrd.kr. (5 prosent diskonteringsrente over 40 år).

Kilde: NVE (2013) sitat fra sammendrag

1.2 Formål og mandat for utredningen

Per i dag foreligger det med andre ord ingen retningslinjer for hvordan klima- og miljøkostnader som følge av bortfall av vannkraft skal behandles i tiltaksanalyser. Oversikten over vannkraftrevisjoner som kan revideres innen 2022 viser i følge NVE (2013) hvilke vassdrag eller vassdragsavsnitt der de samfunnsmessige gevinstene av mulige miljøforbedringer antas å overstige de samfunnsmessige kostnadene i form av redusert fornybar regulerbar

kraftproduksjon. Klimakostnader og miljøkostnader ved en eventuell erstatningsproduksjon er ikke hensyntatt i denne oversikten.

Energi Norge ønsket med dette utgangspunkt en utredning om verdien av norsk vannkraft vurdert i et klima- og miljøperspektiv. Formålet med utredningen er å bidra med et kunnskapsgrunnlag til de kommende tiltaksanalysene som skal gjennomføres for derigjennom å bidra til et bedre beslutningsgrunnlag for fastsettelse av regionale tiltaksprogrammer.

Mandatet for utredningen er gitt gjennom følgende punkter:

- a) Beskrive hvordan eventuell tapt vannkraftproduksjon, som følge av krav til minstevannføring, endringer i manøvreringsreglement eller på annen måte, vil erstattes av annen kraftproduksjon innenfor eksisterende og sannsynlige fremtidige politiske og markedsmessige rammebetingelser, særlig politiske mål for fornybar energi og reduksjon av klimagassutslipp i 2050-perspektiv.
- b) Beskrive alle relevante typer samfunnsøkonomiske kostnader ved å erstatte slik tapt vannkraftproduksjon, herunder klimagassutslipp og miljøkonsekvenser slik som forurensning, arealbeslag og tap av naturmangfold ved annen kraftproduksjon.
- c) Sammenstille eksisterende tilnærminger for den nærmere beregningen av verdien av norsk fornybar vannkraft i et klima- og miljøperspektiv ut fra oversikten under b) ovenfor, både samlet for Norge og per energienhet. Internasjonale tilnærminger skal tas med. Verdsetting av CO₂-utslipp skal sees i lys av kvotemarkedet ETS, men også i et 2050-perspektiv med mål om reduserte CO₂-utslipp fra 1990 på 80-95 prosent, jf. diskusjonen om karbonprisbane i NOU 2012:16. Verdsetting av miljøkostnader ved ny produksjon, herunder ny fornybar produksjon, skal sees i lys av blant annet arbeidet med NOU 2013:10 om verdier av økosystemtjenester.
- d) Evaluere tilnærmingene ved å beskrive svakheter og styrker og peke på behovet for videre arbeid for å forbedre dem metodisk.
- e) Gjennom bruk av den beste metoden tilgjengelig, så langt som mulig beskrive kvalitativt de miljø- og klimamessige kostnadene ved 2-4 TWh tapt vannkraftproduksjon samlet og per kWh. Eventuelle forskjeller i verdi som følge av regulerbarhet av vannkraften skal komme særskilt frem. Kvantitative anslag skal eventuelt angis i et spenn per energienhet der de sentrale forutsetningene for anslaget kommer klart frem.
- f) Gjennom et eksempel vise hvordan verdsetting av klima- og miljøverdier kan integreres i kost/nytte analyse som en del av en tiltaksanalyse for et konkret vassdrag i arbeidet med tiltaksprogrammer under vannforskriften.

1.2.1 Forbehold og usikkerhet

Utredningens rammer har ikke gitt rom for egne modellberegninger av kostnader og sammenhenger. Alle tallanslagene som gis i rapporten er derfor basert på litteratur, resultater fra andre analyser og stiliserte teoretiske analyser. De prinsipielle og metodiske vurderingene som gjøres er i liten grad avhengig av eksakte kostnadsanslag, og vurderes derfor som gyldige, uavhengig av presisjonsnivået på tallanslagene som gis. Tallanslagene er usikre og vi anbefaler i kapittel 6 ytterligere utredninger for å øke presisjonsnivået for derigjennom å kunne utarbeide mer presise nytte-kostnadsanalyser av vanntiltak.

1.3 Løsning og organisering av rapporten

Rapporten starter med en prinsipiell gjennomgang og drøfting av mulige konsekvenser og kostnader knyttet til norsk vannkraftproduksjon (kapittel 2). De viktigste kostnadspostene ved å erstatte tapt vannkraftproduksjon identifiseres og beskrives.

I kapittel 3 drøfter vi ulike metodiske tilnærmeringer for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv. Kapitlet drøfter i hvilken grad eventuelle miljø- og klimakostnader kan forventes å bli internalisert i kraftprisene, samt hvordan miljø- og klimakostnader bør behandles i en samfunnsøkonomisk analyse. Det presenteres også to mulige tilnærminger for å vurdere såkalte ikke-prissatte effekter der det vises eksempler på hvordan effekter for miljø, friluftsliv, jakt og fiske er behandlet i gjennomførte konsekvensutredninger for hhv vindkraft og småkraftverk.

I kapittel 4 viser vi gjennom to ulike scenarier hvordan bortfallet av vannkraft kan tenkes erstattet. Utredningen er gjennomført innenfor en begrenset tids- og ressursramme. Det har derfor vært nødvendig å trekke noen overordnede forutsetninger om energimarkedet som er felles for vurderingene og de øvrige analysene i rapporten. Det gis også en presentasjon av sentrale rammebetingelser og hvilke forutsetninger vi legger til grunn for det fremtidige energimarkedet. Det gjøres kostnadsanslag over investeringskostnader og drift av et gasskraftverk med karbonfangst og lagring i utlandet, der merkostnadene ved å oppfylle klimamål behandles for seg. Det gjøres også anslag over kostnadene dersom energibortfallet skal erstattes med hhv vindkraft og småkraftverk. Kostnadene ved tapt fleksibilitet illustreres gjennom installasjon av et pumpekraftverk som ellers ikke ville blitt realisert. Kostnadsanslagene er usikre og kun ment som illustrasjoner for å vise kostnader som til nå ikke har vært inkludert i vurderingene av vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022.

I kapittel 5 viser vi gjennom et eksempel hvordan verdsetting av klima- og miljøverdier kan integreres i nytte-kostnadsanalyser som en del av en tiltaksanalyse for Auravassdraget. I dokumentasjonen vi har hatt tilgang til er imidlertid ikke nettoeffekten av de foreslåtte tiltakene dokumentert. Uten en spesifisering av effektene som ønskes oppnådd er det ikke mulig å veie de ikke prissatte effektene ved alternativ kraftproduksjon mot miljøforbedringene som søkes oppnådd. Eksempelet viser derfor i første rekke effekten av inkludere klimakostnadene.

I kapittel 6 vurderer vi dagens veiledere for tiltaksanalyser (vanntiltak) i lys av resultatene fra de foregående kapitlene og føringene for denne type tiltaksanalyser gitt gjennom brev fra OED datert 24.januar 2014, samt generelle krav til samfunnsøkonomiske analyser som blant annet følger av utredningsinstruksen. Kapitlet peker på nødvendige forbedringer i dagens praksis for å kunne tilfredsstillende Finansdepartementet (2005) sin minimumskrav til en samfunnsøkonomisk analyse. Anbefalingene støtter opp under innspill fra NVE gitt i brev datert 19.mars 2014 og burde således være gjennomførbare. Kapitlet gir også noen forslag til videre utredninger for å øke kunnskapsgrunnlaget om klima- og miljøverdier ved norsk vannkraftproduksjon.

2. Konsekvenser og kostnader av redusert norsk vannkraftproduksjon

Dette kapitlet starter med en oversikt over konsekvensene av redusert norsk vannkraftproduksjon. Deretter gis det en noe mer utfyllende beskrivelse av hvordan eventuell tapt vannkraftproduksjon kan erstattes av annen kraftproduksjon innenfor eksisterende og sannsynlige fremtidige politiske og markedsmessige rammebetingelser. Det redegjøres videre for forutsetninger og ytre rammebetingelser som vil være viktige for å fastlegge hvor mye av produksjonstapet som må erstattes, samt hvordan, eller fra hvilke kilder erstatningen kan forventes å komme.

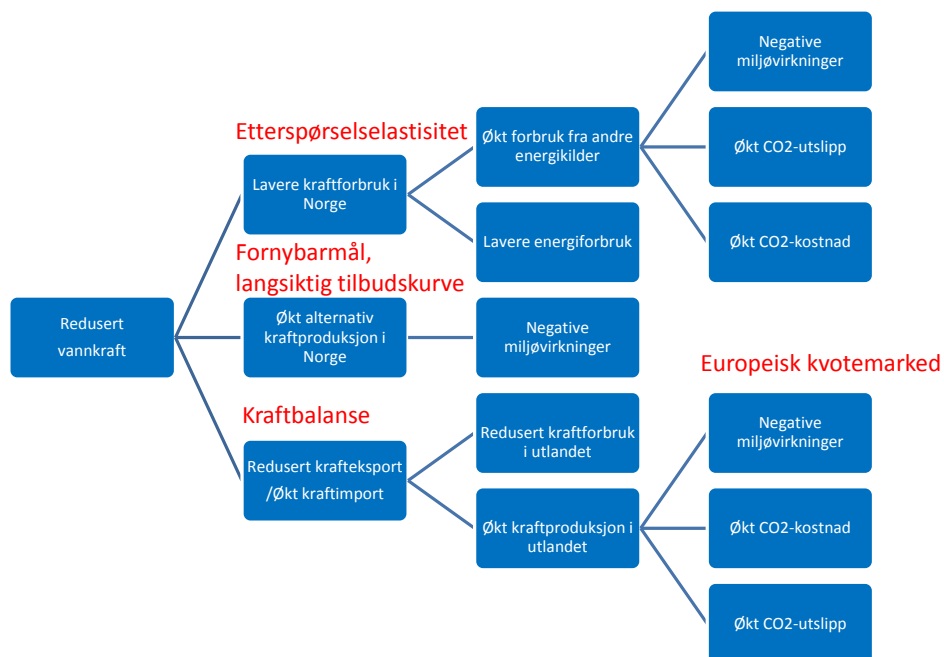
Avslutningsvis gis det en kort beskrivelse av relevante samfunnsøkonomiske kostnader ved kraftproduksjon eller forbrukertilpasninger som kommer som følge av redusert vannkraftproduksjon.

2.1 Konsekvenser av redusert vannkraftproduksjon

Redusert norsk vannkraftproduksjon har mange potensielle konsekvenser. Figur 2.1 viser en enkel skjematisk oversikt over volumeffektene som til slutt kan lede til negative miljøvirkninger, økte CO₂-utslipp, eller økte kostnader av å oppfylle klimamål (kalt «økt CO₂-kostnad»).

Figurens første og andre nivå er basert på den såkalte «økosirken» – Redusert vannkraftproduksjon må nødvendigvis medføre lavere kraftforbruk i Norge, økt alternativ kraftproduksjon og/eller redusert nettoeksport.

Figur 2.1. Konsekvenser av redusert vannkraftproduksjon i Norge basert på «økosirken»



2.2 Hvordan kan redusert vannkraftproduksjon i Norge erstattes?

Figur 2.1 viser tre potensielle måter tapt vannkraftproduksjon kan erstattes på innenfor eksisterende og sannsynlige fremtidige politiske og markedsmessige rammebetingelser:

- Lavere kraftforbruk i Norge
- Økt alternativ kraftproduksjon i Norge
- Redusert krafteksport / økt kraftimport

Det er da forutsatt at det eksplisitt eller implisitt foreligger mål om fornybar energi og reduksjon av klimagassutslipp. Vurderingen er gjort i et 2050-perspektiv. Innenfor dette perspektivet er det neppe realistisk å anta bruk av andre energikilder i Norge, som atomkraftverk eller nye energikilder som foreløpig ikke er testet ut i storskalaformat.

2.2.1 Lavere kraftforbruk i Norge

Lavere kraftforbruk i Norge kan skyldes økt forbruk fra andre energikilder eller lavere energiforbruk. Økt forbruk fra andre energikilder kan gi negative miljøvirkninger og økt CO₂-utslipp. Andre energikilder kan være lokal bruk av gass, mer vedfyring til oppvarming, økt bruk av solceller, solfangere mv. Det kan også være økt bruk av fossile drivstoff i en transportsektor som synes å bli stadig mer elektrifisert. Endringer i de relative prisene mellom ulike energikilder, og en eventuell økning i elprisen som følge av redusert kraftproduksjon, kan gi vridninger i valg av energikilder. Etterspørsel- og substitusjonselastisiteter, dvs følsomheten for ulike priser er avgjørende for tilpasningene på kort og lang sikt, gitt at bortfall av vannkraftproduksjonen gir priseffekter i det norske markedet.

Lavere energiforbruk kan komme som følge av høyere energieffektivitet i økonomien og/eller lavere energitjenestenivå, med lavere komfort for forbrukerne, reduksjon av energibaserte tjenester, vridninger i næringssammensetning eller endrede produksjonsmetoder som gir lavere etterspørsel etter energi. Etterspørsel elastisiteten, dvs hvor følsomme forbrukere og næringsliv er for endringer i energiprisene har betydning for hvordan energiforbruket vil påvirkes av redusert vannkraftproduksjon. Hvordan energiprisene i Norge vil påvirkes av produksjonsbortfall henger i stor grad sammen med utvekslingskapasiteten til utlandet. Myndighetene kan også velge å innføre kompensierende tiltak for å stimulere til ytterligere energieffektivisering. Dette vil å så fall være tiltak som kommer i tillegg til eksisterende tiltak og støtteordninger som foreligger uavhengig av vanntiltakene og vil derfor trolig være svært kostnadskrevende for å kunne gi vesentlige effekter på energiforbruket.

Lavere energiforbruk som følge av energieffektivisering vil redusere behovet for erstatningskraft. Energieffektivisering vil også kunne påvirke fornybarandelen i Norge, men denne type problemstillinger er ikke vurdert i denne utredningen.

2.2.2 Økt alternativ kraftproduksjon i Norge

Økt alternativ kraftproduksjon i Norge kan både innebære økt utnyttelse av eksisterende produksjonskapasitet og investering i ny produksjonskapasitet, for eksempel vindkraft. Begge deler vil normalt medføre negative miljøvirkninger. Norge har i dag noen gasskraftverk uten CCS. Hvis disse også eksisterer i fremtiden kan mer gasskraftproduksjon gi høyere CO₂-utslipp og økte kostnader av å oppfylle klimamål. Vi har ikke vurdert sistnevnte som en direkte

konsekvens av økt kraftproduksjon i Norge da mengden gasskraft i Norge trolig er uavhengig av små endringer i norsk vannkraftproduksjon.

Fornybarmål på kort og lang sikt, samt hvordan dette er utformet, vil ha betydning for hvilken type kraftproduksjon som vil kunne komme i Norge som erstatning for bortfallet av vannkraftproduksjon som følge av vanntiltak. Utbyggingskostnader og øvrige rammebetingelser for ny kraftproduksjon danner tilbudskurven og vil i praksis sette rammene for hvor mye kraft som bygges ut.

2.2.3 Redusert nettoeksport og/eller økt kraftimport

Den nederste grenen i Figur 2.1, redusert nettoeksport, innebærer redusert krafteksport og/eller økt kraftimport over våre mellomlandsforbindelser. Disse volumene kan gjøres tilgjengelig av både redusert kraftforbruk i utlandet og økt kraftproduksjon i utlandet. Økt utenlandsk kraftproduksjon kan som i Norge innebære økt utnyttelse av ledig produksjonskapasitet og investeringer på lang sikt. Igjen kan begge deler bety negative miljøvirkninger, CO₂-utslipp og økte kostnader ved å oppnå klimamål.

2.2.4 Fordelingen vil avhenge av markedet og politiske rammebetingelser

Redusert norsk vannkraftproduksjon vil antagelig forplante seg gjennom flere av de overnevnte grenene. Fordelingen mellom de potensielle konsekvensene er svært avhengig av de politiske og markedsmessige rammebetingelsene som kraftmarkedet og karbonmarkedet står ovenfor. De viktigste rammebetingelsene er listet opp med rød skrift utenfor de tilknyttede boksene i Figur 2.1.

Et anslått krafttap på 2,3 – 3,6 TWh/år vil med andre ord kunne kompenseres på flere måter og avhenge av blant annet rammebetingelsene angitt med rød skrift i figuren. Kostnadene for å kompensere bortfallet vil avhenge av "produksjonsmiksen" som kommer i stedet for vannkraften som tas ut. Hvor mye kapasitet og produksjon som kreves for å erstatte tap av en gitt mengde vannkraft, vil avhenge av hvordan tapet erstattes, samt hvilke egenskaper vannkraften som tas ut har utover verdien som måles i TWh/år. Videre vil et eventuelt redusert kraftforbruk i Norge som følge av tilpasninger i markedet også ha betydning for hvor mye erstatningskraft det blir behov for. Samlet sett gir dette en stor usikkerhet mht hvor mye erstatningskraft i forhold til det som tas ut det vil være behov for. NVE (2013) understreker også at det anslåtte produksjonstapet er usikkert, noe som naturlig nok medfører en desto større usikkerhet mht hvor mye, og hva slags energiproduksjon som kommer som erstatning.

I kapittel 4 illustrerer vi gjennom to scenarier hvordan et produksjonstap på 2-4 TWh vannkraft kan tenkes erstattet, med tilhørende grove anslag over kostnadene ved å erstatte kraften vurdert i et klima og miljøperspektiv dersom 2-graders målet skal innfris. I kapittel 3 drøfter vi ulike tilnærminger for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv. Denne drøftingen ligger til grunn for anslagene som gjøres i kapittel 4.

2.3 Samfunnsøkonomiske kostnader ved mulige erstatninger

En samfunnsøkonomisk analyse skal i størst mulig grad beskrive virkningene for alle grupper som er berørt av et tiltak. Alle relevante effekter av tiltaket som analyseres skal inkluderes i analysen (Finansdepartementet, 2005). Dette betyr at alle vesentlige konsekvenser av

erstatningskraft og/eller forbrukertilpasninger skal inkluderes i en samfunnsøkonomisk analyse. Utfordringen er som vist over å anslå hvor mye av kraftbortfallet ved et vanntiltak som erstattes, på hvilken måte kraftbortfallet erstattes, samt hvilke tilpasninger med tilhørende effekter som ligger bak et eventuelt redusert kraftforbruk som følge av vanntiltaket. Videre i dette avsnittet beskriver vi kort noen relevant effekter som kan oppstå ved produksjon av erstatningskraft og mulige forbrukertilpasninger. Effektene er knyttet til siste nivå i Figur 2.1. Listen og drøftingene er ikke ment å være utfyllende.

I kapittel 3 går vi grundigere gjennom ulike tilnærminger og prinsipper for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv der blant annet kostnadskonsekvensen av ulike måter å erstatte bortfallet på, drøftes mer formelt.

Forbrukertilpasning – antas å ha marginale miljø- og klimaeffekter

Redusert vannkraftproduksjon kan gi tilpasninger på forbrukersiden. Tilpasningene kan komme som følge av høyere priser og/eller andre tiltak som har til hensikt å stimulere til energieffektivisering eller lavere energiforbruk. Lavere kraftforbruk kan også komme som følge av valg av andre energikilder. Dette kan gi følgende mulige konsekvenser:

- *Kostnader ved alternative energikilder.* Forbrukerne kan tilpasse seg gjennom å velge alternative energikilder til eksempelvis oppvarming. Dette vil som regel være forbundet med investeringskostnader for forbrukerne. I tillegg vil ulike valg av alternative energikilder kunne være beheftet med miljø- og/eller klimaeffekter. Eksempelvis vil installering av varmepumpe med gass som spisslast kunne få ned det samlede energibehovet, men tiltaket vil isolert sett gi økte CO₂-utslipp.
- *Kostnader ved energieffektivisering.* Utskiftninger av vinduer, økt isolasjon og installasjon av styringssystemer kan redusere energibehovet og gi høyere energieffektivitet. Dette krever investeringskostnader som ikke nødvendigvis alltid vil spares inn gjennom et livsløp. Økt isolasjon kan kreve et større fotavtrykk for nye bygg og økt samlet materialbruk. Dette vil isolert sett kunne medføre økt miljøbelastning.
- *Tapt velferd ved lavere komfort.* Dersom noen velger å tilpasse seg med et lavere energiforbruk uten at det gjøres tiltak som gir samme komfortnivå, vil dette gi et velferdstap for forbrukerne.

Det foreligger ikke kunnskap eller dokumentasjon som gir grunnlag for å anta at forbrukertilpasningen vil gi vesentlige miljø- og klimaeffekter som følge av bortfall av 2-4 TWh vannkraft per år. Dersom hele reduksjonen tas gjennom tilpasninger som gir et tilsvarende lavere energiforbruk i Norge, vil nettoeffekten for miljøet trolig være positiv. Bruk av alternative energikilder vil ofte, men ikke alltid, være beheftet med klimagassutslipp eller andre negative miljøeffekter. I en samfunnsøkonomisk analyse av vanntiltak med redusert kraftproduksjon som følge, vurderer vi miljøvirkningene ved eventuelle forbrukertilpasninger som marginale.

Investering i og drift av alternativ kraftproduksjon

Dersom bortfallet skal erstattes med annen kraftproduksjon i Norge, vil dette kreve investeringskostnader og driftskostnader som, gitt et effektivt system, vil gi høyere produksjonskostnader enn driftskostnadene som spares ved de foreslåtte reduksjonene. Kostnader ved alternativ kraftproduksjon drøftes nærmere i kapittel 3.

Klimagassutslipp/ økte kostnader av å oppfylle klimamål

Dersom bortfallet erstattes av termisk kraftproduksjon uten karbonhåndtering vil dette gi økte klimagassutslipp. Hvis kraftsektoren er del av kvotemarkedet for klimagassutslipp er den totale utslippsmengden uendret over tid. Likevel vil utslippstaket medføre høyere investerings- eller driftskostnader for alternativ kraft, enten pga. nødvendig kvotekjøp, eller fordi det blir nødvendig å investere i dyrere kraftproduksjon enn det som ville vært tilfellet uten utslippstak. Høyere priser kan gjøre forbrukertilpasning mer lønnsomt.

Miljøvirkninger

Andre miljøvirkninger vil i noen tilfeller delvis være inkludert i investeringskostnadene (se kap. 3). Arealbeslag vil i stor grad være inkludert i investeringskostnadene. I mange tilfeller vil imidlertid alternativ kraftproduksjon, som eksempelvis vindkraft, ha negative effekter for miljø, landskap og friluftsliv.

Hvilke virkninger og hvor store de er, vil avhenge av det konkrete (vind)kraftprosjektet.

Det kan være vanskelig å fastsette hvor store miljøvirkninger et vindkraftanlegg vil ha, på kort og lang sikt. Utbygging av vindkraftanlegg medfører for eksempel ofte bygging av et veinett i utbyggingsfasen. Både områder med veinett, fundamenter og turbiner kan i prinsippet tilnærmet føres tilbake til førtilstand ved konsesjonens utløp. Hvorvidt dette skjer i praksis er imidlertid usikkert. Hvor langvarige en del av effektene blir, kan derfor være avhengig av hva som skjer etter konsesjonens utløp. Videre kan veier som bygges i forbindelse med vindkraftutbygginger også ha nyttevirkninger både i konsesjonstiden og senere, og man kan derfor ønske å beholde dem. Veier til og i et område kan bidra til å øke bruksverdien for et område, selv om miljøvirkningene og de samlede virkningene for friluftsliv og reiseliv kan være negative.

Selv om det ikke er automatikk i at vindkraftanlegg bygges ut i en rekkefølge der de med færrest og minst miljøvirkninger bygges ut først, er det grunn til å tro at jo mer vindkraft som bygges ut, jo flere områder der det kan være betydelige miljøvirkninger, må tas i bruk.

Nettutbygging

Utbygging av alternativ kraft kan gjøre det nødvendig med forsterkning av kraftnettet. Vindkraftparker og småkraft utenfor eksisterende nett, eller i områder med svakt nett vil kunne medføre utbygging av kraftnett. Utbygging av kraftnett vil også ofte ha miljøvirkninger, blant annet virkninger for naturmangfold, landskapsbilde og friluftsliv. Også for nettutbygging vil hvilke og hvor store miljøvirkninger er, være avhengig av lokale forhold.

Skattefinansieringskostnader

I nytte- kostnadsanalyser legger man normalt til grunn skattefinansieringskostnad på 20 prosent på toppen av inntektstapet til offentlig sektor. Majoriteten av norsk kraftproduksjon er offentlig eid. Lavere offentlige inntekter kan øke skattetrykket. Det motsatte er tilfellet hvis kraftprisene og kraftinntektene øker.

Redusert flomsikring

Vannkraftmagasiner kan bidra til mindre vannføring nedstrøms, blant annet i perioder med flom. Krav om å ligge på høyeste regulerte vannstand (HRV) tidligere på sommeren kan

redusere muligheten til å ta i mot store nedbørsmengder før magasinet fylles opp. Dette reduserer flomsikringen.

Redusert forsyningssikkerhet

Til tross for et norsk kraftoverskudd vil store deler av produksjonsveksten komme fra uregulert vannkraft og vindkraft. Det kan dermed fremdeles være risiko for knapphet på effekt ved sen snøsmelting («vårknipa»). Mindre tilgjengelig regulerbar vannkraft vil øke denne risikoen. Hensynet til forsyningssikkerhet skal også være veid og ivaretatt i vurderingen av prioriterte vassdrag.

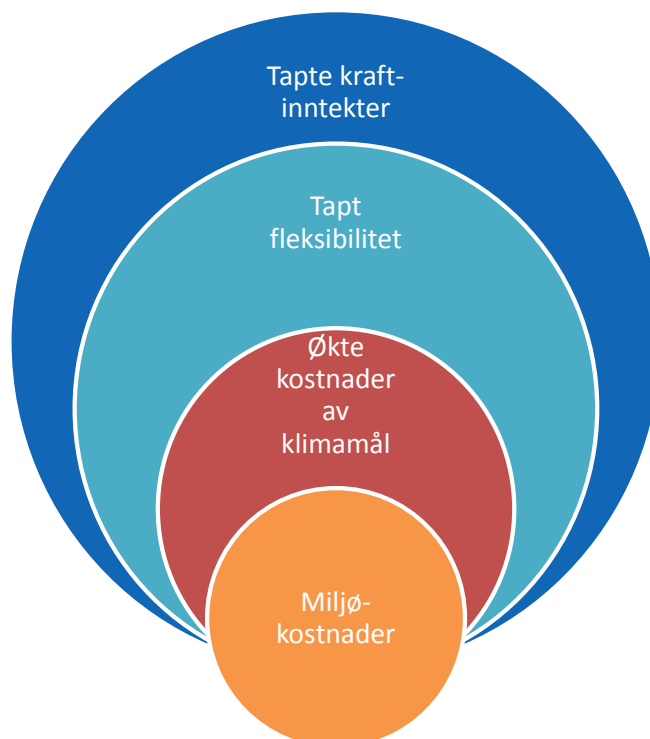
3. Tilnærminger for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv

I dette kapitlet drøfter vi ulike tilnærminger for beregning av verdien av norsk fornybar vannkraft i et klima- og miljøperspektiv. I gjennomgangen skiller vi mellom prissatte og ikke-prissatte effekter.

I et klimaperspektiv er vannkraften verdifull da teknologien er utslippsfri, relativt rimelig og ofte fleksibel (regulerbar). Redusert og mindre fleksibel vannkraftproduksjon medfører altså økte kostnader av å oppfylle klimamål. Alternativ kraftproduksjon vil også som regel ha negative virkninger på det lokale, eller regionale miljøet. Vi argumenterer for at de økte kostnadene av å oppfylle klimamål, inkludert kostnadene av tapt fleksibilitet, vil reflekteres i de fremtidige kraftprisene. Dette er illustrert i Figur 3.1. I nytte-kostnadsanalyser er det derfor vesentlig at det legges inn forventede kraftpriser der klimakostnadene er internalisert, alternativt at "klimakostnaden" legges inn som en egen post.

De negative miljøvirkningene av alternativ kraftproduksjon vil imidlertid ikke være fullstendig priset inn. Basert på disse funnene presenterer vi beslektede, men noe ulike metoder som kan benyttes for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klima- og miljøperspektiv. Miljøkostnadene vil som regel ha en rekke elementer som ikke kan prissettes, mens de øvrige kostnadskategoriene stort sett kan verdsettes i kroneverdi.

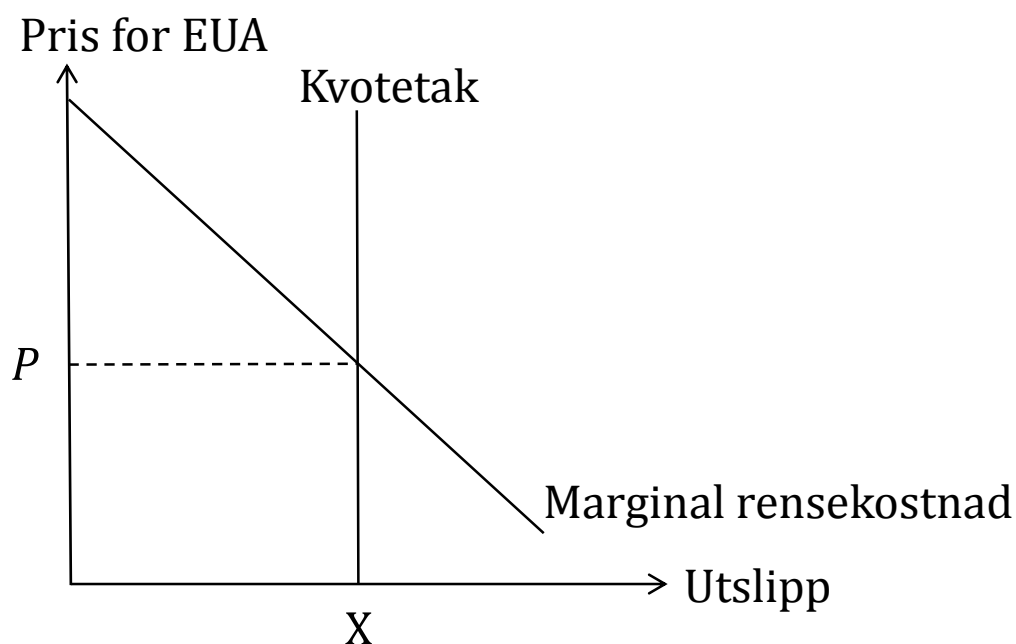
Figur 3.1: Kostnader av redusert vannkraftproduksjon



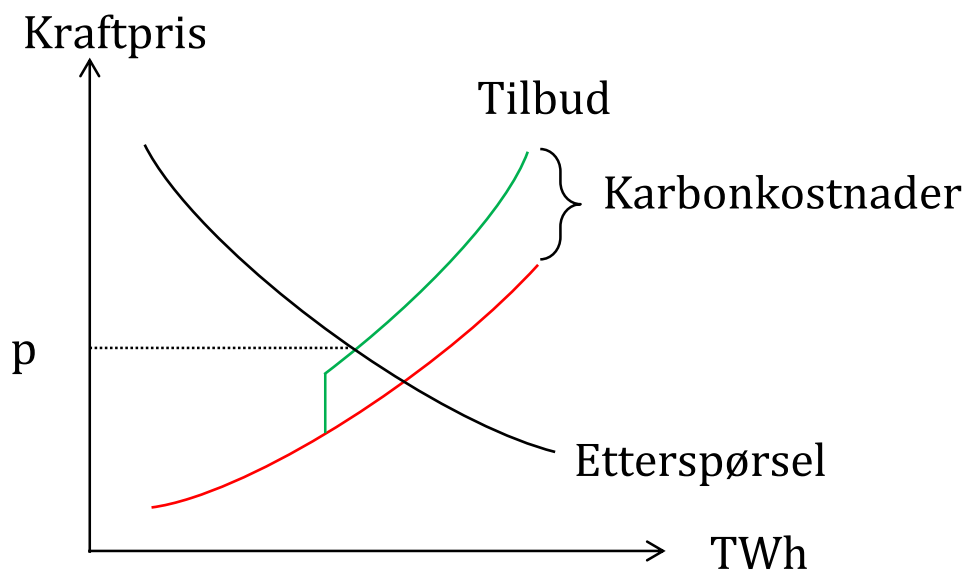
3.1 Merkostnadene av å oppnå klimamålet

Kvotemarkedet for klimagassutslipp setter et tak for de inkluderte sektorenes totalutslipp. Gjennom handel med utslippskvoter sørger markedet for at utslippsreduksjonene gjennomføres på en kostnadseffektiv måte, altså til lavest mulig (rense-)kostnad. Dette er illustrert i Figur 3.2. Her ser vi også at prisen på utslippskvotene (kalt EUA) settes av den marginale kostnaden av å overholde kvotetaket (marginal rensekostnad).

Figur 3.2: Likevekt i markedet for klimagassutslipp

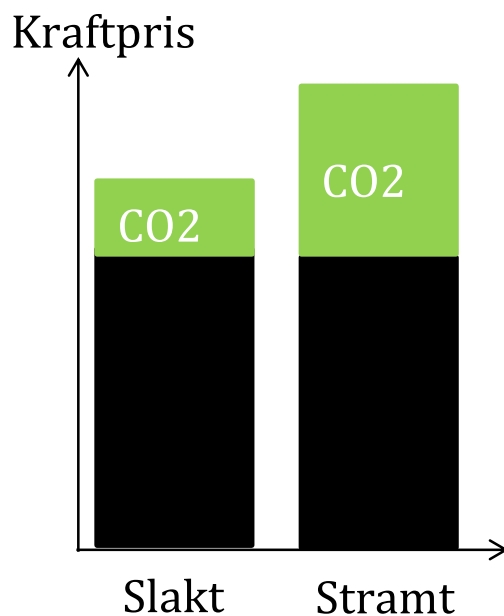


Det europeiske kraftmarkedet er underlagt det europeiske kvotemarkedet for klimagassutslipp (EU ETS). Kraftproduksjon med CO₂-utslipp må av den grunn betale for utslipp gjennom kjøp av utslippskvoter, eller mindre salg av kvoter de eventuelt måtte besitte. Termisk kraftproduksjon uten rensing blir dyrere og kraftprisen stiger som vist i Figur 3.3. Kvotemarkedet sørger altså for at kostnadene av å overholde utslippstaket internaliseres (prises inn) i kraftprisene.

Figur 3.3: Likevekt i kraftmarkedet ved prising av CO₂-utslipp

Vi kan si at kraftprisene får et karbonpriselement som reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnadene samfunnet påføres av å overholde utslippstaket (skyggeprisen på utslippsrestriksjonen). Karbonpriselementet inkluderer både kostnader av konsum- og produksjonstilpasning. Dette innebærer alt fra (marginal-) kostnader ved energieffektivisering og lavere komfort til kostnader av kvotekjøp ved termisk produksjon og merkostnader for fornybar kraft sammenlignet med termisk kraft. Karbonpriselementet i kraftprisen vil stige når utslippstaket strammes inn. Dette er illustrert i Figur 3.4.

Figur 3.4: Karbonpriselement i kraftprisen ved slakt og stramt utslippstak



Det kan innvendes at kvoteprisen og marginal renskostnad av å oppfylle utslippstaket ikke nødvendigvis er lik marginal skadekostnad ved klimagassutslipp. Vi mener likevel at det er riktig å legge kvoteprisen til grunn ved verdsetting av vannkraft i et klimaperspektiv. Utslippsøkning fra europeisk kraftproduksjon motsvares uansett av tilsvarende

utslippsreduksjon et annet sted innenfor det samme kvotemarkedet. Denne tankegangen støttes av NOU 2012:16, som anbefaler at kalkulasjonsprisen for klimagassutslipp bør baseres på forventinger om den internasjonale kvoteprisen dersom norske utslipp er underlagt et internasjonalt kvotemarked.

Kostnad av tapt fleksibilitet

Fleksibel kraftproduksjon kan defineres som kraftproduksjon med mulighet for hurtig produksjonsendring til en lav kostnad. Regulerbar vannkraft har ofte disse egenskapene. Behovet for fleksibilitet er stort i kraftmarkedet på grunn av hyppige og store svingninger i etterspørselen i kombinasjon med mye uregulert kraftproduksjon som vindkraft og solkraft. Fleksibel kraftproduksjon er også nyttig for å takle havarier og utfall av linjer og kabler. Markedet kan uttrykke høy verdi av norsk fleksibilitet på flere måter:

- Store variasjoner i kraftprisen i det norske day-aheadmarkedet og intradagmarkedet. Dette kan både gjelde variasjoner i pris over døgn, uker, måneder/sesonger og år.
- Høye priser for effekt og/eller energi i reservemarkedene.
- Høy godtgjørelse for systemtjenester
- Stor og varierende differanse mellom kraftprisen i Norge og kraftprisen i landene i den andre enden av mellomlandsforbindelsene.
- Høy godtgjørelse for å delta i kapasitetsmarkeder, også for mellomlandsforbindelser fra Norge.

Vi finner ingen studier som tyder på at verdien av fleksibilitet ikke er internalisert (priset inn) i dagens kraftpriser. Vårt syn støttes av Statnett (2010) som argumenterer for at markedet håndterer effektinvesteringer på en samfunnsøkonomisk effektiv måte. Kraftprodusentene og utbyggere av mellomlandsforbindelser vil investere i reguleringsevne så lenge kostnaden av å tilby reguleringsevne er lavere enn betalingsviljen. Dermed vil prisen på reguleringsevne settes av kostnadene på lang sikt. Ifølge Thema Consulting og EC Group (2011) har det tradisjonelt vært svakere konkurranse i reservemarkedet enn spot-markedet. Dette kan tyde på at kostnaden av å levere fleksibilitet egentlig har vært lavere enn det markedsprisene reflekterer.

Fremtidige kapasitetsmarkeder som subsidierer nasjonal reservekapasitet kan imidlertid svekke prisvariasjonen og dermed betalingen for å tilby fleksibilitet gjennom øvrige markeder (for eksempel i spotmarkedet). EU-kommisjonen har i veiledere til utforming av nasjonale kapasitetsmekanismer fremhevet viktigheten av at for eksempel norsk krafteksport til UK eller Tyskland får delta i kapasitetsmarkedene på linje med den nasjonale produksjonen i disse landene. Dersom dette ikke skjer påvirker det lønnsomhetsvurderingen av mellomlandsforbindelsene. En eventuell imperfekt prising som følge av delte markeder kan ignoreres i denne sammenheng siden det er norsk samfunnsøkonomi som er relevant.

Flomsikring og forsyningssikkerhet

Kraftprisen inkluderer ikke verdien av flomsikring. Hensynet til flomsikring behandles vanligvis som en ikke-prissatt konsekvens. Det kan også stilles spørsmålsteget ved markedets evne til å prise inn verdien av forsyningssikkerhet. De samfunnsøkonomiske kostnadene av rasjonering, eller avbrudd i kraftforsyningene er veldig store. I kraftmarkeder med maksimumspriser, eller fakturering basert på gjennomsnittspriser over tid reflekterer ikke kraftprisene til enhver tid konsumentenes verdsetting av krafttilgang. Det kan imidlertid være grunn til å tro at store kraftprodusenter tar samfunnsansvar ved høy risiko for avbrudd, eller rasjonering. Dette kan

blant annet operasjonaliseres gjennom høye vannverdier og tilbakeholdt kraftproduksjon som igjen driver prisene opp før rasjonering eller avbrudd risikerer å inntreffe. I NVEs prioriteringsliste over vassdrag som anbefales for vurdering i kategori 1.1 og 1.2 er hensynet til flomsikring og forsyningssikkerhet i følge NVE (2013) vurdert og veid inn i den samlede vurderingen.

3.2 Miljøkostnader ved ny produksjon

Alternativ kraftproduksjon som kan erstatte tapt norsk vannkraftproduksjon vil som regel medføre negative miljøkonsekvenser spesielt lokalt. Berørte aktører vil ofte motta noe i kompensasjon fra kraftutbyggere, men det er ikke nødvendigvis slik at kompensasjonen er stor nok til å veie opp ulempene de berørte aktørene opplever. Grunneiere vil riktignok bare selge eiendom, fallrettigheter og lignende hvis deres egen nytte er større enn deres egne kostnader. De fleste andre berørte parter har ikke direkte mulighet til å hindre kraftutbygging. Miljøkostnadene disse gruppene opplever, kan hensyntas gjennom NVEs konsesjonsbehandling. Et av NVEs hovedmål er å «fremme verdiskapning gjennom effektiv og miljømessig akseptabel energiproduksjon» (NVE, 2012):

«Gjennom konsesjonsbehandling av produksjonsanlegg bidrar NVE til å sikre samfunnets behov for mer energi på en best mulig måte og med minst mulig ulemper for miljøet og andre samfunnsinteresser.»

Til tross for NVEs mål om å begrense miljøulempene finnes det så vidt vi kan se ingen mekanismer i konsesjonsprosessen som sikrer at miljøkostnadene internaliseres fullstendig i priser og kostnader. Det er dessuten slik at redusert fleksibel vannkraftproduksjon kan gi endret kjøring og sterkere utnyttelse av fleksibiliteten til øvrig fleksibel vannkraft. Hvis øvrig vannkraft i større grad utnytter muligheter for å tappe ned og fylle opp magasin, oftere legger seg på minste vannføring osv. kan dette også oppfattes som negativt for miljøet.

3.3 Metoder for beregning av prissatte konsekvenser

I dette delkapitlet presenterer vi tre metodiske tilnærminger for beregning av prissatte konsekvenser av redusert vannkraftproduksjon. Det er lagt vekt på å vise klimaverdien ved vannkraftproduksjon.

3.3.1 Metode 1 - Marginal verdsetting basert på upåvirkede kraftpriser

Samfunnsøkonomisk teori forteller oss at prisene i fullkomne markeder reflekterer både samfunnets marginale verdsetting av kraft og de marginale kostnadene av å produsere kraft. Markedsprisene representerer verdien av ressursene i beste alternative anvendelse. Vi har tidligere forklart at miljøkostnadene ved kraftproduksjon antagelig ikke er fullt inkludert i kraftprisene. Vi behandler miljøkostnadene av den grunn som ikke-prissatte konsekvenser. Metoden for å behandle ikke-prissatte konsekvenser er beskrevet nærmere i avsnitt 3.4. Andre kostnader, inkludert øvrige kostnader av å oppfylle klimamålet er imidlertid internalisert i kraftprisene.

Relativt små endringer i vannkraftproduksjonen har neglisjerbare virkninger på kraftprisen. Dette gjelder også større norske produksjonstap hvis Norge er godt integrert med det europeiske kraftmarkedet (sjeldent flaskehals mellom Norge og utlandet). Vi kan da ta de

fremtidige kraftprisene for gitt. Det fremtidige inntektstapet til vannkraftprodusentene som påføres endret manøvreringsreglement vil dermed fange opp alle internaliserte kostnader, inkludert de økte kostnadene av å oppfylle klimamålet. Inntektstapet avspeiler samfunnets generelle verdsetting av den tapte kraftforsyningen, hvor verdien i et klimaperspektiv er en av flere størrelser.

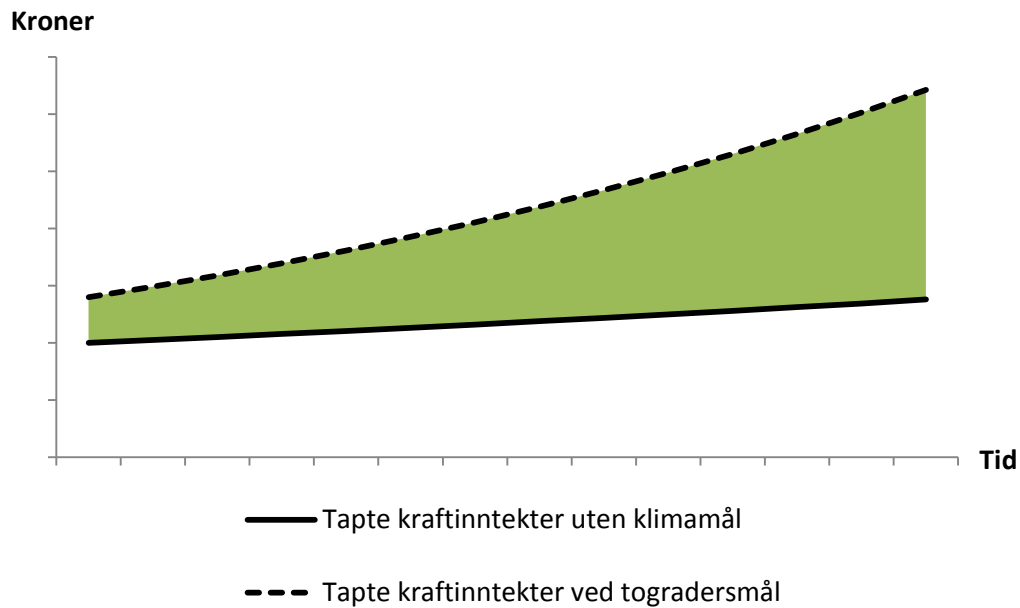
Endret manøvreringsreglement for norsk vannkraft gir tapt fleksibilitet. I tråd med resonnementet over er altså kostnadene av dette fleksibilitetstapet og kostnadene av tapt energi fanget opp av de reduserte inntektene for vannkraftprodusentene som rammes. Tapt fleksibilitet alene vil normalt resultere i lavere oppnådd pris for kraften som blir solgt.

Denne metoden kan operasjonaliseres i praksis ved å kjøre en modell som optimerer vannkraftproduksjonen, gitt en bane for den forventet fremtidige kraftprisen, for eksempel VANSIMTAP (SINTEF, 2014). Verdsetting av fremtidige konsekvenser forutsetter riktige forventninger om fremtidens kraftsystem og fremtidens kraftpriser. Det blir altså feil å ta utgangspunkt i et hypotetisk inntektstap for vannkraftprodusenter basert på dagens priser og endret manøvreringsreglement i dag. En slik metodikk vil mest sannsynlig undervurdere inntektstapet. Strammere utslippstak over tid gir høyere pris på både utslippskvoter og kraft. Samtidig vil sterkere nettintegrasjon og mer uregulert fornybar kraftproduksjon antagelig medføre høyere prisvolatilitet i Norge og høyere verdi av fleksibilitet, til tross for at dette delvis motvirkes av mer fleksibilitet kraftkonsum.

Ved estimering av inntektstapet for berørte vannkraftprodusenter mener vi i likhet med NOU 2012:16 at man burde ta utgangspunkt i fremtidsprisene på utslippskvoter for årene disse omsettes i fremtidsmarkedene. Deretter burde man legge til grunn en bane som gradvis nærmer seg kvoteprisen som reflekterer togradersmålet.

Vi har tidligere nevnt at kraftprodusentene inntektstap inkluderer både de økte kostnadene av å oppfylle utslippsmål og samfunnets øvrige verdsetting av kraft. For å isolere de økte kostnadene av å oppfylle utslippsmål kan man sammenligne to modellkjøringer: Den ene modellkjøringen optimerer vannkraftproduksjonen gitt en prisbane som er forenlig med togradersmålet. Den andre modellkjøringen optimerer vannkraftproduksjonen gitt en prisbane hvor kraftsektoren ikke er underlagt EU ETS, eller andre former for prising av klimagassutslipp. De prinsipielle resultatene og den økte verdien av vannkraft over tid illustreres i Figur 3.5.

Figur 3.5: Kostnadene av redusert kraftproduksjon og tapt fleksibilitet vil antagelig øker over tid (prinsipiell skisse)

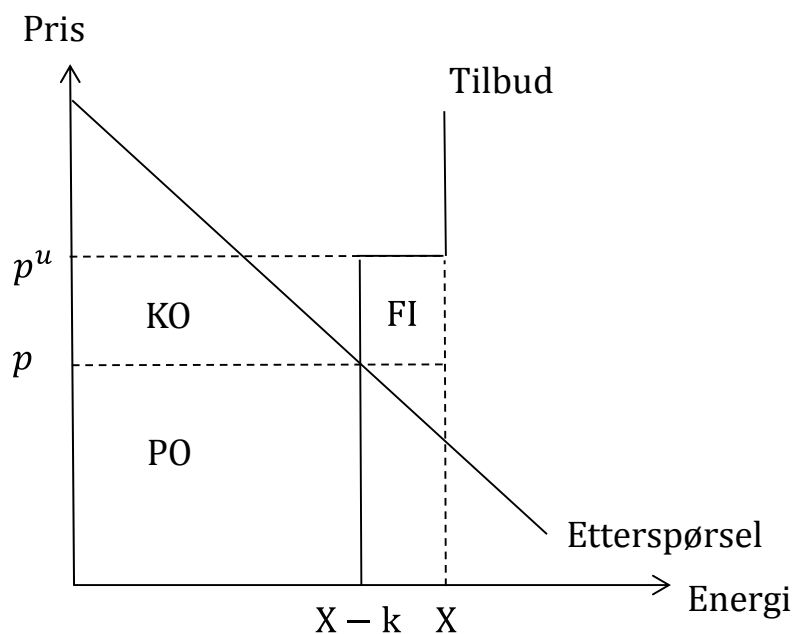


3.3.2 Metode 2 - Likevektsmodeller

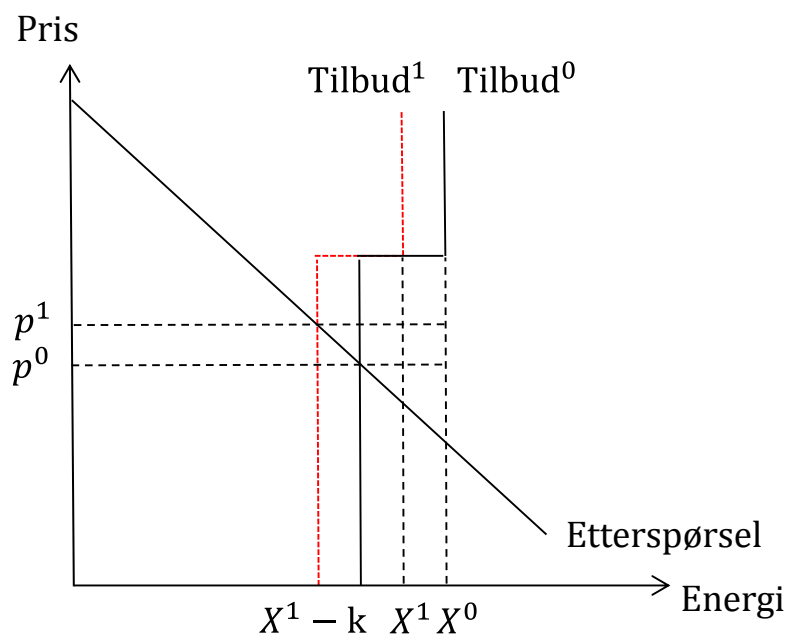
Hvis store produksjonsvolumer faller ut kan kraftprisen øke utover det neglisjerbare. Samtidig kan prisveksten variere fra time til time slik at prisvolatiliteten også endres. Kostnaden av redusert vannkraftproduksjon og tapt fleksibilitet kan dermed feilberegnes hvis gitte kraftpriser legges til grunn. Den marginale verdien av energi og fleksibilitet øker når tilbudet reduseres. I slike tilfeller burde man i stedet benytte partielle likevektsmodeller for kraftmarkedet, eller generelle likevektsmodeller.

Høyere og mer varierende kraftpriser gjør at ikke bare produsentene som taper vannkraftproduksjon blir påvirket, men også øvrige kraftprodusenter, kraftforbrukere og eiere av mellomlandsforbindelser. Samtidig gir mindre utbytte til offentlige eiere økte skattefinansieringskostnader. I tråd med vanlig samfunnsøkonomisk metode deler vi inn effektene i endret produsentoverskudd, endret konsumentoverskudd og endrede flaskehalsinntekter. Størrelsene og effekten av redusert kraftproduksjon er vist i Figur 3.6. og Figur 3.7. Eksempelet belyser konsekvensene i en time med høyere kraftpriser i utlandet (p^u) enn i Norge (p) og full eksport (k). Den norske kraftprisen stiger fra p^0 til p^1 som i begge tilfeller er lavere enn den utenlandske kraftprisen. Det er dermed full eksport (k) fra Norge mot utlandet, både før og etter kraftproduksjonen reduseres i Norge.

Figur 3.6. Det samfunnsøkonomiske overskuddet i kraftmarkedet ved eksport til utlandet



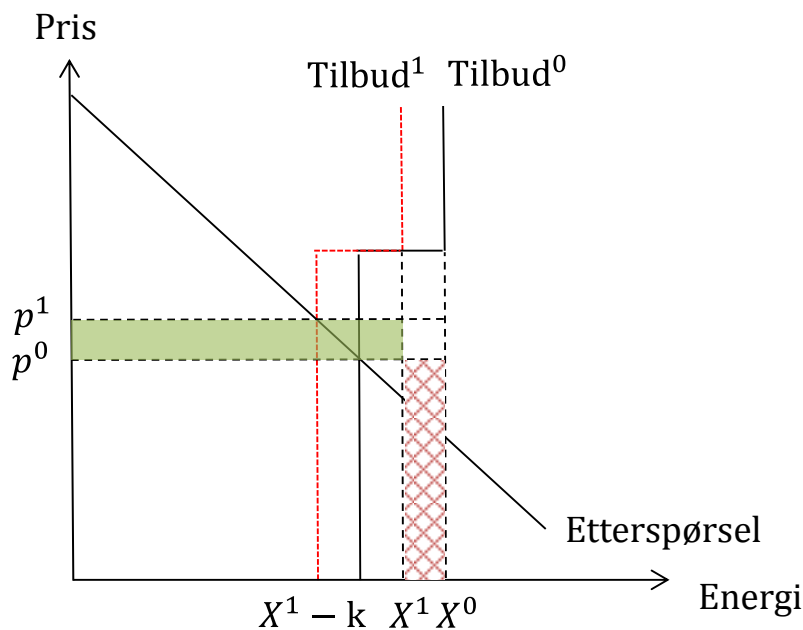
Figur 3.7. Endret likevekt i kraftmarkedet av redusert vannkraftproduksjon



Endret produsentoverskudd

Høyere kraftpriser gir økte inntekter for øvrig kraftproduksjon. Denne positive virkningen på produsentoverskuddet vises av det grønne arealet i Figur 3.8. Samtidig kan inntektene fra fleksibel kraftproduksjon øke ytterligere ved mer varierende kraftpriser. Slike dynamiske effekter av å flytte produksjon mellom timer er ikke vist i figuren. De totale inntektsendringene fra alle norske kraftprodusenter er altså usikre da inntektsvekst for øvrig produksjon motvirker det direkte inntektstapet av redusert kraftproduksjon og redusert fleksibilitet (skravert i rødt).

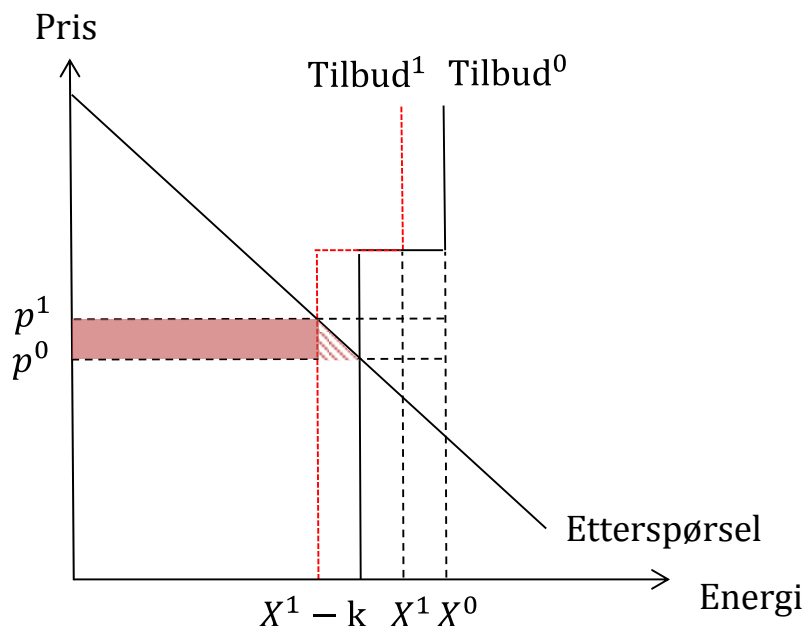
Figur 3.8. Endret produsentoverskudd ved redusert vannkraftproduksjon og full eksport



Redusert konsumentoverskudd

Konsumentene taper naturligvis på høyere kraftpriser. Samtidig kan det nasjonale kraftforbruket reduseres, for eksempel hvis enkelte dekker større deler av energiforbruket med andre energikilder, investerer i energieffektiverende tiltak, eller reduserer komforten. Det er viktig å presisere at slike tilpasninger på konsumentensiden også har kostnader. Endringer i konsumentoverskuddet beregnet av partielle eller generelle likevektsmodeller, fanger opp både de direkte kostnadene av økte priser på gjenværende konsum og kostnadene av tilpasninger på konsumentensiden. Størrelsene illustreres henholdsvis av det røde rektangelet og den skraverte trekanten i Figur 3.9.

Figur 3.9. Redusert konsumentoverskudd ved redusert vannkraftproduksjon

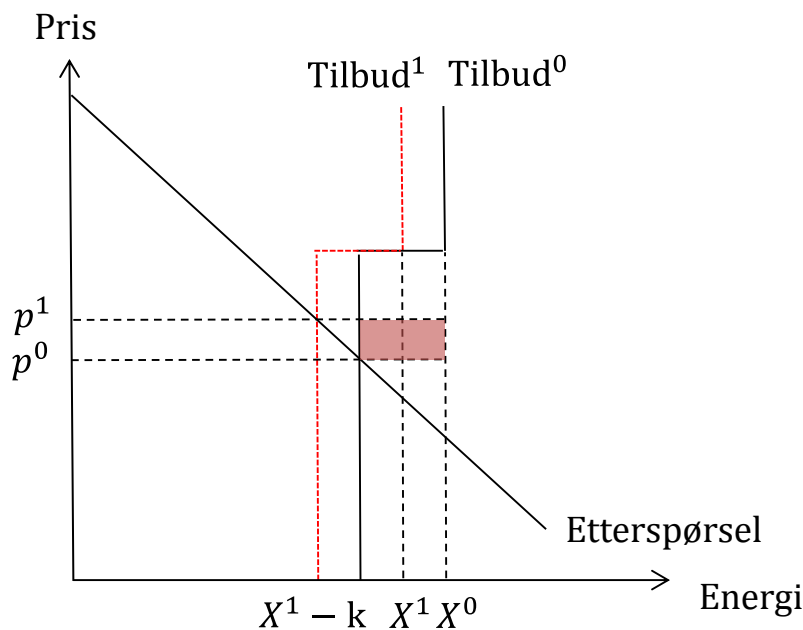


Endrede inntekter fra handel med mellomlandskabler

Inntekter fra kraftutveksling over mellomlandsforbindelser kalles gjerne flaskehalsinntekter. Flaskehalsinntektene skyldes prisforskjeller mellom Norge og landene på den andre siden av mellomlandsforbindelsene. På denne måten kan verdien av kraft og fleksibilitet i utlandet delvis integreres i norsk nytte-kostnadsanalyse i form av inntekter for norske eiere av mellomlandskabler. Ved krafteksport fra Norge er kraftprisen høyere i utlandet. Høyere kraftpriser i Norge på grunn av redusert vannkraftproduksjon reduserer dermed flaskehalsinntektene i timer med krafteksport. Dette tapet illustreres av det røde arealet i Figur 3.10. Det motsatte vil være tilfellet i timer med kraftimport til Norge. Da er kraftprisen lavere i utlandet, og prisvekst i Norge gir høyere flaskehalsinntekter.

De totale endringene i flaskehalsinntektene ved lavere norsk kraftproduksjon er altså avhengig av den norske kraftbalansen. Dessuten påvirkes resultatet av størrelsen på prisveksten i importtimer sammenlignet med eksporttimer. Norges kraftutveksling har historisk hatt en klar døgnprofil med import fra omkringliggende termiske kraftsystem i timer med lav last (natt og tidlig morgen) og lav pris, og eksportert i timer med høy last og høy pris. Redusert fleksibel vannkraftproduksjon gir større knapphet på norsk fleksibilitet og dermed større innenlandsk prisvariasjon – mindre av produksjonen enn før kan flyttes fra tidspunkter med lav pris til tidspunkter med høy pris. Prisveksten blir altså større i timer med høy pris enn timer med lav pris. Hvis den historiske døgnprofilen for kraftutveksling også opprettholdes i fremtiden betyr dette at tap av norsk fleksibel vannkraftproduksjon bidrar til lavere flaskehalsinntekter.

Figur 3.10. Reduserte flaskehalsinntekter ved redusert vannkraftproduksjon



For å isolere de økte kostnadene av å oppfylle utslippsmål må man igjen sammenligne to modellkjøringer ved redusert vannkraft: Den ene modellkjøringen beregner det samfunnsøkonomiske overskuddet hvis kraftmarkedet er underlagt et kvotemarked som strammes inn i tråd med togradersmålet. Den andre modellkjøringen beregner samfunnsøkonomisk overskudd gitt en prisbane hvor kraftsektoren verken er underlagt et kvotemarked, eller andre former for prising av klimagassutslipp.

3.3.3 Metode 3 - Kostnad av å erstatte den tapte vannkraftproduksjon med investering i ny kraft

Redusert norsk vannkraftproduksjon vil som nevnt medføre lavere kraftforbruk i Norge, økt alternativ norsk kraftproduksjon og/eller redusert nettoeksport, hvor økt alternativ kraftproduksjon både kan innebære høyere utnyttelse av eksisterende produksjonskapasitet og investering i ny produksjonskapasitet. Et velfungerende marked realiserer alternativene med høyest samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Investering i ny produksjonskapasitet kan være et lønnsomt alternativ på lang sikt, selv om den optimale respons antagelig medfører en blanding av konsument- og produsenttilpasninger. Kostnaden av å erstatte den tapte vannkraftproduksjonen fullstendig med investering i ny produksjonskapasitet av samme kvalitet (fleksibilitet) kan dermed gi et anslag på de maksimale prissatte kostnadene av redusert fleksibel vannkraftproduksjon. En metode som baserer seg på et slikt anslag kan være nyttig hvis man ønsker å verdsette de langsiktige kostnadene relativt enkelt.

De økte kostnadene av å oppfylle klimamålet kan her anslås ved å sammenligne kostnaden ved investering og drift av alternativ kraft i et kraftmarked som er forenlig med togradersmålet med kostnaden ved investering og drift av alternativ kraft i et kraftmarked som ikke er underlagt et kvotemarked, eller andre former for prising av klimagassutslipp. Man kommer dermed fram til en implisitt rensekostnad.

På kort sikt kan kraft- og karbonmarkedene avvike vesentlig fra den langsiktige likevekten, og veien frem er naturligvis usikker. For å ta hensyn til slike avvik kan metoden utvides ved å

interpolere fra prisene i forwardmarkedene mot de langsiktige marginalkostnadene. Dette blir gjort i avsnitt 4.4.

3.4 Metoder for beregning av ikke-prissatte miljøkonsekvenser

Under dette delkapitlet går vi gjennom to metodiske tilnærminger for vurdering av ikke-prissatte konsekvenser i en samfunnsøkonomisk analyse. Metoden presentert under 3.4.2 benyttes i dag i konsekvensutredninger av ny kraftproduksjon, både i forbindelse med vindkraftutbygginger og vannkraftutbygginger av ulike størrelser.

3.4.1 Metode 1– Rammeverk for økosystemtjenester

Med økosystemtjenester menes de goder og tjenester vi får fra naturen og som bidrar til nytte og velferd for oss mennesker.

Økosystemtjeneste-tilnærmingen ble utviklet for å få bedre forståelse og erkjennelse av forholdet mellom velfungerende økosystemer og menneskers velferd og utvikling. Internasjonalt er The Millennium Ecosystem Assessment (MA 2005) og The Economics of Ecosystems and Biodiversity (TEEB) sentrale arbeider. I Norge avga et ekspertutvalg en NOU (NOU 2013:10) om verdien av økosystemtjenester i Norge. Det oppfordres der til å ta i bruk denne tilnærmingen i fremtidig ressursforvaltning i Norge. Økosystemtjeneste-tilnærmingen er også tatt i bruk i forbindelse med vannforskriften (selv om økosystemtjeneste-begrep og -tilnærming ikke er en del av EUs vanddirektiv eller den norske vannforskriften), både internasjonalt og etter hvert nasjonalt, særlig for å vurdere nytten av bedre vannmiljø. Det er derfor naturlig å vurdere om rammeverket for økosystemtjenester også kan tas i bruk for å vurdere ikke-prissatte miljøkonsekvenser av alternativer til bruk av vann for kraftproduksjon.

Økosystemtjenester kan deles inn i følgende kategorier:

- Grunnleggende livsprosesser (støttende tjenester) (f.eks.: fotosyntese, jord- og sedimentdannelse)
- Regulerende tjenester (f.eks.: klimaregulering, pollinering, flom- og erosjonsbeskyttelse)
- Forsynende (produserende) tjenester (f.eks. : mat (fisk), fiber, genetiske ressurser)
- Opplevels- og kunnskapstjenester (kulturelle tjenester) (f.eks.: rekreasjon og friluftsliv, naturbasert reiseliv, estetiske verdier, kunnskap og læring)

For å beregne verdien av tapte økosystemtjenester kan det tas utgangspunkt i redusert nytte fra de enkelte økosystemtjenestene som blir negativt påvirket. For å vurdere denne reduserte nytten, eller miljøkostnadene, må man først identifisere hvilke økosystemtjenester som blir påvirket. Deretter må påvirkningene kvantifisere (hvor mye, hvor mange etc.), og til sist verdsette så langt som mulig, i kroner eller på andre måter.

For at rammeverket for økosystemtjenester skal kunne benyttes for å vurdere miljøkostnadene ved energiproduksjon som skal erstatte bortfallet av vannkraftproduksjon og reguleringsevne, må det først identifiseres hvilke økosystemtjenester som kan bli påvirket. Det vil være mange av de samme økosystemtjenestene som vil påvirkes av småkraftverk og vindkraftverk som av andre vannkraftanlegg. Men det vil også være forskjeller. For eksempel er man ofte særlig opptatt av økosystemtjenester som estetiske verdier, fugleliv, inngrep i

natur og naturbasert reiseliv for vindkraft, mens fisk og fiske tradisjonelt er sentrale økosystemtjenester knyttet til vassdrag. Nøyaktig hvilke økosystemtjenester som påvirkes, og i hvilken grad, vil være avhengig av lokale forhold der utbyggingen skjer.

Utfordringene ved å vurdere miljøkostnader knyttet til energiproduksjon som skal erstatte bortfallet av vannkraft med tilhørende reguleringsevne, er at vi ikke vet hvor produksjonen vil finne sted, og vi vet heller ikke hva slags produksjon som kommer. Det siste kan det gjøres forutsetninger om, men det vil likevel innenfor hver enkelt produksjonsteknologi være store stedsspesifikke variasjoner i både omfang og verdi på økosystemtjenestene som berøres. Dette vil være tilfelle uavhengig av hvilken tilnærming som brukes for å vurdere ikke-prissatte virkninger dersom man ikke velger en «generalisert» eller «gjennomsnittlig» utbygging i den grad det kan defineres og vurderer konsekvensene av en slik gjennomsnittlig utbygging.

En annen utfordring er at det per i dag ikke foreligger rapporter eller analyser som konkret identifiserer, kvantifiserer og eventuelt prissetter økosystemtjenester som påvirkes negativt ved vindkraftutbygginger i Norge.

3.4.2 Metode 2– Konsekvensvifta

Statens vegvesens håndbok 140 i konsekvensanalyse (2006) beskriver en metodikk for å vurdere ikke-prissatte virkninger i en samfunnsøkonomisk analyse. I denne metodikken er de ikke-prissatte konsekvensene inndelt i fem fagtema som normalt er aktuelle i veiprosjekter²:

- landskapsbilde/ bybilde
- nærmiljø og friluftsliv
- naturmiljø (naturmangfold)
- kulturminner og kulturmiljø
- naturressurser

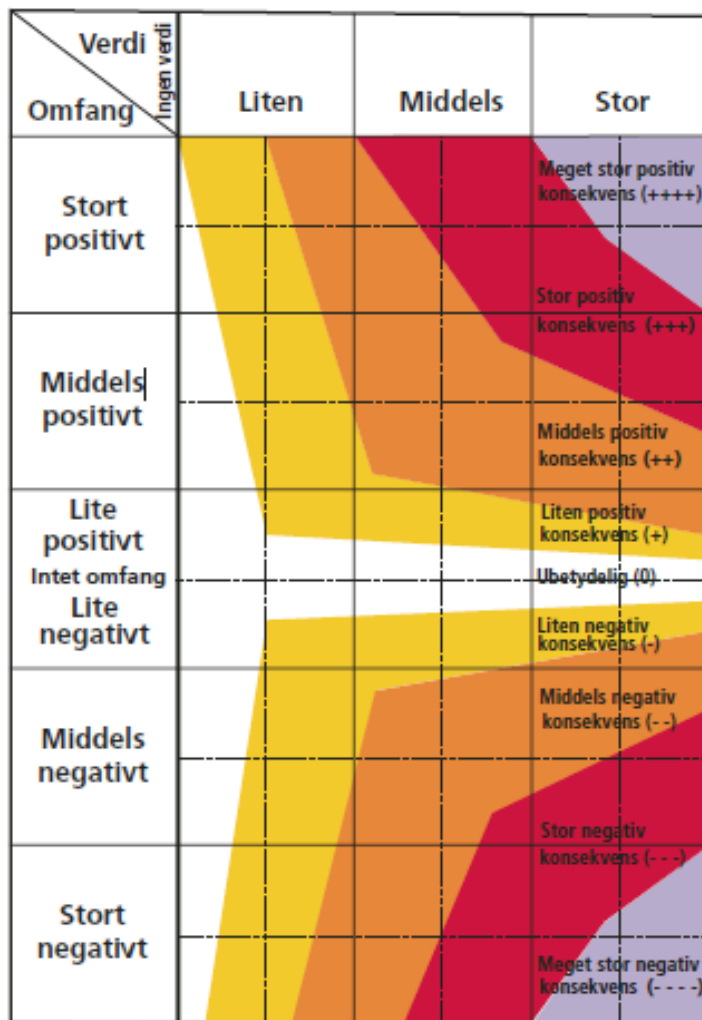
Det er gitt retningslinjer for å kunne sortere virkningene til riktig fagtema. Dette skal redusere risikoen for dobbelttelling.

I Statens vegvesens metodikk står begrepene verdi, omfang og konsekvens sentralt.

²Håndbok 140 er under revisjon, og en revidert utgave skal etter planen foreligge i juni i år. Det foreligger et høringsutkast (per april 2014), og det er ikke foreslått vesentlige endringer i metodikken for ikke-prissatte virkninger, men det er foreslått noe endrede termer for de fem fagtemaene, for å reflektere noe endrede oppfatninger om hva som er vesentlig å vurdere; f.eks. er «naturmiljø» omdøpt til «naturmangfold» i høringsutgaven.

Verdi angis på en tredelt skala (liten, middels, stor). Plassering av området i verdikategori skal skje uavhengig av tiltakets omfang. Eksempelvis vil vurderingen av verdi for friluftsliv som regel være knyttet til et områdes bruksfrekvens. Verdien av en naturressurs som fisk vil kunne være knyttet til muligheten for å drive fiske.

Verdikriteriene for de ulike fagtemaene skal i prinsippet være kalibrert slik at stor verdi for ett tema skal være sammenlignbart med stor verdi for et annet.



Omfang angis på en femdelt skala fra stor negativ til stor positiv. Omfang skal vurderes i forhold til et nullalternativ, dvs. en situasjon der det ikke gjøres tiltak.

Samlet konsekvens fremkommer som en kombinasjon av verdi og omfang, og benevnes på en niddelt ordinal skala fra fire minus via 0 til fire pluss. Dette kan framstilles i en konsekvensvifte som vist i figuren til venstre. Ved å bruke samme metodikk og framstilling på tvers av ulike prosjekter skal i prinsippet de ikke-prissatte konsekvensene ved ulike prosjekter innenfor samme kategori kunne sammenliknes. Dette fordrer imidlertid at verdi og omfang vurderes likt på tvers av ulike fagtemaer, prosjekter og utredere, og gjelder antagelig ikke i praksis.

De ikke-prissatte effektene vurderes samlet og sees i sammenheng med de prissatte

effektene.

Vegvesenets metodikk er utformet for bruk på prosjektnivå. Metodikken krever eksakt lokalisering av fysiske tiltak og relativt detaljert informasjon om områdene som berøres. Uten detaljinformasjon om tiltaket vil vurderingene av verdi og omfang nødvendigvis bli vanskelige.

Eksempel på bruk av metodikken ved konsekvensutredning av vindkraft

Metodikken beskrevet ovenfor, brukes også i konsekvensutredninger av vindkraftanlegg. Konsekvensutredning for Tonstad Vindpark (Tonstad Vindpark, 2012) viser hvordan metodikken kan brukes på vindparker. Forhold som er vurdert med metodikken er:

- Visuell påvirkning
- Støy
- Skyggekast
- Ising/iskast
- Mulig påvirkning på bestander av jaktbart vilt, og fisk

- Endret (bedre) tilgjengelighet som følge av bygging av vegger
- Den enkeltes holdning til vindkraft generelt og Tonstad vindpark spesielt

Utredningen angir også arealbeslag, men dette behandles ikke som en ikke-prissatt effekt. Det er utredet to alternative løsninger, hver med 64 turbiner og 192 MW effekt. Arealbruken varierer fra 29,1 km² til 39,6 km², selv om antall turbiner og installert effekt er den samme. Alternativene gir også forskjellig produksjon målt i brutto og netto GWh.

Eksempel på bruk av metodikken ved konsekvensutredning av småkraftverk

Samme metodikk brukes også ved konsekvensutredninger av småkraftverk. Konsekvensutredningen for Torsnes kraftverk, Jondal kommune har vurdert følgende ikke-prissatte effekter etter konsekvensviftemetodikken til Statens vegvesen:

- Biologisk mangfold og verneinteresser
- Fisk og ferskvannsbiologi
- Landskap
- Kulturminner
- Landbruk
- Vannkvalitet, vannforsynings- og resipientinteresser
- Brukerinteresser / friluftsliv
- Samfunnsmessige virkninger
- Konsekvenser av elektriske anlegg

3.5 Oppsummering – fordeler og ulemper ved metodene

Gitt begrensede ressursrammer og hensynet til enkelthet og etterprøvbarehet vil tilnærmingen presentert i 3.3.3 være den enkleste å benytte for å anslå kostnadene ved å erstatte tapt vannkraft med ny produksjon. Kostnadene ved å erstatte fleksibilitet bør inkluderes i vurderingene. Alle tre metodene vil få fram verdien av norsk vannkraft sett i et klimaperspektiv ved at kostnadene ved å erstatte kraften, samt realisere klimamålene vil synliggjøres.

Når det gjelder ikke-prissatte effekter er det etablert en praksis for konsekvensutredninger av blant annet vannkraft, småkraft og vindkraft, som er basert på Statens vegvesens konsekvensvifte. Ved gjennomføring av vurderinger av ikke-prissatte konsekvenser bør man iallfall på kort sikt benytte denne tilnærmingen, som allerede er utprøvd, og der det foreligger vurderinger for flere konkrete prosjekter både for vannkraft, småkraft og vindkraft. På litt lenger sikt kan det være hensiktsmessig å jobbe videre med å konkretisere en tilnærming basert på rammeverket for økosystemtjenester, fordi denne tilnærmingen i stadig større grad tas i bruk, blant annet i forbindelse med nyttevurderinger av bedre vannmiljø i tråd med vannforskriften.

4. Kvalitativ beskrivelse av klima- og miljømessige kostnader ved tapt vannkraftproduksjon

I de foregående kapitlene har vi vist mulige konsekvenser av redusert norsk vannkraft, samt hvordan verdien kan beregnes i et klima- og miljøperspektiv. I dette kapitlet gir vi en kvalitativ beskrivelse av klima- og miljømessige kostnader ved 2-4 TWh tapt produksjon – illustrert gjennom to stiliserte scenarioer. Vi gir også noen kvantitative anslag over klimaverdien og verdien av regulerbarhet. Anslagene er basert på tilgjengelig litteratur og teoretiske rammer. Det har ikke vært rom for egne modellberegninger innenfor rammene av denne utredningen.

Kostnadene av tapt vannkraftproduksjon er følsomme for forutsetninger som legges til grunn. Samtidig er det svært usikkert hvordan det fremtidige energisystemet vil utvikle seg. For å belyse flere mulige utfall har vi valgt å beskrive de langsiktige klima – og miljømessige kostnadene innenfor to scenarier. Scenariene representerer ikke kraftmarkedets forventede utvikling, men mulige situasjoner på lang sikt ved en ambisiøs klimapolitikk.

I hvert scenario beskrives de langsiktige kostnadene av å erstatte 2-4 TWh tapt vannkraftproduksjon med investering i ny kraftproduksjon dersom det forutsettes en klimapolitikk der to-gradersmålet søkes oppnådd. Dette er i tråd med metoden for prissatte konsekvenser som beskrives i avsnitt 3.3.3. Scenariene følger langt på vei de to nederste grenene i Figur 2.1. Det vil se at vi ser bort fra tilpasninger som reduserer kraftforbruket som følge av bortfall av vannkraft. Vi vil likevel presisere at valget ikke betyr at tilpasninger på konsumentensiden er usannsynlig. Valg og avgrensninger av scenariene er gjort for å illustrere vannkraftens verdi i et miljø- og klimaperspektiv innenfor to forskjellige rammer. For enkelthetens skyld har vi også sett bort fra kostnader ved nettutbygging. Vi benytter denne tilnærmingen da den er relativt enkel, og dermed mulig å gjennomføre innenfor begrensede rammer.

4.1 Det fremtidige energisystemet vi legger til grunn

I den videre analysen legger vi til grunn følgende politiske og markedsmessige rammebetingelser på lang sikt:

- Velintegre europeisk kraftmarked
- Europeisk marked for handel med utslippskvoter (EU ETS)
- Mer fleksible fornybarmål

Det er i dag store flaskehals mellom det norske og kontinentale kraftsystemet. Samtidig planlegger Statnett mer utvekslingskapasitet. Vi legger til grunn at det europeiske kraftsystemet vil bli «velintegre» over tid. Det er imidlertid god grunn til å tro at det fremdeles eksisterer flaskehals mellom Norge og utlandet på lang sikt. Investering i utvekslingskapasitet er dyrt. Samtidig faller avkastningen på kabelinvesteringene når akkumulert utvekslingskapasitet stiger da prisforskjellene mellom Norge og utlandet reduseres og verdien av eksisterende kapasitet svekkes.

Vi forutsetter at EU ETS er det viktigste klimapolitiske virkemiddel på lang sikt. Det vil antagelig eksisterer flere andre nasjonale og internasjonale virkemidler, men vi antar at disse er av

neglisjerbar betydning sammenlignet med EU ETS. Bindende nasjonale fornybarmål gir i dag sterke incentiver til ny fornybar kraftproduksjon i Norge gjennom markedet for elsertifikater. EU-kommisjonen har imidlertid nylig foreslått at fornybarmålene skal være mer fleksible. Vi tolker forslaget som at målene ikke er bindende, men frivillige og oppfylles primært som et resultat av høye kvotepriser innenfor EU ETS.

Vi har så langt ikke gjort noen forutsetninger om hvilken produksjonsteknologi som er marginalt lønnsom på lang sikt i Norge og hos våre handelspartnere. Dette er avgjørende for hva som potensielt erstatter redusert norsk vannkraftproduksjon. Disse forutsetningene vil vi variere i innenfor scenarier som presenteres i det følgende.

4.2 Scenario 1: Konkurransedyktig kraftproduksjon utenfor Norge

I vårt første scenario erstattes norsk vannkraftproduksjon av investering og påfølgende drift av ett gasskraftverk med karbonfangst og – lagring (CCS) i utlandet. Et gasskraftverk med 380-760 MW installert effekt og 60 prosent kapasitetsfaktor kan både dekke energitapet på 2-4 TWh og store deler av den tapte fleksibiliteten. Vi vil presisere at dette er en urealistisk situasjon på kort sikt, men et mulig tilfelle en gang mellom 2030 og 2050 hvis togradersmålet skal oppfylles og Europa satser på gass med CCS.

4.2.1 Klimakostnader

Merkostnadene av karbonfangst og lagring (CCS) kan gi en indikasjon på kostnadene av å oppfylle klimamålet.

Scenariet er i tråd med ECF (2011), som presenterer «EU Roadmap 2050», et veikart til 80 prosent reduksjon av EUs klimagassutslipp i 2050 sammenlignet med nivået i 1990. Rapporten legger til grunn at alle termiske verk som bygges etter 2020 er utstyrt med CCS. ECF (2011) understreker også at scenariene de har kommet frem til ikke er funnet gjennom en optimeringsrutine, men designet for å være plausible og troverdige. ECF (2011) legger følgende kostnadsforutsetninger til grunn for gasskraft i 2030 (målt i 2010-priser, korrigert for teknologisk utvikling):

Tabell 4.1 Kostnadsforutsetninger for gasskraft. Kilde: EU Roadmap 2050.

	Capex, €/KW	Opex fast, €/KW	Brensel, €/MWh
Konvensjonell gasskraft	650-750	13-17	45-50
Gasskraft med CCS	1000-1200	34-45	55-60

Kapital- og driftskostnadene kan legges sammen og omregnes til langsiktige marginalkostnader målt i €/MWh (også kalt «Levelized Cost of Energy»). Dette representerer den gjennomsnittlige kraftprisen som er nødvendig for å dekke de totale kostnadene over kraftverkets livsløp. For å komme frem til de langsiktige marginalkostnadene forutsetter vi i tråd med ECF (2011): 7 prosent reelt avkastningskrav (WACC), 60 prosent kapasitetsfaktor, 30 års levetid og annuitetslån. Korrigert for 2 prosent årlig inflasjon mellom 2010 og 2014 blir de langsiktige marginalkostnadene dermed 60-67 €/MWh for gasskraft uten rensing og 77-86

€/MWh for gasskraft med CCS. Dette gir 17-19 €/MWh i økte kostnader ved karbonfangst, altså eksklusiv transport, lagring overvåkning av CO₂.

De anslåtte merkostnadene av karbonfangst er ikke langt unna resultatene som presenteres i Golombek et al. (2011). Ved hjelp av modellen LIBEMOD kommer de frem til 18,7 \$/MWh (2007 USD) i merkostnader av karbonfangst fra nye gasskraftverk. Forutsatt 2 prosent årlig inflasjon og 0,75 EUR/USD tilsvarer dette 16,1 €/MWh (2014 EUR).

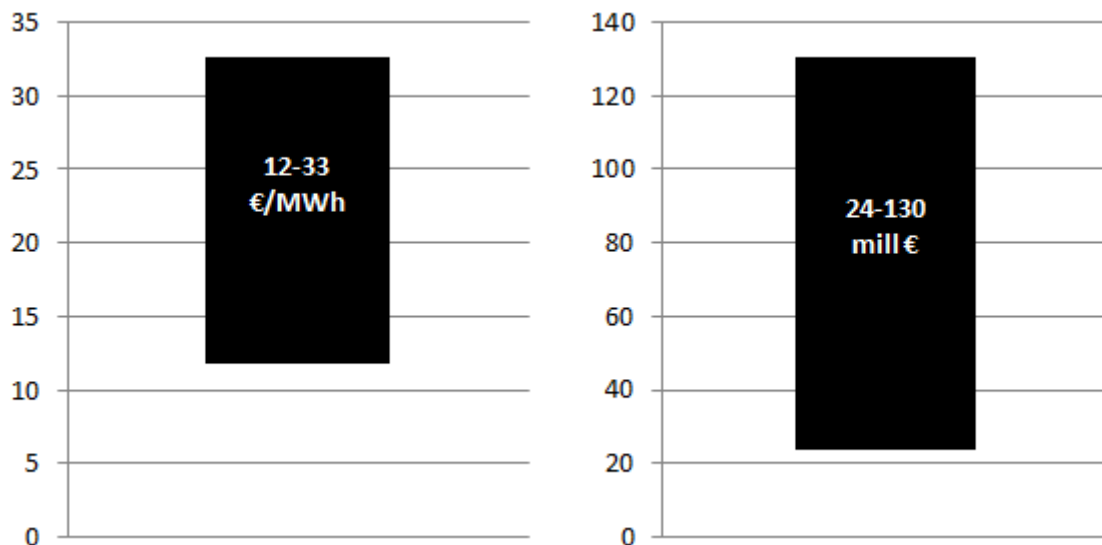
Golombek et al. (2011) normaliserer og sammenstiller også renseskostnadene ved CCS fra studier utført av IPCC og IEA/OECD. Kostnadene av karbonfangst varierer sterkt, fra rundt 40 til 110 \$/TCO₂ (2007 USD). Selv kommer de frem til 59 \$/TCO₂. I tillegg kommer kostnaden av transport og lagring som varierer fra 3,5 til 32 \$/tonn. For å vise hva dette betyr for merkostnaden av å levere kraft, må vi gjøre antagelser for CO₂-utslippet fra gasskraft med og uten karbonfangst. Ifølge IEA (2013) slipper et gasskraftverk (CCGT) uten rensing ut 355 g CO₂/kWh, mens Golombek et al. (2011) forutsetter 88 prosent redusert CO₂-utslippet ved karbonfangst. Gitt disse antagelsene og et sjablongmessig tillegg for transport og lagring av CO₂ på 10 prosent kommer vi frem til 12-33 €/MWh (2014 EUR) i merkostnader av karbonfangst og lagring (CCS) ved gasskraftproduksjon. Dette tilsvarer 38-104 €/tonn CO₂.

NOU 2012:16 («Hagenutvalget») gjennomgår flere internasjonale studier som beregner kostnadene av å oppfylle togradersmålet. Disse gir i gjennomsnitt CO₂-priser på 68 €/tonn i 2030 og 235 €/tonn i 2050, noe tilsvarer henholdsvis 48 og 155 \$/tonn (USD 2007). Intervallet, 12-33 €/MWh virker altså egnet til å representere renseskostnader i tråd med togradersmålet en gang mellom 2030 og 2050.

Hvis 2-4 TWh vannkraftproduksjon erstattes av gasskraft med CCS innebærer overnevnte 24-130 mill. euro i årlige merkostnadene av å oppfylle klimamålet. Beløpet kommer i tillegg til de øvrige kostnadene for gasskraft. Figur 4.1 illustrerer intervallet.

Figur 4.1

(a) Merkostnader av karbonfangst og lagring (CCS) ved gasskraftproduksjon (2014-priser) (b) Årlige merkostnader av å oppfylle klimamålet hvis 2-4 TWh redusert vannkraft erstattes av gasskraft med CCS (2014-priser).



Tekstboks 4.1 Kostnader av å nå klimamål er i denne sammenheng beregnet uavhengig av land

Vi har så langt beregnet de økte kostnadene av å nå klimamålet, uavhengig av hvilke land disse kostnadene belastes. I nytte-kostnadsanalyse for Norge skal man imidlertid i utgangspunktet kun inkludere norsk nytte og norske kostnader. I våre scenarier er dette likevel i stor grad to sider av samme sak da kostnadene reflekteres helt eller delvis i norske kraftpriser og norske flaskehalsinntekter. Hvis det ikke er noen flaskehals mellom Norge og resten av Europa vil kraftprisen være lik i Norge og de øvrige landene. Marginalkostnaden av å redusere utslipp i utlandet vil da "smitte" rett over i norsk kraftpris og inntektene til norske kraftprodusenter. Ved flaskehals mellom Norge og resten av Europa vil (mer-)verdien av kraft utenfor Norge delvis fanges opp av flaskehalsinntektene. Eierskapet til mellomlandsforbindelsene er riktig nok som regel delt mellom Statnett og utenlandske aktører slik at Norge kun godtgjøres rundt halvparten av denne verdien.

4.2.2 Andre miljøkonsekvenser

Økt kraftproduksjon i utlandet vil ha negative miljøvirkninger der produksjonen finner sted. Vi har ikke gått nærmere inn på vurderinger av potensielle miljøkonsekvenser i utlandet. Disse effektene er utelatt av to grunner; i) miljøeffekter i utlandet skal ikke inkluderes i en samfunnsøkonomisk analyse utover de effektene som internaliseres i prisene, ii) en identifisering av mulige miljøeffekter ved produksjon i utlandet er et omfattende arbeid som vi ikke har hatt muligheter til å gjøre innenfor rammene av dette prosjektet.

4.3 Scenario 2: Konkurransedyktig norsk kraftproduksjon

I dette scenariet ser vi på en situasjon hvor redusert norsk regulert vannkraftproduksjon erstattes av investeringer i annen norsk fornybar kraftproduksjon. Annen norsk fornybar kraftproduksjon kan for eksempel være konkurransedyktig på grunn av teknologisk utvikling og god ressurstilgang, kombinert med høy kvotepris på CO₂-kvoter.

Vi belyser her to mulige måter å erstatte tapt energi:

A) Landbasert vindkraft

I følge NVE (2014) vil de landbaserte vindturbinene som etableres i Norge i de kommende årene ha installert effekt mellom 2 og 3,6 MW. Vindkraftkonsesjonene som er gitt, eller under behandling per mars 2014 har i gjennomsnitt 2850 timer brukstid (per år), noe som tilsvarer en kapasitetsfaktor på ca. 33 prosent. Gitt disse forutsetningene og dagens tilgjengelige teknologi kan et årlig energitap på 2-4 TWh erstattes av 192-690 vindmøller. Dette tilsvarer 6-23 vindmølleparker med 30 vindmøller. Eventuelt kan naturligvis samme mengde kraft produseres av færre, men større vindmølleparker. Det er for eksempel i følge Statkraft (2014) forventet 2 TWh årlig kraftproduksjon fra tre planlagte vindkraftprosjekter på Fosen: Roan (300 MW), Storheia (220 MW) og Kvenndalsfjellet (120 MW). Denne kraftproduksjonen tilsvarer det årlige kraftforbruket til om lag 100.000 husstander.

B) Småkraft

Småkraft defineres som vannkraftverk med 1-10 MW installert effekt. Konsesjonssøknadene som var registrert i NVEs database per mars 2014 hadde i gjennomsnitt 3,3 MW installert effekt og 3079 timer brukstid (35,2 prosent kapasitetsfaktor), noe som gir ca. 10 GWh i årlig produksjon per småkraftverk. 2-4 TWh årlig energitap kan altså erstattes av 200-400 småkraftverk.

Kraftproduksjon fra vindkraft og småkraft er bestemt av henholdsvis vind og tilsig og er i liten grad regulerbar. I perioder uten vind og ved lite tilsig kan ikke disse teknologiene erstatte tapt regulert vannkraftproduksjon. Det er vanskelig å vite størrelsen på den tapte fleksibiliteten forbundet med endret manøvreringsreglement, og ikke minst hvilken investering som kan opprettholde fleksibiliteten. Hvis energitapet på 2-4 TWh skyldtes fjerning av et typisk regulerbart vannkraftverk med 3000 brukstimer ville dette gitt enkelttimer med inntil 670-1320 MW effekttap. Det er imidlertid godt mulig at det maksimale effekttapet er større når dette skyldes endret manøvreringsreglement. På den andre siden er det urealistisk å anta at endret kjøremønster for øvrig vannkraft ikke vil dekke inn noe av effekttapet. I situasjoner som «vårknipe» med fare for avbrudd og rasjonering er det også mulig at konsesjonsvilkårene mykes opp for å sikre forsyningssikkerheten. For å illustrere mulige kostnader av tapt fleksibilitet velger vi å se på en investering i et (energinøytralt) pumpekraftverk på 1000 MW. Dette tilsvarer et gjennomsnittlig pumpekraftverk utredet i CEDREN (2011). Pumpekraftverket tenkes etablert med ny tunnel mellom eksisterende oppstrøms og nedstrøms magasin og eksisterende høyeste og laveste regulerte vannstand. Kostnadene av å investere i pumpekraft representerer antagelig de maksimale kostnadene av 1000 MW tapt effekt. Samtidig kan vi ikke utelukke at effekttapet ved endret manøvreringsreglement er større enn 1000 MW i enkelte perioder.

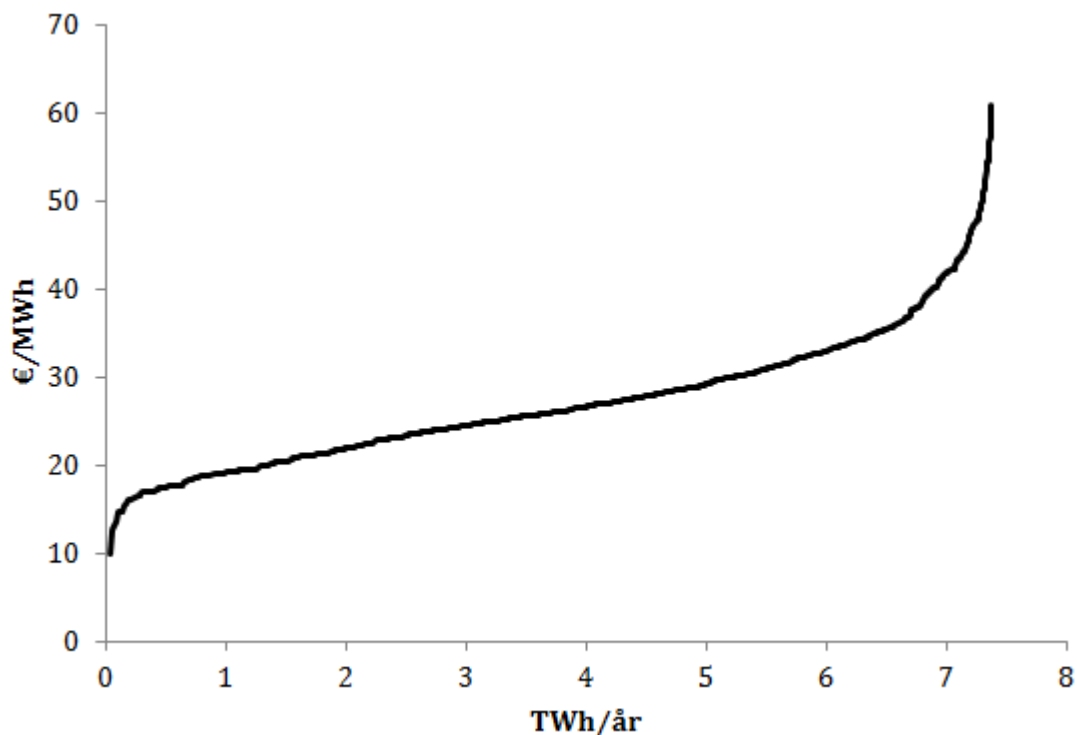
4.3.1 Klimakostnader

Det er mindre intuitivt å beregne de økte kostnadene av å oppfylle klimamålet når disse skyldes investering og påfølgende drift av fornybar kraftproduksjon. Kostnadene er ikke et direkte resultat av rensing ved det aktuelle kraftverket, men et uttrykk for at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å ta i bruk relativt dyre teknologier og ressurser. Sistnevnte er

igjen påvirket av kostnaden for CCS og rensing forbundet med annen produksjon som er omfattet av EU ETS.

Potensialet for små vannkraftverk, kartlagt av NVE illustrerer kostnadene av å erstatte eksisterende regulert vannkraftproduksjon med ny småkraft. Den s-formede kurven i Figur 4.2 viser de langsiktige marginalkostnadene for det digitalt kartlagte småkraftpotensialet per 1.1.2012. Vi har regnet om fra investeringskostnader målt i norske kroner til langsiktige marginalkostnader målt i euro ved å forutsette 2 prosent inflasjon fra 2012 til 2014, 8 NOK/EUR, 40 års levetid og 6 prosent reelt avkastningskrav for småkraftverk (i tråd med NVE, 2011).

Figur 4.2: Langsiktige marginalkostnader for det digitalt kartlagte småkraftpotensialet per 1.1.2012, €/MWh (2014-priser)



Klimamål og karbonprising gjør at vi beveger oss oppover langs kurven, mot en situasjon hvor stadig større deler av småkraftpotensialet bygges ut. Tapt energi fra uregulert vannkraft kan altså erstattes med dyr småkraft på lang sikt, hvis ikke hele potensialet er uttømt innen den tid. Uten klimamål og karbonprising ville mindre av småkraftpotensialet vært utbygd slik at regulert vannkraft kunne erstattes av relativt rimelig småkraft. Det er imidlertid vanskelig si nøyaktig hvilke prosjekter med medfølgende utbyggingskostnader dette hadde dreid seg om.

Markedet for elsertifikater kan gi en indikasjon på kostnadene av å investere i og drifte ny fornybar kraftproduksjon på mellomlang sikt i Norge og Sverige. Per 14. mai 2014 ble ett elsertifikat for 2019 omsatt i forwardmarkedet til ca. 200 SEK. Samtidig ble kraftkontraktene for systempris i 2019 omsatt for ca. 30 EUR/MWh, mens valutamarkedene verdsatte 1 EUR til 9,4 SEK i 2019. Samlet innebærer dette at markedet forventet at ny kraftproduksjon vil få inntekter tilsvarende 51,3 EUR/MWh ved salg av både kraft og elsertifikater i 2019. Dette tilsvarer 46,4 EUR/MWh målt i 2014-priser, gitt 2 % årlig inflasjon. Ifølge standard økonomisk

teori burde inntektene fra salg av kraft og elsertifikater tilsvare kostnadene av å bygge ut og drifte den marginalt lønnsomme kraftproduksjonen over et livsløp. Vindkraft blir ofte fremhevet som den marginalt lønnsomme (prissettende) teknologien. Dette betyr at de langsiktige marginalkostnadene (LCOE) burde være lavere enn 46,3 EUR/MWh for en vesentlig mengde ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige for å dekke etterspørselen etter elsertifikater (mål om 26,4 TWh i 2020). På den andre siden har flere investorer påpekt at markedets prisforventninger er for lave til å gjøre investeringer i marginale landbaserte vindkraftprosjekter lønnsomme. Dette uttrykkes blant i en høringsuttalelse i forbindelse med NVEs grunnlagsrapport for kontrollstasjonen under elsertifikatordningen (HgCapital m.fl., 2014). Her presenteres det også beregninger gjort av Thema Consulting hvor de langsiktige marginalkostnadene er estimert til rundt 70 EUR/MWh (+/- 10 %) for vindkraftprosjekter på land.

Kostnad av tapt fleksibilitet

Vi har så langt kun illustrert kostnadene av å erstatte tapt energi med fornybar kraftproduksjon i scenario 2. I tillegg kommer kostnaden av tapt fleksibilitet som vi ønsker å belyse med investering i et pumpekraftverk med 1000 MW installert effekt. Vi presiserer at dette kostnadsanslaget er svært usikkert.

CEDREN(2011) anslår at pumpekraftverkene de har identifisert koster 2,9 mill. kroner per MW (målt i 2010-priser), altså 2,9 mrd. kroner for 1000 MW. Dette tilsvarer 25,6 mill. euro per år, forutsatt 6,2 prosent prisvekst i perioden 2010-2014, 8 NOK/EUR, 40 års levetid, 6 prosent reelt avkastningskrav og 1 prosent tillegg for driftskostnader. Fordelt på 2-4 TWh årlig produksjon innebærer kapitalkostnadene av pumpekraft alene 6-13 €/MWh for å erstatte den tapte fleksibiliteten, det vil si 10-20 prosent på toppen av kostnaden av å erstatte energitapet med relativt dyr småkraft. Hvis vi inkluderer energitapet og andre driftskostnader ved pumping vil de totale kostnadene av å erstatte vannkraft med småkraft og pumpekraft i vårt eksempel nærme seg de totale kostnadene for gasskraft med karbonfangst- og lagring.

4.3.2 Miljøkostnader

Utbygging av vindkraft og/eller småkraftverk har som vist under kapittel 3.4.2 effekter for miljø, landskap, friluftsliv/turisme. Konsekvensene utredes i konsekvensutredninger og er godt kjent. Vi har derfor ikke gått nærmere inn på ikke-prissatte miljøkonsekvenser av erstatningskraft under dette kapitlet.

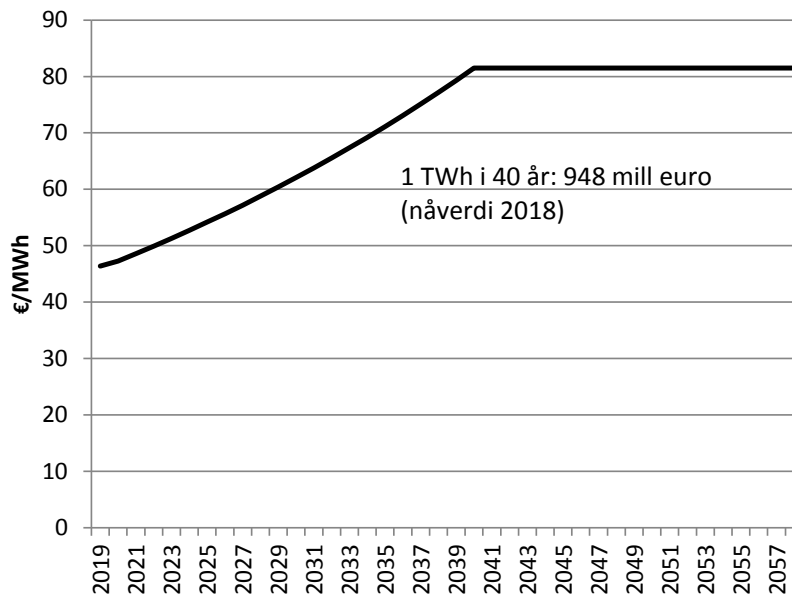
4.4 Kostnader for alternativ kraftproduksjon over tid

Vi har så langt beregnet kostnader av å investere i og drifte ny kraftproduksjon på mellomlang til lang sikt, og veien frem til en slik tilpasning vil ta tid og er usikker. Ved å kombinere estimatene fra Scenario 1 og Scenario 2 kan vi illustrere en *mulig* prisbane over tid hvor prisen først (i 2019) bestemmes av kostnaden for ny fornybar kraftproduksjon i Norge, eller Sverige og senere (fra 2040) av kostnaden for gasskraft med CCS. *Vi vil presisere at dette ikke er forventningsverdier, og at vesentlig mer arbeid burde gjennomføres for å beregne forventningsrette kalkulasjonspriser for kraft, inkludert klimakostnader.*

For å ta hensyn til markedets prisforventninger for kraft og elsertifikater tar vi utgangspunkt i priser på omsatte forwardkontrakter for 2019 per 14. mai 2014. Dette innebærer som vist i

avsnitt 4.3.1, 46,4 EUR/MWh i totale inntekter ved salg av elsertifikater og kraft i 2019 (2014-priser)³. Videre legger vi til grunn en gradvis innfasing av høyere CO₂-priser og kraftpriser ved å interpolere mot de langsiktige marginalkostnadene for gasskraft, inklusiv kostnader ved karbonfangst og lagring. Figuren under viser resulterende prisbane gitt 81,5 EUR/MWh i langsiktige marginalkostnadene for gasskraft i 2040, det vil si midten av intervallene vi fant vha. ECF (2011). Basert på denne prisbanen kan den totale kostnaden ved 1 TWh årlig krafttap i perioden 2019-2058 verdsettes til 948 mill. euro (nåverdi i 2018 ved 6 prosent realrente).

Figur 4.3: Eksempel på prisbane for kraft over tid, inkludert klimakostnader, €/MWh (2014-priser)



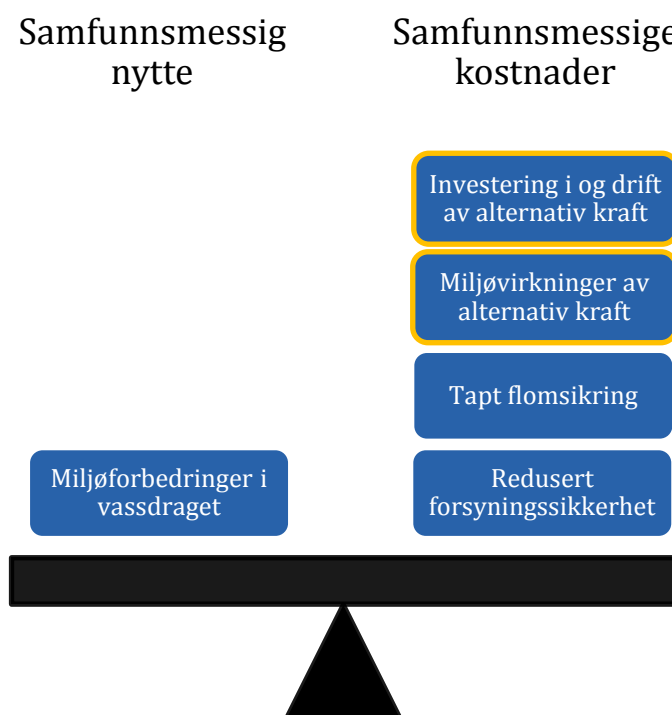
³ Tallet kunne vært nedjustert noe for å ta hensyn til at produsentene bare tildeles elsertifikater i 15 år, det vil si i kun deler av kraftverkets forventede levetid. På den andre siden er det som nevnt flere som hevder at markedsprisene er kunstig lave sammenlignet med de faktiske kostnadene av ny fornybar kraftproduksjon. Den stigende prisbanen er også mer konsistent med høyere kostnader for ny kraftproduksjon.

5. Eksempel på innarbeidelse av klima- og miljøkostnader i tiltaksvurdering av Aura

I dette kapitlet viser vi hvordan klima- og miljøkostnader kan innarbeides i en tiltaksvurdering av Aurareguleringen. Eksempelet er basert på implisitte rensekostnader og miljøkostnader av alternativ kraftproduksjon på lang sikt, altså metoden som ble vist i de to foregående kapitlene.

Eksempelet vil ikke gå nærmere inn på øvrig nytte og kostnader, men vi har likevel illustrert den samlede avveiningen i figuren under. På den ene siden kan tiltak som minstevannføring og magasinrestriksjoner gi miljøforbedringer i det aktuelle vassdraget. På den andre siden kan tiltakene nødvendiggjøre investering og drift av alternativ kraftproduksjon med tilhørende negative miljøvirkninger, og samtidig medføre tapt flomsikring og redusert forsyningssikkerhet.

Figur 5.1: Avveining mellom nytte og kostnader ved miljøforbedrende tiltak i regulerte vassdrag



Om Aurareguleringen og aktuelle tiltak

Aurareguleringen består av Osbu kraftverk og Aura kraftverk med årlig normal kraftproduksjon på henholdsvis 112 GWh og 1852 GWh. Hovedmagasinene er Aursjøen og Osbuvatn. I tillegg brukes de mindre magasinene – Holbuvatn og Reinsvatn. Osbu kraftverk utnytter fallet fra Osbuvatn til Holbuvatnet, som er inntaksmagasin for Aura kraftverk. Flere elver tas også inn

ved hjelp av såkalt «takrenneoverføring». Manøvreringsreglementet gir i dag ingen begrensninger innenfor HRV/LRV⁴.

Vilkårsrevisjonen for Aurareguleringen behandles for tiden av NVE. Selv om vilkårsrevisjonen og fremtidige tiltaksanalyser antagelig vil behandle flere aktuelle tiltak, vil vi her kun se på tiltakene som vurderes i NVE (2013):

- Minstevannføring i Aura av hensyn til viktig naturmangfold og for å bedre forholdene for fisk og fiske.
- Magasinrestriksjoner i Osbuvatn og Aursjøen av hensyn til landskap og friluftsliv.

Den samlede vurderingen i NVE (2013) plasserer Aurareguleringen i kategori 1.1, det vil si «Vassdrag med stort potensial for forbedring av viktige miljøverdier, og med antatt lite eller moderat krafttap i forhold til forventet miljøgevinst».

Tapt kraftproduksjon ved aktuelle tiltak

NVE (2013) anslår 75-100 GWh/år i krafttap ved oppfyllelse av krav om minstevannføring. Anslaget er basert på en enkel og noe uklar metodikk hvor det forutsettes slipp av 5-persentilen for tilsig i sommer- og vinterperioden. Statkraft har gjennom revisjonsdokumentet for Aurautbyggingen (Statkraft, 2005) og i et senere notat vedlagt et brev til NVE datert 29.04.2010, anslått et større krafttap ved minstevannføring på mellom 97 og 262 GWh/år. Etter Statkrafts vurdering kan krafttaptet reduseres til 19 GWh ved en investering på 750 MNOK. *Vi forutsetter her 100 GWh årlig krafttap pga. minstevannføring ved beregning av klima- og miljøkostnader.*

NVE (2013) beregner ikke krafttap ved innføring av nye magasinrestriksjoner i Aurareguleringen. Ifølge Statkraft (2005) vil det imidlertid være risiko for flomtap ved overholdelse av krav om vannstand minimum 2 meter under HRV i august og september. For å være sikker på tilstrekkelig rask oppfylling av magasinene må Statkraft beholde et restmagasin med vannstand over dagens LRV før snøsmeltingen starter. Statkrafts simuleringer med VANSIMTAP anslår et årlig forventet inntektstap på 42 millioner hvis en slik restriksjon skal overholdes i både Aursjøen og Osbuvatn. Disse beregningene er i tråd med metode 1 for verdsetting av prissatte konsekvenser («marginal verdsetting basert på upåvirkede kraftpriser»). Vi forstår det slik at inntektstapet både inkluderer tapt kraftproduksjon og kostnader ved tapt fleksibilitet, men ikke alle typer systemtjenester. Vi velger likevel ikke å inkludere anslagene i den videre analysen da prisforutsetninger er nesten ti år gamle og dessuten ikke presentert i Statkrafts rapport.

Klimakostnader av minstevannføring

I kapittel 4 argumenterte vi for langsiktige klimakostnader i intervallet 12-33 €/MWh, gitt et scenario hvor norsk vannkraft erstattes av gasskraft med karbonfangst og lagring. Innenfor det samme scenariet betyr 100 GWh årlig produksjonstap på grunn av krav om minstevannføring, 1,2-3,3 mill. euro i årlige klimakostnader på lang sikt. Dette kommer i tillegg til øvrige investering- og driftskostnader av alternativ kraftproduksjon, eventuelt i tillegg til tapte

⁴ Med unntak av luken i tappetunnelen fra Gautsjøen

kraftinntekter som er beregnet ved hjelp av kraftprisprognoser som forutsetter ingen, eller neglisjerbare CO₂-priser.

Netto miljøvirkninger av minstevannføring

NVE (2013) vurderer verdien av miljøet rundt Auraregulering som stor til svært stor, mens den negative påvirkningen av reguleringen vurderes også som stor til svært stor. Dette plasserer Aurareguleringen i VPS-gruppe 5 som omfatter reguleringer med mest negativ samlet verdi og påvirkning på miljø. Hvis NVE hadde brukt vegvesenets konsekvensvifte ville den samlede konsekvensen av Aurareguleringen blitt vurdert som meget negativ.

Minstevannføring vil antagelig redusere de negative miljøvirkningene lokalt. Samtidig kan kraftproduksjon som erstatter hele, eller deler av krafttapet også innebære negative miljøkonsekvenser. 100 GWh tilsvarer den årlige kraftproduksjonen fra 10-17 vindmøller, eller 10 småkraftverk med 3,3 MW installert effekt. Tiltaksanalysene burde inkludere negative miljøkonsekvenser av typisk alternativ kraftproduksjon, slik at netto miljøvirkning av tiltak veies mot andre konsekvenser. Dette betyr også at det ikke er tilstrekkelig å vurdere samlet verdi og påvirkning av eksisterende regulering slik som NVE (2013). I en samfunnsøkonomisk analyse er primært endringer ved et tiltak relevant, ikke opprinnelig tilstand.

Ikke grunnlag for å vurdere ikke-prissatte effekter

Når nettovirkningene av tiltaket ikke er beskrevet foreligger det ikke et grunnlag for å kunne vurdere hvorvidt de prissatte kostnadene – pluss de anslåtte klimakostnadene – står i forhold til effektene for:

- Fisk og fiske
- Øvrig naturmangfold
- Landskap og friluftsliv (inkludert reiseliv)

I tillegg til de prissatte kostnadene skal det vurderes tilsvarende effekter, pluss effekter for jakt og arealinngrep ved erstatningsproduksjonen. Basert på tidligere konsekvensutredninger kan det anslås noen øvre og nedre konsekvenser for 100 GWh kraftproduksjon fra vindmøller, og tilsvarende konsekvenser dersom det forutsettes at erstatningskraften kommer fra 10 småkraftverk. Uten nettoeffekten fra tiltaket som vurderes gir dette uansett ikke tilstrekkelig informasjon for en samfunnsøkonomisk vurdering av ikke-prissatte effekter.

6. Anbefalinger og behov for videre arbeid

Etter Forskrift om rammer for vannforvaltningen skal Vannregionmyndigheten i samarbeid med Vannregionutvalget utarbeide et tiltaksprogram som beskriver hvilke beskyttelsestiltak og hvilke miljøforbedrende tiltak som er nødvendige for å nå eller opprettholde miljømålene om minst god økologisk tilstand. For sterkt modifiserte vannforekomster er målet som hovedregel godt økologisk potensial. Forskriften ansvarliggjør videre sektormyndigheter, fylkesmannen, fylkeskommuner og kommuner til å utrede de nødvendige tiltakene innenfor sine ansvarsområder. Tiltakene skal vurderes på tvers av sektorer, og prioriteres ut fra samfunnsmessige kostnader og effekter/nytte av tiltakene så langt det lar seg gjøre.

I dette kapitlet gir vi en kort vurdering av dagens praksis og veileder for tiltaksanalyser i lys av analysene i de foregående kapitlene. Kapitlet starter med en gjennomgang av dagens praksis og regelverk for gjennomføring av tiltaksanalyser før vi gir en kort oppsummering av tilnærmingen og resultatene i NVE (2013). Med utgangspunkt i drøftingene i kapittel 3 der vi ser på styrker og svakheter ved ulike tilnærminger gir vi våre anbefalinger for hvordan de forestående tiltaksanalysene kan gjennomføres. Rammene for denne utredningen har ikke gitt rom for å utarbeide detaljerte veiledninger/forslag til hvordan tiltaksanalysene bedre kan ivareta kravet om nytte-kostnadsanalyser. Forslagene er derfor presentert på et overordnet nivå. Utredningsarbeidet har også avdekket kunnskapshull for å kunne utvikle mer presise nytte-kostnadsanalyser der usikkerhetsspennene reduseres. Avslutningsvis oppsummerer vi forslag til videre kunnskapsutvikling som kan gi mer presise anslag over verdien av norsk vannkraft i et miljø- og klimaperspektiv.

6.1 Dagens praksis og regelverk for gjennomføring av tiltaksanalyser

Det er utarbeidet en veileder i arbeidet med miljøtiltak under vannforskriften⁵ som ligger til grunn for dagens tiltaksanalyser. I følge veilederen skal det utarbeides en lokal tiltaksanalyse for hvert vannområde etter trinnene angitt i Figur 6.1 (se neste side).

Veileder 01: 2014. *Sterkt modifiserte vannforekomster*, har som formål

” å klargjøre og utdype kravene som vannforskriftens § 5 og Vedlegg V stiller til fysisk endrede vannforekomster. Veilederen skal være et hjelpemiddel for å utpeke, finne realistiske tiltak og sette miljømål for sterkt modifiserte vannforekomster. Veilederen skal bidra til en ensartet gjennomføring i hele landet som er forenlig med de forpliktelsene Norge har etter EUs vanddirektiv.”

Veileder 01:2014 understreker at tiltaket skal kunne gjennomføres uten å gå vesentlig ut over den samfunnsnyttige bruken av vannforekomsten (dvs. bruken som har forårsaket den hydromorfologiske endringen av vannforekomsten). Blant eksemplene på samfunnsnyttig bruk vises det til energiproduksjon og flomsikring.

⁵ Vannforskriften, Veileder i arbeidet med miljøtiltak. Versjon 1.0 (12.09.07). Direktoratgruppen (2007). www.vannportalen.no

Figur 6.1 Hovedtrinn i en lokal tiltaksanalyse for hvert vannområde



Kilde: Vannforskriften, Veileder i arbeidet med miljøtiltak. Versjon 1.0 (12.09.07).

Veilederen i arbeidet med miljøtiltak er fra 2007. Som det framgår av figuren skal det gjøres "skjønnsmessige samfunnsøkonomiske vurderinger".

Olje- og energidepartementet (OED) understreker i brev av 24.1.2014 at "tiltaksprogrammet som skal danne grunnlag for å sette miljømål i sterkt modifiserte vannforekomster, ikke skal være en oppramsing av alle tenkelige tiltak, men være prioriterte og realistiske tiltak med gode miljøeffekter i forhold til kostnader". Presiseringen til OED vil i praksis innebære noe mer enn skjønnsmessige samfunnsøkonomiske vurderinger.

Lokal forankring – lokalt og regionalt perspektiv

Det er Vannregionmyndigheten i samarbeid med Vannregionutvalget som skal utarbeide et tiltaksprogram som beskriver hvilke beskyttelsestiltak og hvilke miljøforbedrende tiltak som er nødvendige for å nå eller opprettholde miljømålene om minst god økologisk tilstand eller godt økologisk potensial for sterkt modifiserte vannforekomster.

Veilederen fra 2007 er lite tydelig på hvilke andre kostnader enn de direkte tiltakskostnadene og andre stedsspesifikke ulemper som skal inkluderes i analysen. Veilederen for vurdering av sterkt modifiserte vannforekomster fra 2014, krever at det i trinn 2 i tiltaksanalysen vurderes om nye tiltak er realistisk. Det skal gjøres en teknisk/økonomisk vurdering der de finansielle kostnadene vurderes. Det skal også vurderes om tiltaket kan gjennomføres uten å gå *vesentlig* ut over den samfunnsnyttige bruken av vannforekomsten. I følge veilederen (2014) må hva som er vesentlig vurderes i hvert enkelt tilfelle, og sees i sammenheng med nytten av tiltaket. Vurderingene er således en nytte-kostnadsvurdering. Samtidig sier vannforskriften §§ 22 andre ledd og 24 første ledd at det er vannregionmyndigheten som i samarbeid med vannregionutvalget skal foreslå hvilke vannforekomster som skal utpekes som sterkt modifiserte og som har ansvar for å utarbeide miljømål for disse vannforekomstene.

Svakheter ved dagens praksis og retningslinjer

For vanntiltak som berører kraftproduksjonen, vil det være en risiko for at enkelte kostnadsposter, ulemper, miljø- og klimaeffekter knyttet til annen produksjon eller velferdstap andre steder i økonomien, ikke får samme oppmerksomhet i beslutningsgrunnlaget som miljømål knyttet til det spesifikke vannområder som inngår i tiltaksanalysen. Dersom ikke alle kostnader og nytteeffekter inkluderes og gis en likeverdig behandling, vil det være vanskelig å sammenlikne verdien av vanntiltak som berører kraftproduksjon med andre vanntiltak. Det vil heller ikke være mulig å vurdere tiltak på tvers av sektorer og prioritere ut fra samfunnsmessige kostnader og effekter/nytte av tiltakene uten at spørsmål og beregninger av CO₂-kostnader og miljøeffekter ved erstatningstiltak inkluderes. I tillegg er det vesentlig at nytte-kostnadsanalyser baseres på riktigst mulig forventningsverdier på kraftpriser og andre priser, og at alle tiltakene legger samme prisforventninger til grunn. Vi kan ikke se at det foreligger retningslinjer eller anbefalinger om hvilke kalkulasjonspriser som skal benyttes i nytte-kostnadsanalyser av vanntiltak

6.2 Grunnlaget for prioriteringsliste i NVE (2013)

NVE (2013) viser en nasjonal gjennomgang av ca 395 vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022. Formålet med revisjon er å bedre miljøforholdene i de regulerte vassdragene. Prosjektet er gjennomført av NVE og Miljødirektoratet på oppdrag fra OED og MD. Direktoratene forslår på bakgrunn av gjennomgangen at 50 vassdrag gis høy prioritet, mens 50 vassdrag gis lavere prioritet og 84 vassdrag foreslås ikke prioritert.

NVE (2013) har anslått nåverdien av et produksjonsbortfall på 1 TWh til 7 mrd kroner (jf Tekstboks 6.1). Andre forhold som har vært vurdert og som det må forutsettes at det er tatt hensyn til på kostnadssiden er potensial for opprusting og utvidelse, potensial for ny kraftproduksjon, forsynings sikkerhet, flomforhold, og effekter av klimaendringer. Med effekter av klimaendring menes i denne sammenheng klimaendringenes betydning for tilsig. Klimaendringer har gitt økt tilsig og det forutsettes en fortsatt økning i tilsigene framover.

I analysene av miljøverdier og påvirkning har NVE (2013) tatt utgangspunkt i nasjonalt viktige og prioriterte miljøtemaer i samsvar med OEDs retningslinjer for revisjon av konsesjonsvilkår:

- Fisk og fiske.
- Øvrig naturmangfold.
- Landskap og friluftsliv (inkl. reiseliv).

NVE (2013) har benyttet en firetrinns metode der det først er gjort en vurdering av miljøverdi og påvirkning. Trinn to består av en vurdering av muligheter for miljøforbedringer og aktuelle tiltak med tilhørende kostnader. I trinn 3 anslås krafttapet som følge av miljøforbedrende tiltak, mens det i trinn 4 gjøres en samlet vurdering av nytte og kostnader.

I de prioriterte vassdragene (kategori 1.1 og 1.2) er samfunnsnyttene av miljøforbedringene anslått til å være større enn tapet av vannkraftproduksjon når økt tilsig og potensial for ny kraftproduksjon er hensyntatt og betydningen for flomforhold og forsynings sikkerhet er vurdert.

6.2.1 Kommentarer til NVE (2013)

NVE (2013) bygger på et stort informasjonsomfang. Det er store mengder informasjon om de aktuelle vassdragene som er samlet inn og systematisert. Dette gir et verdifullt grunnlag for de videre tiltaksanalysene som skal gjennomføres før spørsmålet om revisjon gis en endelig behandling.

NVE (2013) tar en rekke forbehold om konkrete revisjoner fordi kostnadene viser store lokale variasjoner. NVEs beregninger bygger på usikre inngangsdata, forutsetninger og avrundinger som gir stor usikkerhet i anslaget. Vi har fått opplyst at spørsmålet om et tall for samfunnsmessige kostnader av produksjonstap som følge av miljøkrav ved vannkraftrevisjoner kom opp ganske sent i prosjektet. Det ble derfor laget en forenklet analyse med ulike priser, rentesatser og antall år for å kunne gi en indikasjon på kostnaden. I kommunikasjon med NVE understrekes det at hovedpoenget med kostnadsanslagene i rapporten var å gi et grovt anslag på den størrelsesorden på kostnadene bransjen kan forvente. Det er med andre ord ikke utarbeidet en samfunnsøkonomisk beregning der eksempelvis skattekostnader er inkludert.

Vi har fått opplyst at følgende grunnforutsetninger er lagt til grunn for beregningene:

- 30 øre/kWh (fastpris hele perioden)
- 40 år analyseperiode
- 5 prosent kalkulasjonsrente

I beregningene er det brukt litt ulike kraftmengder og avrundinger. Det er også gjort beregninger med ulike renter, priser, nedskrivningstid mv. Kostnadsanslagene for 1 TWh er beregnet til å ligge mellom 4-8 mrd kroner. Akkurat hvilke forutsetninger som ligger bak beregningsresultatet 7 mrd kroner er uklart. Poenget er uansett at det verken er regnet med klimakostnader, verdi av regulerbarhet eller skattekostnad i beregningene.

Det ligger også utenfor denne utredningens mandat å vurdere NVEs kostnadsanslag. I lokale tiltaksanalyser må det uansett gjøres egne verdsettinger og verdivurderinger av hvert enkelt tiltak. Analysene bør bygge på felles forutsetninger om energipriser, klimakostnader og andre kostnader som verdsettes.

NVE understreker selv i brev datert 19.mars 2014 at NVE vil legge til grunn at tiltaksprogrammene skal bygge på tiltak der det er foretatt kost/nytte vurderinger i tråd med føringene fra OED gitt i brev av 24.januar 2014. NVE viser videre til at disse føringene kom sent i prosessen med revisjonsdokumentet (NVE, 2013). I brevet viser NVE bl.a til at:

- det må gjøres grundige nytte/kost vurderinger basert på noen tallfestede virkninger og flere ikke prissatte virkninger
- tap av eksisterende fornybar kraftproduksjon må erstattes med tilhørende miljøvirkninger for å nå vedtatte fornybarmål
- I tillegg til reguleringssevnen har reguleringsanleggene en betydelig nytteverdi når det gjelder flomhåndtering

NVE slår fast at det er behov for å bearbeide tiltaksanalysene videre for å komme fram til realistiske tiltaksprogram i tråd med kravene i direktivet. Det gis også spesifikke kommentarer til hvordan dette kan følges opp i et eget vedlegg. Vi støtter hovedlinjene i NVEs kommentarer gitt i brev av 19.mars 2014 med tilhørende vedlegg. Våre anbefalinger til gjennomføring av

tiltaksanalyser og videre arbeid er etter våre vurdering et supplement til NVEs innspill, og bør ikke betraktes som et konkurrerende forslag.

6.3 Anbefaling – utvikling av nytte-kostnadsdelen i tiltaksanalysene

Med utgangspunkt i hovedtrinnene en tiltaksanalyse (jf Figur 6.1) foreslår vi at de to siste trinnene utvides og at grunnlaget i trinn fire bearbeides på en måte som gjør det egnet til bruk i en samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsanalyse i tråd med de kravene som følger av Finansdepartementets veileder i samfunnsøkonomiske analyser (Finansdepartementet, 2005).

Det vil kreve følgende tillegg.

1. Utarbeidelse av et avgrenset referansealternativ (nullalternativ), dvs en beskrivelse av miljøtilstanden og kostnader i et tilfelle der det ikke gjøres tiltak.
2. Beskrivelse av alternative tiltak – i tillegg til tiltakene som er beskrevet i NVE (2013) bør det vurderes hvor vidt det finnes alternative tiltak som kan oppnå miljøforbedringer i samme retning, eventuelt på samme nivå som de foreslåtte tiltakene.
3. Forventet effekt beskrives. Med forventet effekt menes differansen mellom det som oppnås gjennom tiltakene og referansebanen. Alle effekter skal så langt som mulig beskrives. Både prissatte og ikke prissatte effekter skal beskrives, jf kapittel 2. Det må gjøres forutsetninger og vurderinger om erstatningskraft, der kostnader og andre effekter med erstatningskraft inkluderes.
4. Det må brukes forventningsrette kalkulasjonspriser.
 - a. Som grunnberegning bør anbefalingene om kvotepriser fra NOU:2016 benyttes inntil det eventuelt foreligger nye anbefalinger fra Finansdepartementet eller relevant sektormyndighet.
 - b. I tillegg bør det gjennomføres følsomhetsanalyser med endrede kalkulasjonspriser, spesielt for CO₂.
 - c. For å sikre konsistens på tvers av alle tiltaksanalyser bør det fastsettes sentralt hvilke kalkulasjonspriser, renteforutsetninger og beregningsperioder som skal benyttes. For eksempel kan NVE beregne og offentliggjøre en kraftprisprognose ved hjelp av likevektsmodeller for kraftmarkedet.
 - d. Ikke-prissatte effekter for tiltaket i det aktuelle vassdraget og effekter knyttet til produksjon av erstatningskraft bør behandles i tråd med metodikk basert på konsekvensviften (jf kap. 3.4.2). På grunn av usikkerhet mht hvor mye erstatningskraft som vil komme som følge av tiltaket bør det gjøres beregninger der hele kraftbortfallet erstattes og der halvparten erstattes. Det bør utarbeides "standarderstatninger" basert på et tilfelle der erstatningskraften kommer fra vindkraftverk. Det anbefales at dette utarbeides av NVE. Alternativt kan det benyttes et gjennomsnitt av de tre nyeste gjennomførte konsekvensutredningen for nye vindkraftutbygginger. Det bør utarbeides retningslinjer for "kalibrering" av effektene med størst betydning, dvs
 - Fisk og fiske.
 - Jakt
 - Øvrig naturmangfold.
 - Landskap og friluftsliv (inkl. reiseliv)
5. Sammenstille prissatte og ikke-prissatte effekter i tråd med kravene til en samfunnsøkonomisk analyse etter Finansdepartementets krav.

6.4 Behov for videre utredninger

Klimautfordringene og behovet for å redusere klimautslipp utfordrer energiproduksjonen i Norge og i Europa. Verdien av norsk vannkraft vil avhenge av blant annet klimapolitikk, krav til fornybar energi og en rekke andre rammebetingelser som i dag er usikre.

I kapittel 3 drøfter vi mulige metodiske tilnærminger for å beregne verdien av norsk vannkraft i et klimaperspektiv, mens vi i kapittel 4 illustrerer hva verdien kan være, gitt noen forenklete og stiliserte forutsetninger. Det anbefales en oppfølging av disse analysene der det også gjøres konkrete modellberegninger gitt rammene av flere, og mer spesifiserte politikkalternativer.

Veilederen for tiltaksanalyser (vanntiltak) bør oppdateres og utvides slik at den er i tråd med kravene til en samfunnsøkonomisk analyse. Dette er etter våre vurderinger også nødvendig for å tilfredsstille føringer som ligger i utredningsinstruksen.

Konkret ser vi et særlig behov for:

- Utarbeidelse av en felles kalkulasjonspris for kraft, gjerne ved bruk av en likevektsmodell. Forutsatte CO₂-priser og klimakostnadens andel av kraftprisen burde synliggjøres.
- Kvantifisering og inkludering av kostnaden av tapt fleksibilitet. Kostnaden kan for eksempel finnes ved hjelp av simuleringer som beregner oppnådd kraftpris før og etter innføring av typiske tiltak.
- Oppdatering av forutsatte politiske og markedsmessige rammebetingelsene nært opptil tiltaksanalysen for å legge til grunn realistiske kraftpriser.
- "Kalibrering" av ikke prissatte effekter; virkninger for miljø, friluftsliv, reiseliv, jakt og fiske
- Oppdatering og videreutvikling av dagens veileder i tiltaksanalyser

På noe lengre sikt anbefaler vi også at det utvikles metoder i tråd med det som er skissert under delkapittel 3.4.1 Rammeverk for økosystemtjenester.

Referanser

CEDREN(2011). Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk.

http://www.cedren.no/Portals/Cedren/Pdf/TRprosent20A7126_v1prosent201prosent20prosent20C3prosent98ktprosent20balansekraftkapasitetprosent20iprocent20norskeprosent20vannkraftverkprosent20.pdf

Direktoratgruppen (2007). *Vannforskriften, Veileder i arbeidet med miljøtiltak*. Versjon 1.0 (12.09.07). www.vannportalen.no

ECF (2011). Roadmap 2050: A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe. European Climate Foundation.

http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Volume1_fullreport_PressPack.pdf

<http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Roadmap2050-AllData-MinimalSize.pdf>

Finansdepartementet (2005): Veileder i samfunnsøkonomiske analyser

Golombek, Greaker, Kittelsen, Røgeberg og Aune (2011): Carbon capture and storage technologies in the European power market. Energy journal.

HgCapital, Commerzbank, DNB Bank, VasaVind, Zephyr (2014). Consultation on 2015 Elcertificat "Control Station".

IEA (2013). World Energy Outlook 2013. International Energy Agency.

NOU 2013: 10 Naturens goder – om verdier av økosystemtjenester

NVE (2011). Håndbok: Kostnader ved produksjon av kraft og varme.

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjonerprosent202011/Hprosentc3prosent5ndbokprosent202011/hprosentc3prosent5ndbok1-11.pdf>

NVE (2012). *Strategi for NVE 2012-2016*. Norges vassdrags- og energidirektorat

http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjonerprosent202012/NVE_Strategidok_260312_web.pdf

NVE (2013): Vannkraftkonsesjoner som kan revideres innen 2022 Nasjonal gjennomgang og forslag til prioritering. Rapport nr. 49/2013

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjonerprosent202011/Hprosentc3prosent5ndbokprosent202011/hprosentc3prosent5ndbok1-11.pdf>

NVE (2014). *Generelt om vindkraft*. NVEs nettsider.

<http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/Vindkraft/>

SINTEF (2014). VANSIMTAP

<http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Energisystemer--/Programvare/Vansimtap/>

Statkraft (2014). *Etablerer samarbeid om vindkraft på Fosen*. Pressemelding 3.mars 2014.
<http://www.statkraft.no/media/pressemeldinger/2014/etablerer-samarbeid-om-vindkraft-pa-fosen/>

Statnett (2010). *Nye utenlandsforbindelser og lønnsomhet ved effektutvidelser og pumpekraft*.

Thema Consulting og EC Group (2011). *Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet. - kan Norge levere 10 000 MW fornybar fleksibilitet til Europa?* Rapport for Energi Norge

Tonstad Vindpark AS (2012) Konsekvensutredning for Tonstad vindpark. Sirdal, Kvinesdal og Flekkefjord kommuner. Desember 2012

Vannportalen (2014): Veileder 01: 2014. *Sterkt modifiserte vannforekomster*.
www.vannportalen.no

Vista Analyse og Thema Consulting (2014). *Avkastningskrav ved investering i kabler til England og Tyskland*. Utredning for Olje- og energidepartementet

Andre dokumenter:

Miljødepartementet og Olje og energidepartementet: Brev til vannregionene datert 24.januar 2014

NVE: Brev datert 19.mars 2014: Innspill til arbeidet med vannforvaltningsplaner og tiltaksprogram med vedlegg.

Vista Analyse AS

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk forskning, utredning, evaluering og rådgiving. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder omfatter klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innenfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Vista Analyse AS
Meltzersgate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no