Grønne sertifikater

Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder

11
2004

RAPPORT

Grønne sertifikater

Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder

Norges vassdrags- og energidirektorat
2004

Rapport nr 11 - 2004

Grønne sertifikater

Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder.

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Prosjektleder: Torodd Jensen

Forfattere: Kristin Flagstad, Knut Gakkestad, Mari Hegg Gundersen, Knut Hofstad, Torodd Jensen, Trond Jensen, Kristin Kolseth og Asle Selfors

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 40
Forsidefoto: Torodd Jensen
ISSN: 1501-2840
ISBN: 82-410-0512-1

Sammendrag: Rapporten beskriver innføring av et pliktig norsk-svensk sertifikatmarked, som en mulig støtteordning for å øke produksjonen av kraft fra fornybare energikilder i Norge. Rapporten diskuterer kriterier for hvilke teknologier som bør være med i en slik ordning, rammebetingelser for sertifikatordningen, overgangsordninger, praktisk forvaltning og lovregulering. Videre gir rapporten en beskrivelse av hvilke fornybare ressurser Norge har, og hvilke av disse som kan realiseres ved hjelp av en slik støtteordning. Implementering av fornybardirektivet er også diskutert, med fokus på opprinnelsesgarantier og rapportering.

Det konkluderes med at en sertifikatordning bør være teknologi-nøytral, kvotepliktsnivået må settes høyt og baseres på realistiske ressursberegninger. Ordningen bør ha en varighet på minst 20 år. Med et kvotepliktsnivå på 10-20 TWh innen 2016 vil både vann- og vindkraftprosjekter kunne realiseres.

Emneord: Grønne sertifikater, fornybar kraft, rammer for sertifikatmarked, sertifikatforvaltning, fornybardirektivet, opprinnelsesgarantier

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Innhold

FORORD 7

1 SAMMENDRAG 8

2 INNLEDNING 12

2.1 Oppdragsbeskrivelse 12

2.2 Et pliktig sertifikatmarked 12

3 KRITERIER FOR FORNYBAR KRAFT 13

3.1 Teknologinøytralitet 13

3.2 Hvilke teknologier skal ordningen omfatte? 14
3.2.1 Definisjon av fornybar energi i EU og i RECS 14
3.2.2 Definisjoner i den svenske elsertifikatordningen 15

3.3 Vannkraft i en sertifikatordning 16

3.4 Diverse problemstillinger knyttet til andre teknologier enn vannkraft 19
3.4.1 Energigjenvinning i industrien 19
3.4.2 Sertifikatberettigelse til etablert produksjon 21
3.4.3 Umodne teknologier 21

3.5 Gratispassasjerproblemet 22

4 RAMMEBETINGELSER FOR SERTIFIKATMARKEDET 23

4.1 Kvoter og kvoteplikt 23
4.1.1 Betydning av kvotepliktsnivå i forhold til produksjonspotensial 24
4.1.2 Fastsettelse av kvoteplikt som andel av forbruk eller TWh-mål 24
4.1.3 Den svenske elsertifikatordningen – kvotepliktige og håndtering av kvoteplikten 25
4.1.4 Hvem skal være kvotepliktige 25
4.1.5 Hvem kan håndtere kvoteplikten 25
4.1.6 NVEs regulering av leverandører som håndterer kvoteplikten 26

4.2 Stabile og forutsigbare rammebetingelser 26

4.3 Sertifikatordningens varighet og utforming 27
4.3.1 Erfaringer fra den svenske elsertifikatordningen 27
4.3.2 Sertifikattildelingsperiode 28
4.3.3 Sertifikatordningens varighet 29
4.3.4 Sparing 32
4.3.5 Låning 32

4.3.6 Derivater 33

4.4 Maksimums- og minimumspris i sertifikatmarkedet 33
4.4.1 Kvotepliktsavgift 34
4.4.2 Garantipris 38

4.5 Ulikhet i hvilke teknologier som gir sertifikater i Sverige og Norge 41

4.6 Handel og markedsinformasjon 42
4.6.1 Erfaringer fra den svenske elsertifikatordningen 42
4.6.2 Markedsplass 43
4.6.3 Tilsyn med eventuell markedsplass for sertifikater 44

5 ANALYSE AV SERTIFIKATMARKEDER 44

5.1 Prinsipielt om markedsvirkninger av et sertifikatsystem 44

5.2 Handel med sertifikater mellom land med like kvotepliktsnivåer 47

5.3 Ensidig sertifikatsystem i et enkelt land 51

5.4 Sertifikathandel mellom land med forskjellige kvotepliktsnivåer 53

5.5 Oppsummering 54

5.6 Forholdet mellom et pliktig sertifikatsystem og CO_2 kvoteplikt 55
5.6.1 Virkningen av CO_2-kvotehandel på et pliktig sertifikatmarked 55
5.6.2 Virkningen av handel med sertifikater på et CO_2-kvotemarked 56
5.6.3 Sammenheng mellom sertifikater og CO2-kvoter. 56

5.7 Tidsforskjell mellom sertifikatplikt og produksjon av fornybar kraft 56

6 OVERGANGSORDNINGER 57

6.1 Svenske overgangsordninger 57

6.2 Konvertering av dagens norske støtteordninger 57

6.3 Starttid for deltakelse i sertifikatordningen 58

6.4 Enovas forslag til overgangsordning 59
6.4.1 NVEs vurdering av Enovas forslag 59
6.4.2 Konklusjon 60

7 PRAKTISK FORVALTNING AV SERTIFIKATORDNINGEN 61

7.1 Oversikt over oppgaver 61

7.2 Nærmere om de enkelte oppgaver 62

7.2.1 Innhold i anleggsbekreftelse 62
7.2.2 Godkjenning av sertifikatberettiget anlegg 63
7.2.3 Registrering av løpende produksjon 64
7.2.4 Sertifikatutstedelse 64
7.2.5 Handelsplass 65
7.2.6 Individuell kvoteplikt 65
7.2.7 Innløsning 65
7.2.8 Kostnadsdekning 66
7.2.9 Forholdet til andre sertifikatordninger 66

7.3 Arbeidsdeling innen sertifikatordningen 66
7.3.1 Godkjenning av produksjonsanlegg 66
7.3.2 Drift av dataregister og utstedelse av sertifikater 67
7.3.3 Kontrollmyndighet 67
7.3.4 Felles svensk/norsk forvaltning? 67

7.4 Nærmere avklaringer 68

7.5 Økonomiske og administrative konsekvenser 68

8 LOV OG FORSKRIFTSREGULERING 69

8.1 Elsertifikatordningen i Sverige 70

8.2 Hvilke spørsmål/tema er regulert i elsertifikatloven og underliggende forskrifter 71

9 FORNYBAR KRAFT - RESSURSOVERSIKT 72

9.1 Vannkraft 72
9.1.1 Småskala vannkraft 73

9.2 Vindkraft 74

9.3 Gjenvinning av kraft fra industrien 75
9.3.1 All gjenvunnet kraft er sertifikatberettiget 75
9.3.2 Begrenset andel sertifikatberettiget kraft 77

9.4 Bioenergi 78

9.5 Andre fornybare energikilder 79

9.6 Oppsummering 80

9.7 Nettbegrensninger 82

9.8 Investeringshindringer 84

9.9 Realiserbart innen 2016 85
9.9.1 Scenario 1 – Status Quo 86

9.9.2 Scenario 2 – Lavt kvotepliktsnivå (10 TWh) 86
9.9.3 Scenario 3 – Høyt kvotepliktsnivå (20 TWh) 87
9.9.4 Konklusjon om realiserbart kvotepliktsnivå 88

10 IMPLEMENTERING AV FORNYBARDIREKTIVET 89

10.1 Opprinnelsesgarantier 89
10.1.1 Opprinnelsesgaranti i direktivet 90
10.1.2 Opprinnelsesgaranti til all fornybar kraft 90
10.1.3 Opprinnelsesgaranti og produsert mengde 91
10.1.4 Implementering av artikkel 5 om opprinnelsesgaranti i norsk rett 91
10.1.5 Garanti kontra sertifikat 92
10.1.6 Opprinnelsesgaranti som varedeklarasjon? 92
10.1.7 Kontroll med garantier 93
10.1.8 Måloppnåelse gjennom krafthandel med tilhørende opprinnelsesgarantier 95
10.1.9 Sammenfatning om opprinnelsesgaranti 96

10.2 El-direktivet og brenselsammensetning 96
10.2.1 Konsekvenser for varen kraft 97
10.2.2 Skillet mellom typer kraft 97
10.2.3 Sammensetning bak børskraft 97
10.2.4 Myndighetenes rolle 98
10.2.5 Konsekvenser og tiltak 98

10.3 Rapportering etter fornybardirektivet 99
10.3.1 Veiledende målsetning 99
10.3.2 Rapporteringsrutiner 99
10.3.3 Oppsummering av hva andre land har rapportert 100
10.3.4 Forslag til rapportering for Norge 101

11 DEFINISJONER AV SENTRALE BEGREPER 102

12 REFERANSER 103

13 VEDLEGG 105

13.1 Handelsmodell for sertifikater 105

Forord

NVE har i flere år fulgt utviklingen av Fornybardirektivet i EU og muligheten for innføring av et pliktig sertifikatmarked for å øke produksjonen av kraft basert på fornybare energikilder. Et pliktig grønt sertifikatmarked er en slik ordning, og denne rapporten er et svar på OEDs brev av 7. juli 2003 til NVE som refererer til Stortingsmelding nr 9 (2002-2003) om innenlands bruk av naturgass. Her gjorde Stortinget vedtak om å be Regjeringen legge fram planer for et pliktig grønt sertifikatmarked for elektrisk kraft. NVE ble bedt om å ta ansvar for deler av arbeidet med å utrede innføring av et slikt sertifikatmarked og bygge opp egen kompetanse.

NVE etablerte en tverrfaglig gruppe med ingeniørfaglig, økonomisk, naturvitenskapelig og juridisk kompetanse som har vært gjennom en omfattende litteraturstudie, og har hatt kommunikasjon med aktørene i bransjen gjennom seminarer og arbeidsmøter. Underveis har det vært møter med OED for diskusjon av problematiske emner og generell rapportering. Gruppen har også hatt kommunikasjon med andre land gjennom deltakelse på møter i Brussel om Fornybardirektivet og opprinnelsegarantiordningen innenfor dette direktivet. Videre er det etablert et samarbeid med STEM i Sverige for å inkludere de svenske erfaringene i vårt arbeid.

Denne rapporten er ment som grunnlag for videre arbeid med etablering av et sertifikatmarked. Detaljer om kvoteplikt, etablering av lover og forskrifter og samordning mellom Norge og Sverige for å få et felles marked er noen av de oppgavene som må avklares og utføres før en mulig oppstart i januar 2006.

Oslo, mars 2004

Agnar Aas
Vassdrags og energidirektør

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

1 Sammendrag

NVEs oppgaver i forbindelse med denne rapporten har vært å utrede muligheter, forutsetninger og konsekvenser, samt å gi anbefalinger vedrørende innføring av et pliktig sertifikatmarked i Norge. Ordningen skal være kompatibel med den eksisterende svenske elsertifikatordningen og samtidig kunne samordnes med et bredere internasjonalt sertifikatmarked. Det er fokusert på kostnader og potensial for elektrisitet basert på fornybare energikilder, regulering av sertifikatmarkedet, sertifisering og opprinnelsesgarantier, samt implementering av fornybardirektivet.

NVEs hovedkonklusjoner er at et obligatorisk sertifikatmarked kan fungere godt for å fremme økt produksjon av kraft fra fornybare energikilder. Dette forutsetter imidlertid at ordningen er teknologinøytral, har tilstrekkelig høyt kvotepliktsnivå, har lang varighet og samordnes godt med den svenske elsertifikatordningen.

Kriterier for teknologier i en sertifikatordning. Norge bør i hovedsak følge Sveriges definisjon av fornybar kraft, dvs. all ny vannkraft, vindkraft, solenergi, bølge- og tidevannsenergi, bioenergi og energigjenvinning. Sertifikatordningen skal gjelde for nye investeringer i fornybar kraftproduksjon, men det vil være naturlig å inkludere etablert fornybar kraftproduksjon som i dag mottar støtte.

Sertifikatordningen bør være både størrelses- og teknologinøytral. For å unngå stopp i planlegging og bygging av anlegg for fornybar produksjon, bør det så snart som mulig avklares hvilke teknologier som vil kvalifisere for sertifikater og andre sentrale elementer i ordningen. Begrensninger basert på størrelse eller andre faktorer kan medføre kreative løsninger som verken er miljømessig eller samfunnsøkonomisk ønskelige. Visse innslag av gratispassasjerer må aksepteres om ordningen skal fungere rasjonelt.

Kvotepliktsnivået angir ønsket mengde ny kraft fra fornybare energikilder. Kvoteplikten oppfylles gjennom kjøp av sertifikater i et sertifikatmarked og vil dermed i praksis fungere som en kombinasjon av avgift på kraftforbruk og subsidie til ny kraftproduksjon. Dette gir økt kraftproduksjon totalt sett, noe som vil presse den ordinære kraftprisen ned. Eksisterende produsenter vil dermed indirekte bidra til å finansiere økt produksjon av kraft fra fornybare energikilder. Sertifikatmarkedet vil ikke nødvendigvis medføre høyere pris for forbrukerne.

Felles norsk/svensk handel med sertifikater vil medføre økt netto krafteksport fra det land som har lavest kostnad for produksjon av kraft basert på fornybare energikilder. Men et felles sertifikatmarked vil uansett gi en samfunnsøkonomisk gevinst for begge land i forhold til to nasjonale markeder. Et felles sertifikatmarked vil generelt være mest fordelaktig for det landet som har det laveste kvotepliktsnivået, men lave produksjonskostnader for fornybar kraft kan veie tyngre enn størrelsen på kvotepliktsnivået.

For at sertifikatordningen skal være stabil og representere et levedyktig system, må man fastsette et betydelig kvotepliktsnivå som står i et rimelig forhold til realistiske muligheter til å få frem nye prosjekter innen gitte tidsrammer.

Stabile og forutsigbare rammebetingelser er viktig for å sikre økte investeringer i fornybar energi. Uklare avgrensninger med hensyn på hvilke teknologier som får tildelt

sertifikater vil skape usikkerhet. En forutsigbar inntektsstrøm i en tilstrekkelig periode er nødvendig for å skape investeringsvilje. Revisjoner av ordningen vil også skape usikkerhet. Kvotepliktsnivå, garantipris, lengden på tildelingsperioden, sertifikatordningens varighet og sertifikatenes gyldighetsperiode må avklares og er viktig for stabiliteten i sertifikatmarkedet.

Tildelingsperioden, eller den perioden et produksjonsanlegg er berettiget til sertifikatutstedelse, bør være i overensstemmelse med forventede rammer for lånefinansiering. Det må tas hensyn til at sertifikatprisen også blir akseptabel for de kvotepliktige. En tildelingsperiode på 10 til 15 år kan favorisere vindkraft og småskalavannkraft, mens en tildelingsperiode på 25 år i større grad favoriserer vannkraft. Perioden bør vurderes i samarbeid med svenske myndigheter.

Sertifikatordningens varighet må være tilstrekkelig til at alle anlegg som er sertifikatberettiget får sertifikater i tråd med den tildelingsperioden som vedtas. Dette må også gjelde for de anlegg som kommer i drift på slutten av opptrappingsperioden. Sertifikatordningen bør minst vare til utløpet av tildelingsperioden for de anleggene som kommer sent inn i ordningen. Sertifikatordningen bør på denne bakgrunn avklares for en periode på minimum 20 år fremover. Sertifikatordningens varighet bør vurderes i samarbeid med svenske myndigheter.

Sertifikatenes gyldighetsperiode. Hvor lenge det enkelte sertifikat er gyldig vil få betydning for prissvingningene i sertifikatmarkedet. Lang gyldighetsperiode muliggjør sparing av sertifikater fra overskudds- til underskuddsår og vil bidra til å redusere prissvingningene i sertifikatmarkedet.

Maksimums- og minimumspris i sertifikatmarkedet kan dannes av henholdsvis en kvotepliktsavgift som pålegges forbruker ved ikke oppfylt kvoteplikt, og en garantipris til produsent. NVE foreslår at kvotepliktsavgiften fastsettes som en kombinasjon av en fast og en variabel avgift, der den til enhver tid laveste avgiften gjelder. Denne bør samordnes med svenske myndigheter. NVE vil foreslå å harmonisere en norsk garantipris med garantiprisen i Sverige.

Handelsplass bør etableres for å sikre et likvid marked, transparente priser, lik behandling og tillit til prisdannelsen. Dette forutsetter standardiserte produkter og lave transaksjonskostnader.

Kvotepliktige aktører. Den svenske avgrensningen innebærer at husholdninger, næringskunder og visse deler av industriens forbruk er kvotepliktig. Forbruk i forbindelse med enkelte industriprosesser er unntatt fra kvoteplikten. Den svenske avgrensningen bør følges så langt det er mulig.

NVE foreslår at det svenske systemet følges med hensyn på hvem som skal håndtere kvoteplikten. Som hovedregel håndterer kraftleverandørene kvoteplikten for sine kunder. Forbrukere som har brukt kraft som de selv har produsert, importert eller kjøpt direkte på Nord Pool Spot, og forbrukere i kraftintensiv industri må håndterer kvoteplikten selv.

Overgangsordninger. Enovas forslag til overgangsordning kan forhindre investeringstørke i 2004/2005 forutsatt at Enova gis nødvendige økonomiske fullmakter fra Stortinget våren 2004, og det avklares hvilke teknologier som omfattes av ordningen. Dette vil i så fall kunne gi flere beslutninger om nyetablering av fornybar kraft i 2004 og

2005 enn ved dagens ordninger. Den foreslåtte anbudsordning kan også fungere bra som en permanent ordning om det ikke lykkes å etablere en ordning med obligatoriske sertifikater. Det må klarlegges hvordan sertifikatene Enova disponerer i forbindelse med overgangsordningen skal selges inn i sertifikatmarkedet. Ordningen bør etableres i løpet av våren 2004 om den skal få noen betydning.

Praktisk forvaltning av sertifikatordning. NVE har på bakgrunn av eksisterende sertifikatordninger gjennomgått alle praktiske oppgaver som må ivaretas innen et pliktig sertifikatmarked. Hovedelementene er anleggsbekreftelse og godkjenning av anlegg, registrering av produksjon, sertifikatutstedelse, sertifikatoverføring, innløsning og kontroll av oppfylt kvoteplikt. Nærmere spesifisering og fordeling av oppgavene må gjøres i egen lovgivning.

Kontroll og godkjenning av nye anlegg er en forvaltningsoppgave. NVE kan forvalte godkjenningsprosessen med OED som klageinstans, eller oppgaven kan delegeres til Statnett med NVE som klageinstans.

Registrering, sertifikatutstedelse og drift av datasystem kan tillegges Statnett.

Kontroll av sertifikatinnløsning og oppfylt kvoteplikt er en forvaltningsoppgave og kan gjøres av NVE eller andre forvaltningsorganer. Sistnevnte oppgave vil kunne kreve om lag halvparten av totalt ca 10 årsverk til drift av ordningen.

Økonomiske og administrative konsekvenser. Ved siden av de ca 10 årsverk til praktisk forvaltning av ordningen, vil ordningen ha kostnader forbundet med førsteetablering av regelverk og datasystem. Kvotepliktsavgift kan gi inntekter og minstepris kan gi utgifter for staten, men anslag over disse faktorene kan først gjøres når ordningens detaljer er avklart. En sertifikatordning kan gi betydelig økt interesse for utbygging og dermed økt press på konsesjonsbehandlingen.

Ressursoversikt. NVEs ressurskartlegging har klarlagt at potensialet for økt fornybar kraftproduksjon er stort i Norge. Potensialet for både vindkraft og vannkraft er betydelig, men vindkraft ligger gjennomgående på et noe høyere kostnadsnivå.

Et teknisk/økonomisk potensial er et langsiktig potensial som kan brukes til å vurdere hvor mye av de ulike energikildene som kan realiseres i overskuelig framtid, for eksempel 10 til 15 år. Mange faktorer vil påvirke hvor mye som faktisk realiseres, ikke minst behovet for ny kraft. Andre viktige begrensninger er miljøkonflikter, rettighetsforhold til ressurser, manglende kunnskap, tidkrevende behandlingsprosess, tøffe kortsiktige finansieringsbetingelser, høye kostnader ved tilknytning til nett og manglende politisk vilje og forutsigbarhet, spesielt for vannkraft. Innføring av en sertifikatordning vil redusere betydningen av noen av disse faktorene mens andre vil forsterkes, eksempelvis økt press på konsesjonsbehandlingen.

Realiserbar produksjon frem til 2016. En sertifikatordning kan føre til betydelig økt interesse for nye prosjekter. For å sikre at ordningen blir attraktiv og at flere teknologier blir konkurransedyktige, bør samlet kvoteplikt i 2016 settes relativt høyt, men innenfor et realistisk nivå.

Vi har vurdert tre scenarier; et status quo, et med kvoteplikt på 10 TWh og et med kvoteplikt på 20 TWh.

Med videreføring av dagens økonomiske rammebetingelser (status quo) vil en i perioden fram til 2016 kunne få etablert ca 5 TWh fornybar kraft, det meste fra vannkraft.

Med en videreføring av dagens konsesjonspraksis, innføring av sertifikatmarkedet og en kvoteplikt på 10 TWh i 2016, vil økningen i fornybar kraft i hovedsak komme fra vannkraft men med noe vindkraft og noe kraft innvunnet fra varme i kraftintensiv industri.

Med en videreføring av dagens konsesjonspraksis og med adgang til å øke kapasiteten i konsesjonsbehandlingen, vil det være mulig å realisere en samlet kvoteplikt på 20 TWh i år 2016. Minst halvparten av økningen i fornybar kraft i dette tilfelle, vil komme fra vindkraft, resten fra vannkraft og noe fra innvunnet varme og bioenergi.

Norsk tilslutning til fornybardirektivet krever bl.a. etablering av en praktisk ordning for utstedelse av opprinnelsesgarantier og rapporteringer til kommisjonen. Opprinnelsesgarantier er beviser for at en viss mengde kraft er produsert fra fornybare energikilder.

Direktivets krav om **opprinnelsesgaranti** er i andre land implementert på ulike måter. En minimumsløsning er å kun utstede beviser på anlegg og produsert kraftmengde, uten kontroll med innløsning og videre bruk. Alternativt kan det søkes utviklet løsninger med de samme elementer som innen sertifikatordninger, med databasert forvaltning og kontroll med innløsning. Om en vil legge til rette for at Norge kan delta i internasjonal handel med fornybar kraft, bør sistnevnte løsning velges. Statnett bør ha ansvaret for ordningen, og kostnadene bør dekkes av produsentene. Praktisk drift av obligatoriske sertifikater, opprinnelsesgarantier og frivillige ordninger bør samordnes.

Rapportering. Ifølge direktivet skal hvert land rapportere om sine veiledende målsetninger for fremtidig konsum av fornybar kraft, de neste 10 årene, hvert femte år. Rapporten skal også inneholde en oversikt over nasjonale planer for hvordan målet skal nås, herunder støttesystemer. Hvert andre år skal det publiseres en rapport om måloppnåelse i forhold til veiledende mål i direktivet. Rapporten skal inneholde en oversikt over hvor mye fornybar kraft som er konsumert, samt hvordan dette påvirker muligheten for å nå nasjonale klimaforpliktelser. NVE vil kunne ha ansvaret for rapporteringene.

2 Innledning

2.1 Oppdragsbeskrivelse

OED ba i brev av 7. juli 2003 NVE ta ansvaret for deler av forberedelsene til implementering av fornybardirektivet og utredning av eventuell etablering av et pliktig grønt sertifikatmarked for fornybar kraftproduksjon i Norge.

OEDs brev refererer til behandlingen av Stortingsmelding nr 9 (2002-2003) om innenlands bruk av naturgass mv. (gassmeldingen) der Stortinget gjorde følgende vedtak: *"Stortinget ber Regjeringen ta initiativ til – fortrinnsvis – et felles norsk/svensk pliktig grønt sertifikatmarked som eventuelt kan samordnes med et internasjonalt sertifikatmarked, med sikte på å legge fram et konkret forslag for Stortinget så snart som mulig, og senest våren 2004."*

NVEs oppgaver har vært å utrede muligheter, forutsetninger og konsekvenser, og å gi anbefalinger vedrørende innføring av et pliktig grønt sertifikatmarked innen følgende hovedoppgaver;

- Kostnader og potensial for fornybar kraft
- Regulering av sertifikatmarkedet
- Sertifisering og opprinnelsesgarantier
- Implementering av fornybardirektivet

Deler av arbeidet har vært utført i nært samarbeid med Statnett (sertifisering og opprinnelsesgarantier) og ENOVA (muligheter for elkraft fra bioenergi, avfall og vindkraft). NVE har selv utført vesentlige deler av utredningene for å bygge opp sin egen kompetanse.

NVE har etablert en tverrfaglig arbeidsgruppe som gjennom litteraturstudie, kommunikasjon med bransjen og arbeidsmøter med eksterne deltakere og konsulenter, har utarbeidet denne rapporten.

2.2 Et pliktig sertifikatmarked

Fornybardirektivet pålegger EU-landene at en økt andel av forbruket skal dekkes av kraft fra fornybare energikilder. Hvert land har fastsatt et såkalt veiledende mål som angir den prosentvise andelen av kraftforbruket som skal komme fra fornybare energikilder innen 2010. Ved å tiltre fornybardirektivet, må også Norge fastsette et slikt mål.

Fornybardirektivet gir ingen direkte pålegg om hvordan de veiledende målene skal nås, men åpner for bruk av flere mulige virkemidler. Omsettbare grønne sertifikater, heretter bare kalt sertifikater, er nevnt som et mulig virkemiddel. Sverige har allerede startet opp sitt sertifikatmarked som, til forskjell fra frivillige sertifikatordninger basert på diverse

miljømerkeordninger, er en lovregulert ordning der konsumentene plikter å skaffe sertifikater for en viss andel av kraftforbruket.

Sertifikatene utstedes kostnadsfritt til produsenter for kraft produsert fra fornybare energikilder. Hver MWh produsert gir et sertifikat som kan selges til forbruker uavhengig av kraftflyten. Forbrukerne bruker sertifikatene til å dokumentere at de hvert år har oppfylt sin del av kvoteplikten overfor myndighetene.

Som system for å frembringe økt kraftproduksjon basert på fornybare energikilder, er sertifikatsystemet et kostnadseffektivt virkemiddel, og i så måte overlegent dagens systemer med investerings- og driftsstøtte.

3 Kriterier for fornybar kraft

Ordninger med obligatoriske sertifikater er fordelaktig sammenlignet med andre alternative støtteordninger for fornybar kraft ved at det kan etableres en reell konkurranse mellom ulike potensielle prosjekter. En felles pris på sertifikatene i et marked vil bidra til at de billigste prosjekter blir realisert først. Når de billigste prosjektene er idriftsatt, vil sertifikatprisen etter hvert måtte øke litt og dyrere prosjekter kan komme inn.

I praksis vil også andre hensyn som opptrapping av kvotepliktsnivå og framdrift i plan- og tillatelsesprosess styre rekkefølgen, men i hovedsak vil prosjekter med lave produksjonskostnader etableres først. Dette gjør at man slipper unødvendig høye sertifikatavgifter. Samtidig får en inn den mengde fornybar kraft som samfunnet ønsker. Ordningen vil på denne måte kunne gi betydelig økning i fornybar kraft til lave kostnader for samfunnet og forbrukerne.

3.1 Teknologinøytralitet

En forutsetning for de positive virkningene av en sertifikatordning er at det ikke settes unødvendige begrensninger for hvilke teknologier og anleggstyper som får være med i ordningen. Om visse teknologier eller visse størrelser på anlegg, uten nærmere vurdering av enkeltanlegg, automatisk utelukkes fra ordningen, får en lett betydelig dyrere prosjekter. Samtidig vil en ikke nødvendigvis ha oppnådd miljøgevinster. Med et begrenset antall teknologier og aktører på tilbydersiden, får en økte sertifikatpriser og dermed økte kostnader for kraftkundene.

En ordning med begrensninger mht i hvilke geografiske områder prosjekter kan tildeles sertifikater, vil virke på samme måte som teknologibegrensninger. Færre potensielle tilbydere vil gi høyere kostnader og dyrere sertifikater. Dette er årsaken til at sertifikatordninger i større regioner er klart mer effektive enn geografisk avgrensete sertifikatordninger.

Kun hvis en på godt faglig grunnlag kan slå fast at *alle enkeltprosjekter* innen en gitt teknologi eller størrelsesklasse vil være mer miljøskadelig enn alle enkeltprosjekter innen de teknologier og størrelser som får være med, bør en utelukke anleggstyper på forhånd. Så vidt vi vet har ingen til nå kunnet sannsynliggjøre at så er tilfelle. Tvert imot er det

vår vurdering at enkeltprosjekter innen f eks middels stor vannkraft kan ha lavere miljøvirkninger per kWh enn mange enkeltprosjekter innen småskala vannkraft og innen vindkraft.

En streng konsesjonspraksis mht hvilke enkeltprosjekter som får slippe til, er godt forenelig med en teknologinøytral sertifikatordning. Det er ingen motsetning mellom å si nei til de fleste konsesjonssøknader innen en gruppe og samtidig inkludere de få enkeltprosjekter som slipper igjennom i ordningen. Snarere gir dette god mening: Er all fornybar kraft inkludert, får en mange prosjekter å velge mellom og en kan dermed både ha en streng konsesjonspraksis og få inn mye ny kraftproduksjon.

3.2 Hvilke teknologier skal ordningen omfatte?

I et sertifikatmarked for elektrisk kraft er det viktig å ha klare kriterier for hva som kan omfattes av ordningen. Norge kan neppe stå helt fritt til å definere begrepet sertifikatberettiget el, men må i en viss grad tilpasse sine definisjoner til det som er gjort innenfor EU. Med tanke på mulighetene av et felles sertifikatmarked med Sverige, må vi i særlig grad ta hensyn til avgrensningen av kraft fra fornybare energikilder i den svenske ordningen med elsertifikat.

3.2.1 Definisjon av fornybar energi i EU og i RECS

Formålet med et pliktig sertifikatmarked er å fremme elektrisitetsproduksjon basert på fornybar energi. Fornybar energi er definert av ulike instanser. RECS (Renewable Energy Certificate System), som er en organisasjon opprettet av fortrinnsvis europeiske kraftselskaper, har utarbeidet standarder for et europeisk sertifikatmarked. I deres *Basic Commitments for participants i RECS* heter det : ”Renewable energy is all energy excluded that generated from fossil or nuclear fuels”. I EUs direktiv for fornybar energi (EU 2001) følger man stort sett denne definisjonen. Her er følgende definert som fornybare energikilder:

- Vindkraft
- Solenergi
- Geotermisk energi
- Bølge- og tidevannsenergi
- Vannkraft
- Biomasse (den biologisk nedbrytbare del av produkter, avfall og rester fra landbruk(vegetabilske og animalske emner), skogbruk og beslektede industrier, samt den biologisk nedbrytbare del av industri- og husholdningsavfall.)
- Deponigass
- Gass fra spillvannsanlegg og biogass

Fornybar elektrisitet defineres som

- Elektrisitet produsert i anlegg der kun fornybare energikilder inngår
- Den andel av den produserte elektrisiteten som kommer fra fornybare energikilder som også anvender konvensjonelle energikilder (hybridanlegg)
- Elektrisitet fra fornybare energikilder som anvendes til å fylle lagersystemer

3.2.2 Definisjoner i den svenske elsertifikatordningen

Sverige har i sin definisjon av fornybar kraft (Regeringens proposition 2002/02:40), det vil si kraft som kan godkjennes innenfor elsertifikatordningen, tatt utgangspunkt i RECS sin definisjon av fornybar energi.

Fornybar kraft i den svenske ordningen er:

- Vannkraft, med visse begrensninger (se nedenfor)
- Solenergi
- Bølgeenergi
- Geotermisk energi
- Biobrensel, med visse begrensninger (se nedenfor)
- Vindkraft

Vannkraft
I utgangspunktet er det kun ny vannkraft som defineres som grønn. Eksisterende vannkraft er etablert under normale økonomiske rammer og trenger ikke en særbehandling i et grønt sertifikatmarked. I 1999 innførte svenskene en driftsstøtteordning for nyetablert og eksisterende vannkraft med aggregatstørrelse under 1,5 MW. For disse anleggene er driftsstøtten erstattet med en adgang til å gå inn i det nye sertifikatmarkedet. Grønn vannkraft er dermed begrenset til å omfatte vannkraftanlegg som

- var i drift ved utgangen av april 2003 og som har aggregater på maksimalt 1 500 kW.
- ble tatt ut av drift før den 1. juli 2001 og som deretter ble satt i drift etter utgangen av 2002
- ble satt i drift første gang etter utgangen av 2002

Ny kraftproduksjon fremkommet ved utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg er også sertifikatberettiget. Dersom et anlegg, som var i drift ved utgangen av april 2003, har økt sin produksjonskapasitet etter at sertifikatordningen trådte i kraft, er den økte produksjonen berettiget til å omfattes av elsertifikatordningen (her vises det til nærmere forskrifter)

Biokraft
Svenske myndigheter forutsetter at elproduksjon basert på bioenergi må oppfylle svenske miljøkrav for at den skal kunne godkjennes som grønn. De varsler også at det vil bli utstedt forskrifter om hvilke krav som må oppfylles ved bruk av biobrensel for at den skal omfattes av elsertifikatordningen.

Når det gjelder avfall, er det bare den energien som utvinnes fra materiale med biologisk opprinnelse som er sertifikatberettiget. Dersom avfallet består av en blanding av materialer med biologisk og fossil opprinnelse, er det bare den delen av elproduksjonen

som motsvarer det biologiske materialets andel av tilført brensel (regnet i brennverdi) som skal tilgodeses sertifikater.

3.3 Vannkraft i en sertifikatordning

Den viktigste problemstilling ved etablering av en obligatorisk sertifikatordning synes å være hvordan vannkraft skal inngå i ordningen. I den svenske ordningen med elsertifikater vil all ny kraftproduksjon fra vannkraft kvalifisere for sertifikater. Svenskene har imidlertid regnet med at kun få nye middelstore og store vannkraftprosjekter vil bli realisert. Forutsetningene som skal gjelde for en eventuell felles svensk-norsk ordning bør være forholdsvis like, og ordningen bør være teknologinøytral, dvs. omfatte alle teknologier for fornybar elektrisitet.

Alternativet til å ha med *all* ny vannkraft er at kun mindre vannkraftprosjekter (ev også rene opprustingsprosjekter) får være med. Strategi for økt etablering av små vannkraftverk (OED 2003) forutsetter at slik småskala vannkraft skal tildeles sertifikater. Problemstillingen er så om midlere og større vannkraft bør omfattes av ordningen. Mot dette kan det særlig anføres to typer argumenter, miljømessige og økonomiske. Med dagens miljøforståelse kan det regnes som et problem at større anlegg vil kreve tilsvarende inngrep i naturen og derfor ikke alltid tilgodeser det bredere miljøhensyn som skal ivaretas av energisektoren. Videre hevdes det ofte at større vannkraftutbygginger ikke har behov for støtte, og at slik vannkraft er en moden teknologi med lave kostnader.

Økonomi: Mange vannkraftprosjekter er riktignok blant de billigste fornybare prosjekter, (se kapittel 9.1 og 9.6), men samtidig er det et faktum at få nye anlegg er etablert de siste 15 år. NVE antar heller ikke at nybyggingen innen noen typer vannkraft framover blir særlig stor uten endringer i de økonomiske rammebetingelsene. Selv om konsesjonspraksis og andre begrensninger også kommer inn (se kapittel 9.8), vil aktørenes lønnsomhetsvurderinger her være en viktig årsak til liten realisering. Enkeltanlegg kan beregnes å ha positiv nåverdi, uten å bli realisert. Manglende realisering er da uansett et problem som må løses.

Gratispassasjerproblemet er generelt og gjelder anlegg innen alle teknologier. Dette kan ikke unngås så lenge en velger en ikke-individuell støttetildeling, som sertifikater eller garanterte innmatingstariffer. I praksis får en normalt gratispassasjerer også ved direkte støtte. Også mange mindre vannkraftprosjekter synes bedriftsøkonomisk lønnsomme uten støtte. Småskala vannkraft er generelt sett billigere å bygge ut enn større vannkraft fordi slike anlegg stort sett ikke inkluderer magasiner eller ekstra effektregulering. En unngår dermed ikke gratispassasjerer om en setter en lav MW-grense. Gratispassasjerer er nærmere omtalt i kapittel 3.5.

Miljø: Direktoratet for naturforvaltning og ulike miljøorganisasjoner har foreslått å utelukke deler av ny (større) vannkraft fra ordningen med sertifikater ved å foreslå mer eller mindre intrikate kriterier for hvilken kraftproduksjon som skal med i ordningen. Deres syn er at bare vindkraft og små vannkraftprosjekter kan være akseptable, mens alle større vannkraftprosjekter ikke er miljøvennlig nok og dermed uønsket. Det synes også å være skepsis til konsesjonsmyndighetenes evne til å vurdere og vektlegge miljøhensyn ved behandlingen av framtidige prosjekter.

Etter NVEs vurdering er det ikke grunnlag for en generell påstand om at større vannkraftprosjekter er mer miljøskadelig *pr kWh* enn mindre vannkraftprosjekter eller vindkraft. Miljøvirkninger er knyttet til det enkelte konkrete prosjekt innen alle kategorier, og dette må som i dag vurderes individuelt. Skal en skaffe 10 eller 20 TWh kraft fra vindkraft og småskala vannkraft, kan dette ikke realiseres uten miljømessige ulemper. Selv om miljøvirkningene av et enkelt lite prosjekt vil være begrenset, kan den totale effekten av mange små prosjekter bli betydelig. NVE har allerede registrert en sterkt økende miljøskepsis til vindkraft og småskala vannkraft.

De miljømessige sidene ved bygging og drift av vannkraftanlegg vurderes gjennom de etablerte konsesjonsordningene ved en konkret individuell vurdering, hvor bare anlegg med akseptable miljøvirkninger får konsesjon. Rammebetingelsene for bygging og drift fastsettes ved konsesjonsvilkår. Små anlegg uten miljømessige virkninger av betydning vil etter en konkret vurdering kunne bygges uten vassdragskonsesjon. Det er Stortinget som gjennom Samlet plan for vassdrag har lagt rammene for hvilke prosjekter som kan konsesjonsbehandles, og som også legger føringer for hvilke prosjekter som kan få konsesjon gjennom behandlingen av enkeltsaker.

En bør ikke gjøre miljøvurderinger både i konsesjonsprosessen og i støtteprosessen. Hvis all ny vannkraft i prinsippet kan få tildelt sertifikater, blir det mange flere prosjekter å velge blant, og myndighetene kan da velge generelt å være mer restriktive ved tildeling av konsesjoner, om dette er ønskelig. I Sverige er det klargjort at en ved tildeling av sertifikater ikke skal stille ytterligere miljøkrav ut over det som er avklart i tillatelsesprosessen.

Uheldige tilpasninger: Skal en holde noe vannkraft utenom, betyr det at en må sette en tilfeldig grense blant vannkraftprosjektene. En vil da få tilpasninger der utbyggere utvikler tilstrekkelig små prosjekter ved oppdeling eller ved utvidelse. Disse vil - etter støtte - bedriftsøkonomisk kunne lønne seg foran mindre kostbare prosjekter uten støtte.

En slik ordning vil heller ikke gi incentiver til å foreta en samfunnsmessig eller miljømessig optimal utbygging. En utbygger kan risikere at prosjektet kommer over en mulig lønnsomhetsgrense (gitt at lønnsomme prosjekter ikke skal støttes) eller over en fastsatt MW-grense, og ikke få sertifikater. Hvis derimot all ny vannkraft blir sertifikatberettiget, vil hvert prosjekt kunne utvides ved marginale endringer til den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsgrense etter sertifikattildeling nås. Dermed kan det oppnås større totalproduksjon med små eller ingen ekstra miljøvirkninger.

Forsøk på å sette skiller på størrelse for vannkraftprosjekter, vil medføre at de framtidige prosjektene tilpasses slike grenser, og at prosjektene samlet sett verken blir miljømessig eller samfunnsøkonomisk gode. Andre kriterie- eller skjønnsmessig baserte godkjenningsordninger for hva som kvalifiserer for sertifikater vil ha tilsvarende eller større negative virkninger. Det vil i tillegg medføre at ordningen blir mer komplisert, mindre forutsigbar, og i praksis vil det også kunne innebære en dobbel konsesjonsbehandling.

Dersom sertifikater knyttes til en fastsatt grense på installasjon (f eks 5 eller 10 MW) kan det føre til at større installasjoner deles opp i en rekke små installasjoner like under

grensen i samme stasjon eller i flere trappevise utbygginger i samme vannstreng. En overføring basert på takrenne med få tekniske inngrep i vannstrengene kan bli oppdelt

med flere kraftverk og fysiske inngrep i hver vannstreng. Slike alternative løsninger vil ikke være samfunnsøkonomisk eller miljømessig optimale.

Andre mer eller mindre intrikate kriterier som grad av uberørthet, utbygging eller tidligere reguleringer, eventuelt å ekskludere nye reguleringer eller overføringer, medfører grader av skjønnsvurderinger, og vil redusere forutsigbarheten betydelig. Det vil også gjøre ordningen mer ressurskrevende.

Som følge av politiske/miljømessige prioriteringer er det er neppe realistisk å forvente etablering av nye større reguleringsmagasiner i landet i framtida. Det kan likevel finnes muligheter for etablering av noen mindre nye reguleringer og utvidelser av eksisterende magasiner spesielt ved ytterligere senking. I et forsyningssystem med større innslag av uregulert kraft, vil ny magasinkapasitet ha stor verdi. Det vil være uheldig samfunnsmessig om slike anlegg ikke blir etablert fordi de ekskluderes fra en sertifikatordning.

Opprustning og utvidelse (O/U): En sertifikatordning kan påskynde O/U av vannkraftverk og bidra til ytterligere effektivisering av vannkraftanlegg. Det vil være viktig med forutsigbarhet om en planlagt opprustning eller utvidelse vil kvalifisere for sertifikater, og hvor stor andel av produksjonen som vil kvalifisere for sertifikater. Denne andelen bør også beregnes på en entydig og hensiktsmessig måte.

Vi vil foreslå at det tas utgangspunkt i NVEs beregninger for middelproduksjon for det enkelte anlegg beregnet med basis i siste standard hydrologiske normalperiode. Økt produksjon framkommer som en prosentvis økning i forhold til produksjonen fra før. Det kan utstedes sertifikater for en tilsvarende andel av ny løpende totalproduksjon. Det må fastsettes nærmere beregningsmåter for ulike typer prosjekter, for eksempel forbedringer av virkningsgrad i turbin, falltapsreduksjoner i vannveiene og økninger i tilsig ved inkludering av nye tilsigsfelt og nye eller utvidede magasiner. Dersom det samtidig blir foretatt revisjoner av vilkår i gjeldende konsesjoner som medfører skjerpede bestemmelser om minstevannføring som gir produksjonstap, må dette holdes utenfor grunnlaget for sertifikater. Det vil måtte settes visse avgrensninger mot vedlikeholdsarbeid.

Dersom O/U prosjekter utestenges fra en sertifikatordning vil det sannsynligvis medføre realisering av kun de prosjektene som må gjennomføres pga av sikkerhet og strengt nødvendig vedlikehold.

En viss kontinuitet i aktiviteter knyttet til O/U og bygging av nye vannkraftverk har betydning for norsk kompetanse og industri/næringsliv selv om de må konkurrere internasjonalt om kontrakter.

Reetablering av vannkraftverk som har vært nedlagt er sannsynligvis en lite aktuell problemstilling. For å hindre eventuell taktisk nedlegging bør en imidlertid sette relativ lang nedleggingsperiode for eksempel 5 - 10 år, og deretter betrakte gjenoppbygd anlegg som nytt.

Tildeling av sertifikater for å kompensere for nye tyngende vilkår i forbindelse med revisjon av konsesjonsvilkår synes unødvendig og frarådes innført.

Konklusjon: Hvis mye av vannkraften holdes utenfor en sertifikatordning, vil et betydelig vannkraftpotensial med små miljøvirkninger gå tapt. En kan også få betydelige problemer med tilpasninger til de valgte grenser. Det er derfor gode grunner til å følge Sveriges eksempel med å innbefatte all ny vannkraft i sertifikatordningen.

Det frarådes derfor å sette grenser for hva som kvalifiserer for sertifikater både i forhold til størrelse og teknologier for fornybare energikilder. Eventuelle grenser og ekskludering av teknologier eller prosjekter vil heller ikke være i tråd med internasjonale definisjoner og like rammevilkår i et framtidig felles marked. Dersom det likevel skal differensieres vil det være minst skadelig å differensiere på tildelingsperioden for sertifikater for ulike typer prosjekter.

Spørsmålet om hva slags prosjekter/teknologier som vil omfattes av en ev ordning med sertifikater bør avklares så raskt som mulig for å unngå at planlegging og bygging av prosjekter utsettes pga usikkerhet.

Etter NVEs vurdering bør all økt vannkraftproduksjon inkludert opprusting og utvidelse, inngå i en sertifikatordning. Det finnes knapt teknologier for fornybar elektrisitet som ikke gir grader av miljøkonflikter, og konsesjonsordningene er det etablerte verktøyet for å sette grenser for hva som er akseptabelt. Det er ikke grunnlag for å skille mellom teknologier og skille mellom store og små anlegg mht grad av miljøvennlighet. En teknologi- og størrelsesnøytral ordning vil være det mest effektive, fordi de mest prisgunstige prosjektene normalt vil bli realisert først. Det vil også bidra til at det blir et større volum i sertifikatmarkedet.

3.4 Diverse problemstillinger knyttet til andre teknologier enn vannkraft

Av de nevnte fornybare teknologier under kapittel 3.2, er både vind og sol uproblematiske når det gjelder sertifikatberettigelse i Norge. Solenergi og havbaserte teknologier vil neppe spille noen praktisk rolle inntil videre, og utbyggingen av vindkraft vil reguleres gjennom konsesjonsordningen. Når det gjelder bruk av bioenergi i sertifikatordningen, er det viktig at den følges opp med strenge miljøkrav.

3.4.1 Energigjenvinning i industrien

Norge har et stort innslag av energiintensiv industri basert på vannkraft og andre energikilder (kull). Det er tidligere påvist at en betydelig del av den energien som forbrukes i denne industrien, kan spares eller gjenvinnes til for eksempel elproduksjon (IFE/KR/F-97/246).

Generelt regnes ikke enøk- og energieffektiviseringstiltak som del av sertifikatordningen, selv om den innsparte energien er i form av elektrisitet. Hvis tiltaket innebærer økt

elproduksjon basert på for eksempel restvarmen i industriprosessen kan saken stille seg annerledes. Her må det skilles mellom følgende tilfeller:

1. Industriprosessen benytter fossile energikilder
2. Industriprosessen benytter elektrisitet basert på fornybar energi
3. Industriprosessen benytter bioenergi (treforedlingsindustrien)
4. Industrien benytter en blanding av fossile og fornybare energikilder

Tilfelle 1) er i utgangspunktet ikke sertifikatberettiget. Se for øvrig omtale av tilfelle 4).

I tilfelle 2) er industriprosessen basert på fornybar energi. Da vil også den primære energikilden for gjenvunnet energi (elektrisitet) være fornybar. Følgelig vil det være grunnlag for det syn at økt elproduksjon basert på restvarmen i industriprosessen kan omfattes av ordningen med sertifikater når prosessen i utgangspunktet er basert på elektrisk kraft fra fornybar energi. Norsk elforsyning er imidlertid ikke basert på 100 % fornybar energi. Det gjelder først og fremst i de år da landet er avhengig av en netto import av elektrisitet. Marginal kraftproduksjon i det nordiske og europeiske systemet er basert på fossile energikilder. Dette betyr at når sertifikater for gjenvunnet kraft skal tilgodeses, må andelen elektrisitet basert på fossil energi regnes inn som et prosentvis fratrekk. En slik beregning kan gjøres på følgende måter.

A. For hvert år beregnes andelen fornybar kraft i det norske forbrukssystemet basert på den faktiske kraft produksjon, korrigert for netto import. Andelen fornybar kraft beregnes i ettertid når offisiell statistikk foreligger og vil følgelig variere mye fra år til år avhengig av tilsigsforholdene.

B. For hvert år settes det opp en kraftbalanse basert på hydrologiske gjennomsnittsdata. Nødvendig netto import beregnes etter at det faktiske forbruket er registrert. Andelen fornybar kraft beregnes på dette grunnlag. Med denne metoden blir andelen fornybar kraft mer forutsigbar.

C. Industri som har egen vannkraftproduksjon får 100 % uttelling av gjenvunnet kraft så lenge de klarer seg med egen produksjon. Må de kjøpe kraft må denne delen behandles som beskrevet i pkt. A eller B.

Tilfelle 3) er sammenlignbar med tilfelle 2) ved at industriprosessen er basert på fornybar energi.

Tilfelle 4) er vanlig i for eksempel ferrolegeringsindustrien og treforedlingsindustrien der man i tillegg til elektrisitet og tremasse også har et innslag av kull og olje. Gjenvunnet elektrisitet kan da regnes som fornybar etter en prosentsats som gis av sammensetning av brukt energi.

Det kan imidlertid anføres at all gjenvunnet elenergi fra spillvarmen bør være sertifikatberettiget så lenge den kun er et biprodukt som ellers går tapt (se Econ 2002). Dette vil nemlig bidra til at mye ny kraft kommer ut i markedet uten at uttaket av fossile brensler øker, slik intensjonen er med en sertifikatordning. En slik liberal praksis vil øke det samlede gjenvinningspotensialet fra 1,9 til 3,4 TWh.

Hvis man skal åpne for en slik mulighet, er det viktig at sertifikatordningen i seg selv ikke gir insentiver til ny produksjon som ikke er basert på fornybare energikilder. Retten til å omsette denne type gjenvunnet kraft må derfor begrenses til prosesser som er virksomme i dag og som ikke utnytter spillvarmen. For nye prosesser vil en slik sertifikatrett gi insentiver til ikke-fornybar produksjon og disse bør derfor ikke omfattes av denne ordningen. Det er også en teoretisk mulighet for at en liberal praktisering av reglene innenfor sertifikatordningen kan bidra til å forlenge levetiden til industri som i dag har et betydelig innslag av ikke fornybar energi. Innenfor de tidsrammer man her snakker om (10-15 år) regnes ikke det som noe praktisk problem.

3.4.2 Sertifikatberettigelse til etablert produksjon

Deler av dagens fornybare kraftproduksjon er blitt til gjennom ulike støtteordninger. Støtten har dels vært i form av investeringstilskudd og dels som driftstilskudd. Når det gjelder driftstilskudd, har vindkraft mottatt et tilskudd tilsvarende ½ forbruksavgift på elektrisk kraft (elavgift). For øvrig er det gitt et indirekte tilskudd i form av fritak for elavgift. Det har vært aktuelt for kraft som er produsert i energigjenvinningsanlegg, mottrykksanlegg eller i aggregat med generator som har merkeytelse mindre enn 100 kVA. Det antas at ca 1 TWh av dagens produksjon i prinsippet er berettiget til direkte eller indirekte tilskudd. Hvor mange som i praksis har hatt nytte av denne fritaksordningen for elavgift er ikke kjent i NVE, da ordningen praktiseres av Toll- og avgiftsdirektoratet.

Det er mulig at disse støtteordningene bør bortfalle når sertifikatordningen trer i kraft. For de prosjektene som kun har mottatt investeringstilskudd vil dette være uproblematisk. Deres rammebetingelser vil ikke bli berørt av at dagens støtteordning bortfaller. Problemet oppstår for de produksjonsenhetene som mottar ulike former for driftsstøtte. Hvis denne type produksjon er sertifikatberettiget, vil det være naturlig at de som berøres trekkes inn i den nye sertifikatordningen selv om produksjonen alt er etablert. Retten til sertifikater kan da ses på som en kompensasjon for bortfall av dagens støtteordning.

Slik kriterier for fritak for elavgiften er utformet kan deler av denne produksjonen ikke bli sertifikatberettiget. Det gjelder særlig kraft produsert i mottrykksturbiner, og eventuelt i energigjenvinningsanlegg (avhengig av hvordan kriteriene for å være sertifikatberettiget utformes, se kapitel 3.4.1). Det må vurderes nærmere hvordan bortfallet av støtten skal kompenseres for disse kategoriene.

Som nevnt i kapittel 3.2.2 gir Sverige alle etablerte aggregater i vannkraftverk lik eller mindre enn 1,5 MW adgang til å gå inn i sertifikatordningen. Hvis en tilsvarende ordning skal innføres i Norge, vil ca 1 TWh av dagens vannkraftproduksjon bli omfattet av sertifikatordningen.

3.4.3 Umodne teknologier

En støtteordning basert på sertifikater vil ikke være tilstrekkelig for å fremme nye umodne teknologier. RES direktivet og El direktivet åpner for muligheter til å støtte disse teknologiene på andre måter.

3.5 Gratispassasjerproblemet

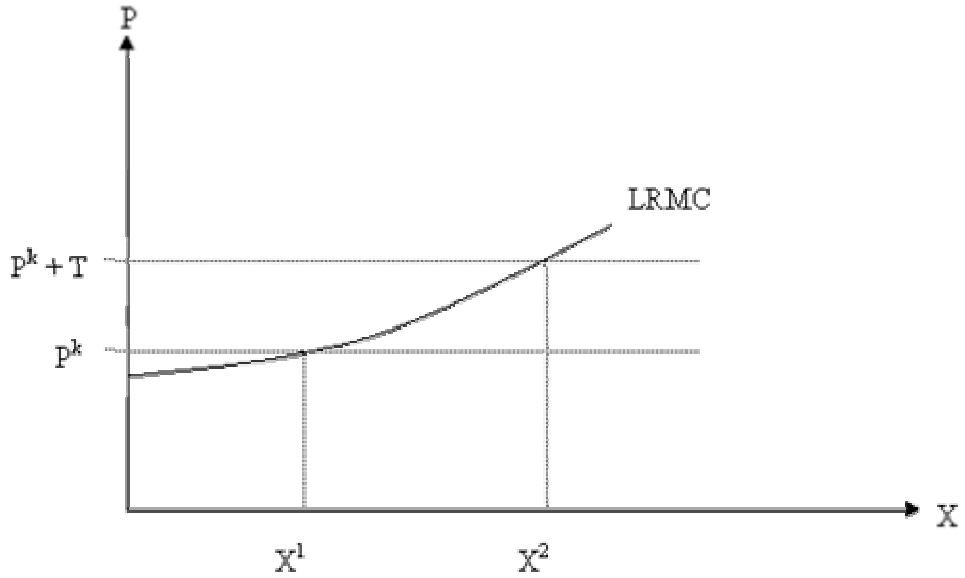
Ulike produsenter av fornybar kraft vil på grunn av teknologiske, ressursmessige og geografiske forhold stå overfor svært ulik kostnad for å produsere kraft. De fleste er avhengig av økonomiske støtteordninger for å oppnå lønnsomhet, men noen er kommersielt lønnsomme uten et sertifikatmarked, men vil likevel kunne komme med i ordningen. Alle som får godkjenning for å være sertifikatberettiget vil få samme sertifikatpris. Dette betyr at noen vil få høyt overskudd, og andre vil få mindre overskudd av sertifikatordningen.

Med gratispassasjerproblemet tenker en først og fremst på de aktørene i sertifikatmarkedet som har prosjekter som vil være kommersielt lønnsomme uten sertifikater, og der eierne dermed vil få sertifikatinntekten som en ren ekstrainntekt. Dette kan oppleves som urimelig.

Imidlertid er gratispassasjerproblemet mer generelt enn dette. Noen prosjekter som er rett under grensen for det kommersielt lønnsomme vil få muligheten til å tre inn i sertifikatmarkedet, og vil da få en svært høy ekstra avkastning fra sertifikatet.

Spørsmålet som reiser seg er om man skal trekke en grense for prosjekter som ikke skal få sertifikater, og i tilfelle hvor en slik grense skal trekkes. Dersom det trekkes en grense, vil det likevel være mulig for en utbygger å fordyre et prosjekt og dermed utforme det slik at det faller innenfor grensen for sertifikatberettigelse. Dette kan være uheldig i en samfunnsøkonomisk sammenheng da dette vil gi et effektivitetstap.

Figur 3-1 Gratispassasjerer



Problemstillingen er illustrert i figur 3 -1. Kurven LRMC angir langsiktig grensekostnad for fornybar kraft. Ved kraftpris P^k er all produksjonskapasitet opp til X^1 kommersielt lønnsomt. Dette betyr at denne kapasiteten vil komme inn i markedet uavhengig av sertifikater. Ved sertifikatpris T vil all kapasitet opp til X^2 være lønnsom og vi får denne mengden inn i markedet. Men siden alle teknologier langs LRMC defineres som fornybar, vil også den kommersielt lønnsomme delen av kapasiteten få et tillegg i prisen lik T. Det som oppfattes som gratispassasjerer er dermed all kapasitet under X^1. Men all kapasitet opp til X^2 vil ha en "unødvendig" høy ekstrainntekt (grunnrente) fra sertifikatene og således delvis være gratispassasjerer. Dersom det for eksempel settes en grense ved X^1, slik at alle prosjektene under ikke får sertifikater, vil produsentene se seg tjent med å utforme prosjektene (fordyre dem) slik at også den nederste del av LRMC flyttes opp over linjen P^k.

I Sverige har man derfor valgt den løsningen at all produksjon, som faller innenfor definisjonen av fornybar kraftproduksjon er sertifikatberettiget uansett om den vil være lønnsom uten ordningen. Også sett i forhold til virkningene av et mulig kvotemarked for CO_2, synes dette fornuftig (jfr kapittel 5).

4 Rammebetingelser for sertifikatmarkedet

4.1 Kvoter og kvoteplikt

Kvotepliktsnivået angir hvor mange sertifikater forbrukerne totalt sett må kjøpe innenfor et kvotepliktsår. Sertifikater vil bli utstedt pr MWh produksjon av fornybar kraft, og det totale nivået (mengden sertifikater) vil være fastsatt av myndighetene i tråd med det ønskete målet for fornybar kraftproduksjon.

I prinsippet vil kvoteplikten ligge på forbrukerne som en plikt til å kjøpe en viss mengde sertifikater i forhold til sitt kraftforbruk, men man kan godt tenke seg at enkelte forbrukergrupper får fritak fra ordningen. Fritak må imidlertid kompenseres med at øvrige forbrukere vil få tilsvarende høyere kvoteplikt.

I praksis er det kraftleverandørene som vil kjøpe sertifikater for forbrukere som ikke selv ønsker å delta i sertifikathandelen. Leverandøren vil måtte sikre kostnadsdekning for sine kjøp av sertifikater gjennom å kreve inn en betaling fra forbrukerne. I Sverige kalles dette sertifikatavgift og legges til den vanlige kraftprisen.

Ved å fastsette et kvotepliktsnivå vil det oppstå en positiv pris på sertifikater. Prisen på sertifikatene må minst være lik differansen mellom langsiktig marginalkostnad for fornybar kraft og markedsprisen på kraft (se figur 3-1). Sertifikatprisen skal finansiere merkostnaden for produksjon av fornybar kraft, slik at målsetningen for produksjonen nås. Kvotepliktsnivået er viktig for prisdannelsen i sertifikatmarkedet, men det er også

viktig å sette et realistisk kvotepliktsnivå dersom vi skal få et levedyktig sertifikatsystem som fremstår som stabilt og troverdig for kraftbransjen.

Dersom flere land går inn i et felles sertifikatmarked, kan hvert land ha sitt eget mål for økt fornybar kraft, for eksempel lik landets veiledende mål i forhold til fornybardirektivet. Men både definisjonen av "fornybar kraft" og landenes egne målsetninger innen et sertifikatmarked kan avvike fra målene i fornybardirektivet. Forskjellige kvotepliktsmål er ikke i seg selv til hinder for gjensidig handel med sertifikater mellom land, men ulike definisjoner av fornybar kraft kan være problematisk.

4.1.1 Betydning av kvotepliktsnivå i forhold til produksjonspotensial

Hvordan kvotepliktsnivået fastsettes i forhold til produksjonskapasiteten på iverksettelsestidspunktet, dvs. eksisterende produksjon og sannsynlig ny produksjon det første året, og forventet utbyggingspotensial har stor betydning for prisdannelsen i markedet. Dersom kvoteplikten er høy i forhold til forventet tilgang vil det medføre relativt høye sertifikatpriser. Hvordan kvotepliktsavgiften er fastsatt kan da få stor betydning, da sertifikatprisen vil presses opp mot dette nivået. Økende kvotepliktsavgift fra et år til et annet i kombinasjon med muligheten for sparing vil ikke bare kunne forsterke dette, men også isolert sett kunne føre til en situasjon der sertifikatprisen blir liggende på nivået for kvotepliktsavgiften. Forholdet er nærmere beskrevet i kapittel 4.4.1.

Dersom kvotepliktsnivået settes lavt i forhold til tilbudet av fornybar kraft vil en eventuell garantipris kunne få stor betydning. Ved mulig sparing av sertifikater vil dette imidlertid avhenge av den framtidige utviklingen i kvotepliktsnivået, dvs. fremtidig etterspørsel i forhold til tilbud.

Kunnskap om kostnadsforhold, utbyggingspotensial og hvor raskt utbygging kan skje er viktig ved fastsettelse av kvotepliktsnivå, fastsettelse av eventuell kvotepliktsavgift og garantipris. Videre er det viktig å ta hensyn til kvotepliktsnivået ved fastsettelse av eventuell kvotepliktsavgift og garantipris. Kvotepliktsnivået, utforming av kvotepliktsavgiften og garantipris har igjen betydning for konsekvensene av en eventuell mulighet for sparing av sertifikater.

Problemstillingen er konkret drøftet i kapittel 9 (vedr. realiserbart potensial)

4.1.2 Fastsettelse av kvoteplikt som andel av forbruk eller TWh-mål

Kvoteplikten fastsettes i forhold til det totale kraftforbruket og angir det totale antallet sertifikater (MWh) som må fremlegges per år. Volumet kan enten fastlegges som en prosentvis andel av kraftforbruket, eller som et gitt antall TWh som skal komme fra fornybar kraftproduksjon.

Ved et prosentvis fastlagt mål vil kvoteplikten i det enkelte år variere med det totale kraftforbruket. Kalde år med høyt forbruk vil gi økt kvotepliktskrav, mens varme år med lavt forbruk vil gi lavere kvotepliktskrav. Ved et prosentmål vil kvoteplikten med andre ord variere med værforholdene.

Utformet som et TWh-mål vil derimot kvoteplikten ligge fast i forhold til det totale kraftforbruket og dermed være upåvirket av værsituasjonen. Et TWh-mål vil derfor gi større forutsigbarhet for produsenten, fordi usikkerhet med hensyn på forbruk unngås. Videre er det mer treffsikkert med hensyn på oppnåelse av et kvantitativt mål for utbygging. Dersom målet fastsettes som en andel for hele tidsperioden, vil utbygget antall TWh være usikkert.

Dersom kvoteplikten fastsettes som et TWh-mål kan det årlig beregnes et andelskrav som justeres i forhold til måloppnåelsen i de foregående år. De nasjonale veiledende mål i fornybardirektivet er for øvrig utformet som prosentvise andeler av landenes kraftforbruk, mens det totale målet for EU er utformet som et fast TWh-mål.

Målsetningen i Sverige er at forbruket av fornybar kraft skal øke med 10 TWh fra 2002 til 2010. Den totale kvoteplikten er imidlertid større enn dette siden også en del av den eksisterende produksjonen er sertifikatberettiget. For 2003 var kvoteplikten satt til 7,4 %. Dette skal økes gradvis til 16,9 % i 2010.

NVE anbefaler at kvotepliktsnivået fastsettes som et TWh-mål for å unngå usikkerhet i etterspørselen av sertifikater som følge av årlige forbruksvariasjoner.

4.1.3 Den svenske elsertifikatordningen – kvotepliktige og håndtering av kvoteplikten

I Sverige avgrenses kvoteplikten til å gjelde husholdninger, næringskunder og visse deler av industriens forbruk er kvotepliktig. Forbruk i forbindelse enkelte industriprosesser er unntatt fra kvoteplikten.

Som hovedregel håndterer kraftleverandøren kvoteplikten for de forbrukerne som han har solgt kraft til. Enkelte grupper *må* imidlertid selv håndtere sin kvoteplikt. Dette gjelder forbrukere som har brukt kraft som de selv har produsert, importert eller kjøpt direkte på Nord Pool Spot, og forbrukere i kraftintensiv industri. Andre forbrukere kan *velge* om de vil håndtere kvoteplikten selv.

4.1.4 Hvem skal være kvotepliktige

Den svenske avgrensningen bør følges så langt det er mulig i Norge, da dette gir størst likhet for de kvotepliktiges tilpasning til kvoteplikten i de to landene innenfor et felles marked. Videre vil ulike utforminger av kvoteplikten for norsk og svensk industri føre til ulike konkurransevilkår.

Reguleringen av hvem som skal være kvotepliktige må imidlertid vurderes i forbindelse med en eventuell innføring av et pliktig sertifikatmarked.

4.1.5 Hvem kan håndtere kvoteplikten

NVE foreslår at det svenske systemet følges med hensyn på hvem som skal håndtere kvoteplikten.

Pr i dag finnes det om lag 130 kraftleverandører som har omsetning til sluttbrukere, og disse er registrert gjennom omsetningskonsesjonsordningen. Det anbefales at disse må

håndtere kvoteplikten for de av sine kvotepliktige kunder som ikke selv ønsker å håndtere kvoteplikten.

Med hensyn på kostnadseffektivitet i forbindelse med administrativ håndtering og kontroll, er det ikke ønskelig at enkelthusholdninger eller små næringskunder selv skal håndtere kvoteplikten da disse enkeltvis vil ha relativt lave totale sertifikatkostnader. Dersom det opprettes en markedsplass for handel med sertifikater, vil det antagelig være krav til sikkerhetsstillelse og/eller gebyrer som fører til at det ikke er interessant for små forbrukere å handle selv. Også meglere vil kreve gebyrer. Det kan eventuelt fastsettes en avgift knyttet til egen håndtering av kvoteplikten som gjør at dette ikke vil være lønnsomt.

Når det gjelder nettselskap som leverer kraft til kunder i henhold til sin leveringsplikt, må det ses nærmere på hvem og hvordan kvoteplikten for disse kundene skal håndteres. Normalt har nettselskapet sannsynligvis ikke kompetanse til å handle med sertifikat.

Pålegg om å håndtere kvoteplikten må avklares juridisk.

4.1.6 NVEs regulering av leverandører som håndterer kvoteplikten

Dersom forbrukeren ikke håndterer kvoteplikten selv, kan denne ivaretas av kraftleverandøren. Disse innehar i dag omsetningskonsesjon. For selskap som kun driver kraftomsetning fungerer omsetningskonsesjonsordningen hovedsakelig som en registreringsordning.

Det bør avklares hvordan en eventuell konkurs hos kraftleverandør skal håndteres. Eksempelvis kan det tenkes at leverandøren ikke har anskaffet tilstrekkelig antall sertifikater i forhold til kundenes kvoteplikt. I tilfeller hvor den kvotepliktige kunden er fakturert forskuddsvis for sertifikatkostnaden, må det da avklares om oppfyllelse av kvoteplikten innebærer at kunden i tillegg skal måtte betale kvotepliktsavgift for ikke oppfylt kvoteplikt.

Reguleringsbehovet for leverandører som håndterer kvoteplikt må avklares nærmere i forbindelse med en eventuell innføring av et sertifikatmarked.

4.2 Stabile og forutsigbare rammebetingelser

I et pliktig sertifikatmarked fastsetter myndighetene mål for økt produksjon av fornybar el i form av kvoteplikt. Denne må fordeles som en andel av forbruket til kvotepliktige forbrukere, som må kjøpe sertifikater tilsvarende denne andelen. Prisen på sertifikatet bestemmes av tilbud og etterspørsel. Kvoteplikten er en lovpålagt plikt for forbruker. For at plikten skal kunne oppfylles, må det være tilstrekkelig tilbud av sertifikater slik at det blir balanse mellom tilbud og etterspørsel av sertifikater. Det er derfor viktig at utformingen av sertifikatordningen skaper investeringsincentiver.

Økte investeringer i fornybar energi innenfor et markedsbasert sertifikatsystem innebærer risiko med hensyn på både volum og prisvariasjoner i sertifikatmarkedet og det ordinære kraftmarkedet samt risiko som har sammenheng med bl.a. regulatorisk robusthet og offentlige forpliktelser og garantier.

Stabilitet og forutsigbarhet i rammevilkårene er viktig for å sikre investeringer i fornybar energi som ellers ikke beregnes å være lønnsom. Mulighet for revisjon av rammebetingelsene vil skape usikkerhet. Forutsigbar inntektsstrøm i en tilstrekkelig periode er nødvendig for å skape investeringsvilje. Tilbudet av sertifikater i markedet er viktig for prisdannelsen, og uklare avgrensninger med hensyn på hvilke typer fornybar elproduksjon som får tildelt sertifikater vil skape usikkerhet. Videre er kjennskap til kvotepliktens størrelse og utvikling viktig for at aktørene skal kunne anslå sertifikatetterspørselen.

Produksjonen av fornybar el i vann- og vindkraftanlegg avhenger av værforholdene, og det kan være store variasjoner i produksjonsvolum fra det ene året til det andre. Dette vil kunne gi store variasjoner i tilbud, og dermed store prissvingninger.

For å oppnå stabilitet i markedet, kan sertifikatene gis varighet utover kvoteperioden, dvs. at sertifikatene kan spares, og det kan åpnes for låning av sertifikater. Videre vil kvotepliktsavgift og garantipris danne henholdsvis pristak og prisgulv i markedet, og gi et system med mindre usikkerhet for henholdsvis forbruker og produsent. Trygghet i forhold til at en sertifikatordning skal være et vedvarende system der hovedelementene er langsiktig fastsatt, vil være viktig.

I de følgende avsnitt (kap. 4.3 – 4.6) er vesentlige forhold for å oppnå et velfungerende sertifikatmarked drøftet. Det er tatt utgangspunkt i den svenske elsertifikatordningen.

4.3 Sertifikatordningens varighet og utforming

Sertifikatordningens varighet angir hvor lenge forbrukerne er pålagt kvoteplikt. Produsenter av fornybar kraft vil være berettiget til sertifikater i en fastsatt periode, kalt tildelingsperioden. Denne perioden kan ha tilsvarende eller kortere varighet enn sertifikatordningen. Hvor lenge et produksjonsanlegg tildeles sertifikater vil ha betydning for prisnivået på sertifikater.

Sertifikatenes gyldighetsperiode (varighet) er den tidsperioden sertifikatet kan benyttes, fra det utstedes til det ikke lenger er akseptert innenfor sertifikatordningen. Hvor lenge hvert enkelt sertifikat er gyldig vil få betydning for prissvingningene i sertifikatmarkedet. Et sertifikat kan gis gyldighet som er begrenset til en kvoteperiode, dvs. sertifikatet kan kun benyttes innenfor det året som produksjonen har foregått, eller det kan åpnes for sparing av sertifikater ved å gi sertifikatene gyldighet inntil sertifikatordningens sluttidspunkt.

4.3.1 Erfaringer fra den svenske elsertifikatordningen

Den svenske elsertifikatordningen trådte i kraft 1. mai 2003. Kvoteplikten er fastsatt frem til og med 2010 som en andel av forbruket. Antall sertifikat som den kvotepliktige skal ha avregnes for hver kvotepliktsperiode tilsvarende et kalenderår den 1. april i påfølgende år. Sertifikatene har en ubegrenset gyldighetstid. Den svenske regjeringen vil følge systemets utvikling og dets virkning på produksjonen av fornybar energi, og vil gjennomgå

kvotepliktsnivået annethvert år med oppstart 2004[1]. I forbindelse med denne gjennomgangen kommer også muligheten for å øke ambisjonsnivået til å bli vurdert.

Kvoteplikten for 2003 utgjør i overkant av 4,9 TWh. I perioden 01.05.2003 til 31.12.2003 er det utstedt sertifikater på om lag 5 TWh[2]. I denne perioden er omsatt sertifikater på 3,5 TWh. Sertifikatene kan være handlet flere ganger, og det foreligger ikke tall for hvor stor andel av kvoteplikten de kvotepliktige har dekket opp med sertifikater hittil.

Det er estimert at allerede eksisterende produksjon utgjør 6 TWh[3]. Det har vært små tegn til nye investeringer av særlig omfang foreløpig. De største tilbyderne har hittil vært foretak som ikke har elproduksjon som hovedbeskjeftigelse, men som tidligere har produsert el ved hjelp av biobrensel for å ha billig egenproduksjon. Eksempelvis benyttes bark og sagspon som er restprodukt fra papirindustri til å produsere el som nå får tildelt sertifikater. Aktører hevder at tidshorisonten er for kort til å gi nye investeringer.

STEM skal foreta en utredning med hensyn på fremtidig kvoteplikt, herunder hva som skal skje etter 2010. Denne skal være ferdig i november 2004.

4.3.2 Sertifikattildelingsperiode

Et anlegg tildeles sertifikater for et bestemt antall år (tildelingsperiode).

Forutsigbar inntektsstrøm i en tilstrekkelig periode er nødvendig for å skape investeringsvilje. Aktører hevder at det bør gis visshet for tilfredsstillende avkastning på investert kapital 10-15 år frem i tid. Deler av bransjen antyder selv at de har problemer med å få finansiering av prosjekter utover 10 år. Selv om prosjektet gir inntekter i 25 år, vil investor for å unngå likviditetsproblemer være avhengig av tilstrekkelige inntekter til å nedbetale hovedandelen av lånet i løpet av den første 10-års-perioden. Sertifikatprisen vil henge nøye sammen med hvor mange år et anlegg tildeles sertifikater. Dersom tildelingsperioden blir for kort vil sertifikatprisen bli urimelig høy, og dersom perioden blir for lang vil sertifikatprisen bli for lav for å imøtekomme eventuell lånefinansiering og medføre likviditetsproblemer for utbygger.

En løsning hvor det gis sertifikater for ulikt antall år avhengig av lønnsomheten, vil redusere omfanget av at prosjekter gis støtte utover det som er nødvendig for lønnsomheten. I og med at kostnadene ikke bare varierer fra teknologi til teknologi men også fra prosjekt til prosjekt, vil en slik løsning kreve nøyaktig kunnskap om enkeltprosjekter. Dette er ikke ønskelig innenfor et system med sertifikater.

Tildelingsperioden bør være i overensstemmelse med lengden på eventuell lånefinansiering. Ut fra mange ulike innspill tror vi at en tildelingsperiode på ca 10 til 15 år vil være i overensstemmelse med forutsetningene for finansiering. Det bør imidlertid foretas en nærmere vurdering basert på beregnede tilbudskurver og kvotepliktsnivå, slik at det legges opp til en stabil prisutvikling. Energipolitiske mål med hensyn på utbygging og hva som anses som akseptabel sertifikatpris også for de *kvotepliktige* må tas hensyn til.

[1] Regjeringens proposition 2002/03:40

[2] Kilde: STEM

[3] Regjeringens proposition 2002/03:40

Tildelingsperiode og kvotepliktsnivå, herunder opptrapping i kvoteplikten, vil ha stor betydning for de kvotepliktiges kostnad. Perioden bør dessuten vurderes i samarbeid med svenske myndigheter, slik at ordningene harmoniseres med hensyn på dette.

4.3.3 Sertifikatordningens varighet

Dersom kvoteplikten er økende i hele perioden det er fastsatt kvoteplikt for, må det også foretas investeringer mot slutten av perioden for at kvoteplikten skal kunne oppfylles. Dersom det forventes at det ikke kommer nyinvesteringer på grunn av for lite langsiktighet, vil aktørene, dersom det åpnes for det, spare sertifikater fram mot slutten av perioden. Målet om økt produksjon av fornybar energi vil da ikke nås. Systemet bør derfor utformes slik at det også gis incentiver til å foreta nyinvesteringer mot slutten av perioden det er fastsatt kvoteplikt for.

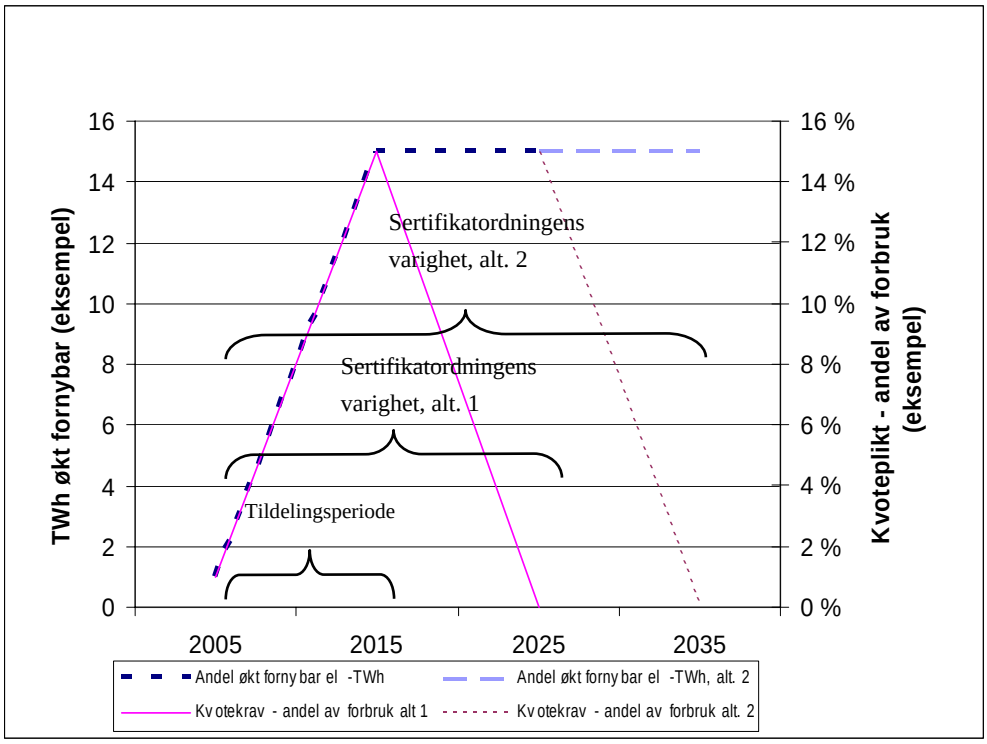
Sertifikatordningens varighet må derfor være tilstrekkelig til at alle anlegg som er sertifikatberettiget får sertifikater i tråd med den tildelingsperioden som vedtas, også for de anlegg som kommer i drift på slutten av opptrappingsperioden.

En mulig løsning er å løpende forlenge sertifikatordningens varighet tilsvarende tildelingsperioden fra enkelte anleggs tidspunkt for ferdigstillelse, det vil si rullerende perioder. Alternativt kan kvoteplikten opprettholdes på et fast nivå i en periode slik at alle anlegg kan tildeles sertifikater i et antall år tilsvarende tildelingsperioden for sertifikater. Sertifikatordningen bør da vare minst inntil utløpet av tildelingsperioden for anleggene som får sertifikater i slutten av opptrappingsperioden.

Kvoteplikten, eller den andelen av forbruket som skal være fra fornybare produksjonsformer, må holdes konstant i en periode. Det prosentvise kvotepliktsnivået må imidlertid tilpasses i forhold til hvor stor andel av denne produksjonen som ikke lenger tildeles sertifikater. Eventuell under- eller overoppnåelse i TWh fra foregående år må også tas hensyn til ved beregning av prosentkravet. Dette er illustrert i figur 4-1 nedenfor.

Det forventes at produsentene finner det lønnsomt å opprettholde produksjon utover perioden det gis sertifikater for. Dette gjelder for vind- og vannkraft anlegg, hvor hovedkostnaden er knyttet til investering i produksjonsanlegget, mens kostnader i forbindelse med drift og vedlikehold vil være relativt begrenset de første 25 årene. Imidlertid er det større driftskostnader knyttet til produksjon av bioenergi, slik at en her ikke nødvendigvis vil være garantert videre drift etter støtteperioden. En løsning på dette kan være å tildele slike anlegg sertifikater mot en produksjonsforpliktelse etter tildelingsperioden.

Figur 4-1. Tildelingsperiode i forhold til sertifikatordningens varighet



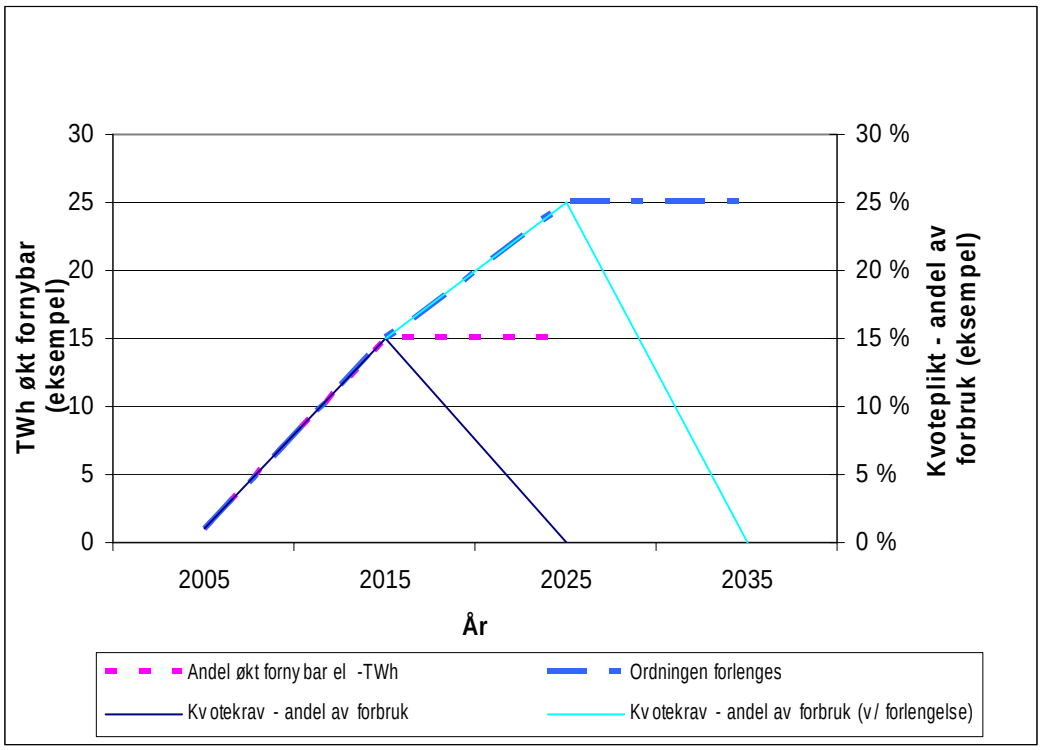
I figur 4-1 er to alternativer illustrert. I begge alternativene er tildelingsperioden satt til 10 år. I alternativ 1 er det en opptrapping i kvoteplikten i 10 år fra 2005 til 2015. Sertifikatordningens varighet er satt til 20 år slik at prosjektene som kommer inn på slutten av opptrappingsperioden også skal kunne få sertifikater i 10 år. Dette innebærer at fornybar el som en andel av forbruket i TWh må ligge fast i 10 år, mens kvoteplikten som prosentandel av forbruket må trappes ned fordi prosjekter går ut av ordningen når de har fått tildelt sertifikater i 10 år. I alternativ 2 er det en opptrapping i kvoteplikten i 10 år fra 2005 til 2015, deretter ligger kvoteplikten også som prosentandel av forbruket fast i 10 år fra 2015 til 2025. Dette innebærer at når prosjekter som har fått tildelt sertifikater i 10 år går ut av ordningen, må nye prosjekter komme inn. I perioden 2025 til 2035 trappes kvoteplikten som prosentandel av forbruket ned.

Ser vi på hvilke ordninger som er valgt i enkelte andre land med sammenlignbare ordninger, har Australia, England og Texas lignende løsninger: England fastsatte i utgangspunktet økende kvoteplikt fra 2002 frem til 2010, dvs. i ni år, deretter ble kvoteplikten opprettholdt på dette nivået frem til 2027, dvs. i 17 år. Senere har det imidlertid blitt vedtatt videre progresjon i kvoteforpliktelsen fra 2010 til 2016. Sertifikater

tildeles for hele perioden. Australia har fastsatt økende kvoteplikt i 10 år, deretter opprettholdes kvoteplikten på dette nivået i 10 år. I Texas er kvoteplikten økende de første syv årene, deretter ligger den fast de neste 11 årene.

NVE anser det som mest hensiktsmessig med en løsning med økende kvoteplikt i et visst antall år, og deretter en periode med "flat" kvoteplikt slik at også de anlegg som kommer i drift på slutten av opptrappingsperioden får sertifikater i tråd med den tildelingsperioden. Det fastsettes da et sluttår og et endelig mål for ordningen. Et system med rullerende perioder vil kreve overgangsløsninger, dersom ordningen ikke skal måtte løpe i det uendelige. Det bør imidlertid være åpent for at ordningen kan forlenges, enten i løpet av sertifikatordningens varighet (jfr. figuren nedenfor), eller ved utløpet av sertifikatordningen ved at det fastsettes krav og vilkår for en ny sertifikatordning.

Figur 4-2. Figuren illustrerer hvordan sertifikatordningen kan forlenges



Sertifikatordningens lengde må fastsettes i tråd med tildelingsperioden. Ordningen bør vare minst inntil utløpet av tildelingsperioden for anleggene som får sertifikater i slutten av opptrappingsperioden.

Kvoteplikten i det eksisterende svenske markedet for elsertifikat er fastsatt frem til og med 2010, og det er ikke klarlagt hva som kommer til å skje etter dette. Dersom Norge slutter seg til den svenske elsertifikatordningen fra 2006, må en norsk kvoteplikt fastsettes for lenger tidshorisont. Ulik tidshorisont vil kunne føre til at norske og svenske

sertifikater blir to produkter, dvs. sertifikat som varer frem til 2010 fra den svenske ordningen og sertifikat som varer lenger fra den norske ordningen.

NVE mener det bør vurderes å fastsette sertifikatordningens varighet i samarbeid med svenske myndigheter, slik at ordningene harmoniseres med hensyn på dette. STEM skal foreta en utredning med hensyn på blant annet videreføring av ordningen etter 2010 som skal foreligge i november 2004.

4.3.4 Sparing

Dersom sertifikatene kun skal ha ett års varighet må de innløses/annulleres innenfor det samme året de er utstedt. Dette utelukker sparing og betyr at det vil bli en tett kobling mellom forbruksmålet og produksjon av fornybar kraft. Med lenger gyldighetstid kan aktørene selv bestemmer hvilket år de ønsker å benytte innløsningsretten for sertifikatene. Lang gyldighetstid gir mulighet for å spare sertifikater fra år med overskudd til år med underskudd av sertifikater. Kort gyldighetsperiode vil dermed gi større prisvolatilitet i sertifikatmarkedet enn om sparing av sertifikater er mulig. I det svenske sertifikatmarkedet har man valgt å ikke tidsbegrense varighetene for elsertifikater.

Det har vært innvendinger mot å sette for lang gyldighetstid for sertifikater ut fra det hensynet at dette kan gjøre det enklere å bruke markedsmakt ved å holde tilbake sertifikater fra markedet. Spesielt har det vært pekt på såkalte ”freeridere”, det vil si produsenter som mottar sertifikater på produksjon som uansett vil være lønnsom i det ordinære kraftmarkedet og som derfor kan holde sertifikater tilbake uten fare for sin egen økonomiske situasjon.

Aktører (som eventuelt er i stand til å holde tilbake mer sertifikater enn det som er optimalt fra et samfunnsøkonomisk perspektiv) må imidlertid også være store nok til å kontrollere en tilstrekkelig andel av det totale sertifikatvolum for at dette skal få prisimplikasjoner, og dermed skape problemer. Uten den nødvendige størrelse vil tilbakeholding av sertifikater, som i andre markeder, kompenseres ved at andre aktører øker sitt tilbud innenfor den samme perioden. Problemet ved markedsmakt oppstår først når enkelte aktører kontrollerer et tilstrekkelig stort volum til å påvirke prisene. Problemstillingen har i seg selv lite med sertifikatenes varighet å gjøre, og bør i alle fall håndteres på egnet måte av konkurransemyndighetene.

4.3.5 Låning

Innen et sertifikatmarked er det og mulig å tenke seg to ulike former for låning av sertifikater. For det første er det mulig å lage en ordning slik at forbrukerne innen et enkelt år bare behøver utløse for eksempel 90 % av kvoteplikten. Resten blir lagt til kvoteplikten året etter. Den andre muligheten er en ordning slik at produsenter skal kunne låne sertifikater fra egen fremtidige produksjon, for eksempel fra et prosjekt som er under bygging.

Muligheter til å låne sertifikater betyr at fremtidig sertifikatutstedelse gjøres tilgjengelig i dag. Vi får da i prinsippet ”et uendelig” tilbud av sertifikater og mulighet til å redusere prisvolatiliteten i sertifikatmarkedet.

Dersom en låneordning skal fungere må den faktiske leveranse av fremtidige sertifikater sikres. Innenfor en ordning der produsenter har mulighet til å låne fra fremtidig produksjon kan dette være problematisk opp mot muligheten for konkurs eller andre problemer som kan føre til at det blir vanskelig å opprettholde forpliktelsene. Vi vil derfor ikke anbefale at det gis mulighet til å låne fra fremtidig produksjon. Redusert krav til innløsningsplikten i et enkelt år, fremstår imidlertid ikke som like problematisk og kan være en ordning som vil kunne fungere.

Låning av sertifikater er muligens mest aktuelt i oppstartfasen for sertifikatmarkedet da det ikke finnes en oppspart sertifikatmengde. I det svenske sertifikatmarkedet er det en viss mulighet til å låne sertifikater i opp til 2 måneder. I praksis er dette bare en teknikalitet som har sammenheng med at utløsningstidspunktet for sertifikater ikke er ved årsskiftet men 1. april slik at sertifikater utstedt for januar og februar kan inkluderes. Det er imidlertid ikke mulig å låne sertifikater over lengre perioder.

4.3.6 Derivater

Fremtidig inntekt for kraftprodusenter som er avhengig av sertifikathandel vil være usikker. I forhold til det svenske sertifikatmarkedet med mye biobasert kraftproduksjon, tror vi at usikkerheten i det norske sertifikatmarkedet vil bli større fordi dette i større grad vil bli basert på vannkraft. Det vil dermed antakeligvis kunne være behov for prissikringsmekanismer.

For å sikre seg mot prissvingninger i det fysiske markedet for kraft, kan aktørene inngå finansielle kontrakter. Slike kontrakter kan inngås bilateralt direkte mellom ulike aktører i kraftmarkedet, eller de kan handles på børs. Nord Pool ASA driver børs for notering av kraftderivater.

Vi anser det som sannsynlig at det vil kunne være et behov for prissikring i et fremtidig norsk sertifikatmarked. Et terminmarked tilsvarende dagens terminmarked for kraft vil i så fall kunne være en god løsning. Dette produktet mener vi imidlertid det må være opp til en fremtidig markedsplass for sertifikathandel (for eksempel Nordpool) selv å utvikle om behovet er til stedet.

4.4 Maksimums- og minimumspris i sertifikatmarkedet

Maksimumspris (pristak) og minimumspris (prisgulv) i sertifikatmarkedet kan dannes av henholdsvis en fast kvotepliktsavgift som pålegges forbruker ved ikke oppfylt kvoteplikt og en garantipris til produsent for sertifikater produsert.

Er kvotepliktsavgiften variabel, vil det ikke eksistere en maksimumspris i sertifikatmarkedet.

4.4.1 Kvotepliktsavgift

En kvotepliktsavgift er en kostnad som den kvotepliktige må betale dersom han ikke oppfyller sin kvoteplikt.

Erfaringer fra den svenske elsertifikatordningen

Innenfor den svenske elsertifikatordningen er det som sanksjon fastsatt en avgift (kvotepliktsavgift) som må betales dersom ikke kvoteplikten oppfylles. For hver kvotepliktsperiode (kalenderår) er kvotepliktsavgiften fastsatt til 150 % av gjennomsnittlig sertifikatpris. I en innledningsfase, det vil si for 2003 og 2004, er avgiften satt til henholdsvis SEK 175 og 240 for å unngå urimelig høye kvotepliktsavgifter[4]. Regjeringen kommer til å følge utviklingen både med hensyn på kvotepliktsavgiftens virkning på sertifikatprisen og i sammenheng med gjennomgang/revisjon av kvotepliktsnivået i 2004, og vil vurdere mulig endring i kvotepliktsavgiftens utforming.

Ved utforming av kvotepliktsavgiften i det svenske systemet er det lagt vekt på at en variabel eller "flytende" kvotepliktsavgift reduserer risikoen for at avgiften blir prisstyrende. Den skal videre motivere aktørene til å oppfylle kvoteplikten framfor å betale avgiften. Effektiv prisdannelse tilsier at prisen skal følge likevektsprisen mellom tilbud og etterspørsel av sertifikat. På bakgrunn av beregnet tilbudskurve og kvotepliktsnivå er likevektsprisen i den inneledende femårsperioden beregnet til å skulle ligge i intervallet 60-150 SEK/sertifikat.

Gjennomsnittsprisen i perioden 01.05.2003-21.01.2004 er ca. 200 SEK/sertifikat. Prisen kan imidlertid gi et skjevt bilde da handelen kan være avtalt på et annet tidspunkt enn den registreres (se kapittel 4.6.1 for nærmere beskrivelse). Sertifikatprisen i det svenske sertifikatmarkedet ligger nå opp mot eller over kvotepliktsavgiftsnivået, hensyntatt skatteeffekten, for 2003[5]. En av årsakene til at sertifikatprisen ligger over kvotepliktsavgiften er at leverandørene heller betaler høyere pris enn å bli oppfattet som "lite miljøvennlige" ved ikke å følge opp kvoteplikten[6]. En annen årsak kan være at aktører kjøper sertifikater *nå* til en pris som det forventes at er lavere enn neste års sertifikatpris for å spare disse og selge videre eller dekke opp neste års kvoteplikt. Siden kvotepliktsavgiften er fastsatt på et høyere nivå for 2004, skaper dette muligheter for høyere priser på sertifikatene i 2004. Antall omsatte sertifikater er til tross for priser opp mot pristaket og over, langt lavere enn antall utstedte sertifikater. Dette skyldes sannsynligvis at mange produsenter sparer sertifikater på grunn av forventninger om høyere priser i 2004, noe som gir ubalanse mellom tilbud og etterspørsel. Videre avhenger aktørenes beslutning om å spare sertifikater også av hvor avhengige de er av inntekt *nå* i forhold til på et senere tidspunkt. Det antas at en annen årsak til mye sparing i

[4] Regjeringens proposition 2002/03:40

[5] Ettersom sanksjonen for ikke-oppfylt kvoteplikt er fastsatt som en *avgift* som normalt ikke er skattemessig fradragsberettiget for foretakene, blir pris som tilsvarer kvotepliktsavgiften 175 x 1,28 = 224 SEK/sertifikat (SOU 2001:77)

[6] Iht. STEM

den svenske elsertifikatordningen er at aktørene ikke har behøvd å selge alle sertifikatene sine for å oppnå tilstrekkelig inntekt[7].

Generelt om kvotepliktsavgiften

Sertifikatmarkedet er et "konstruert" marked som er myndighetsregulert/politisk besluttet. Kvoteplikten vil være en lovpålagt plikt for forbruker, men for at plikten skal kunne oppfylles må det være tilgjengelig sertifikater. Det må finnes et alternativ til markedet dersom ikke tilbudet er tilstrekkelig, ettersom det da ikke vil være mulig å oppfylle kvoteplikten. Dersom låning av sertifikater tillates vil det kunne være et alternativ, men det forutsetter at noen har bestemt seg for å investere i produksjon som får tildelt sertifikater i fremtiden. (Låning er nærmere beskrevet i kapittel 4.3.5)

Ulike satser vil påvirke handelsvilkårene, jfr. avsnittet nedenfor. NVE foreslår at det samarbeides med svenske myndigheter slik at ordningene harmoniseres med hensyn på dette. STEM skal foreta en gjennomgang av kvotepliktsavgiftens utforming. Resultat fra denne gjennomgangen skal foreligge i mai 2004.

Kraftleverandører som håndterer kvoteplikten for sine kunder vil også videreføre kostnaden i forbindelse med anskaffelse av sertifikater til disse kundene. Dersom de betaler en høyere pris for sertifikatene enn kvotepliktsavgiften, vil denne kostnaden bli videreført til kunden. Siden kvoteplikten utgjør en begrenset andel av forbruket, vil imidlertid virkningen være liten. Hvor stor betydning sertifikatkostnaden får i forhold til den totale kraftkostnaden vil være avgjørende for hvor viktig leverandørens disposisjoner i sertifikatmarkedet er for konkurranseevnen.

Ulike modeller for kvotepliktsavgift er vurdert nedenfor.

Fast kvotepliktsavgift

En fast kvotepliktsavgift vil normalt danne et pristak for sertifikatene. Fast kvotepliktsavgift vil derfor gi større forutsigbarhet for de kvotepliktige enn en variabel kvotepliktsavgift. Videre beskytter en fast avgift de kvotepliktige mot at kostnadene i forbindelse med kvoteplikten skal gå over et gitt nivå. Nivået avgiften fastsettes på vil ha betydning for om prisdannelsen i markedet begrenses eller ikke.

Når kvotepliktsavgiften settes til et gitt (fast) nivå, kan dette gi prissignaler slik at avgiftsnivået blir prisstyrende for sertifikatprisen. Sannsynligheten for dette er større dersom kvoteplikten fastsettes slik at tilbudet av sertifikater er lite i forhold til etterspørselen. Det samme gjelder dersom sparing av sertifikater tillates, og markedet forventer at høyere priser kan oppnås på et senere tidspunkt. Utformingen av den svenske elsertifikatordningen som tillater sparing samtidig som kvotepliktsavgiften øker med mer enn en ren indeksregulering fra 2003 og 2004, har gitt en tilpasning opp mot eller over kvotepliktsavgiften.

Ved markedsmakt vil produsenten prøve å få en tilpasning slik at sertifikatprisen blir lik pristaket, da dette utgjør den høyeste prisen konsumentene vil betale.

[7] Iht. STEM

Eventuell utøvelse av markedsmakt vil imidlertid også kunne påvirke grunnlaget for fastsettelse av en eventuell variabel kvotepliktsavgift, se avsnittet nedenfor.

Dersom det utøves markedsmakt i et sertifikatmarked, vil systemet virke som et system basert på prissubsidier. Det vil være lite kostnadseffektivt å bruke ressurser på å implementere og administrere en ordning for sertifikater dersom det fungerer som et rent subsidiesystem.

Muligheten for utøvelse av markedsmakt er større dersom det ikke er ledig kapasitet. Hvor lenge denne situasjonen opprettholdes avhenger av muligheten for nyetableringer, dvs. hvor store etableringsbarrierer det er for nye aktører. Hensikten med et sertifikatmarked er å generere nye investeringer, og innenfor ordningen søkes det å legge til rette for dette. Dersom prisen i markedet blir liggende over langsiktig grensekostnad, vil nye produsenter ønske å etablere seg.

En fast kvotepliktsavgift må ligge over langsiktig grensekostnad for å generere nyinvesteringer. Grensekostnaden for et sertifikat er forskjellen mellom grensekostnaden for produksjon av fornybar el og kraftprisen. Ved beregning av langsiktig grensekostnad må det tas hensyn til hvor lang periode et produksjonsanlegg er berettiget til sertifikatutstedelse. Fastsettelse av nivå for en eventuelt fast kvotepliktsavgift må ta utgangspunkt i beregnede tilbudskurver og fastsatt kvotepliktsnivå. Kombinasjonen av økende kvotepliktsavgift og mulighet for sparing av sertifikater vil kunne være uheldig.

Variabel kvotepliktsavgift

Kvotepliktsavgiften kan fastsettes til en bestemt referansepris med et gitt prosentvis påslag. Denne referanseprisen kan for eksempel være gjennomsnittsprisen i markedet. En slik variabel kvotepliktsavgift vil ikke virke prisstyrende på samme måte som en fast avgift.

Referanseprisen som danner grunnlag for kvotepliktsavgiften må representere en ”riktig” markedspris for sertifikatene. Dette innebærer at det må finnes en markedsplass med tilstrekkelig volum, både på tilbuds- og etterspørselssiden. En aktør kan ha incentiv til å unngå å kjøpe sertifikater på markedsplassen, slik at etterspørselen av sertifikater blir liten i forhold til tilbudet av sertifikater. Referanseprisen vil da bli relativt lav. Dette fører til at kvotepliktsavgiften, og dermed frikjøpsprisen, kan bli lav dersom størrelsen på det prosentvise påslaget på referanseprisen settes relativt lavt. Dersom det prosentvise påslaget settes relativt høyt, vil det kunne være mer lønnsomt for aktøren å øke sin etterspørsel etter sertifikater. Størrelsen på det prosentvise påslaget vil dermed sannsynligvis påvike aktørenes handelsstrategier.

En variabel kvotepliktsavgift vil kunne føre til høye kostnader for de kvotepliktige dersom etterspørselen er større enn tilbudet av sertifikater, eller det utøves markedsmakt. Videre vil en slik variabel avgift gi lite forutsigbarhet.

Kombinasjon av fast og variabel kvotepliktsavgift

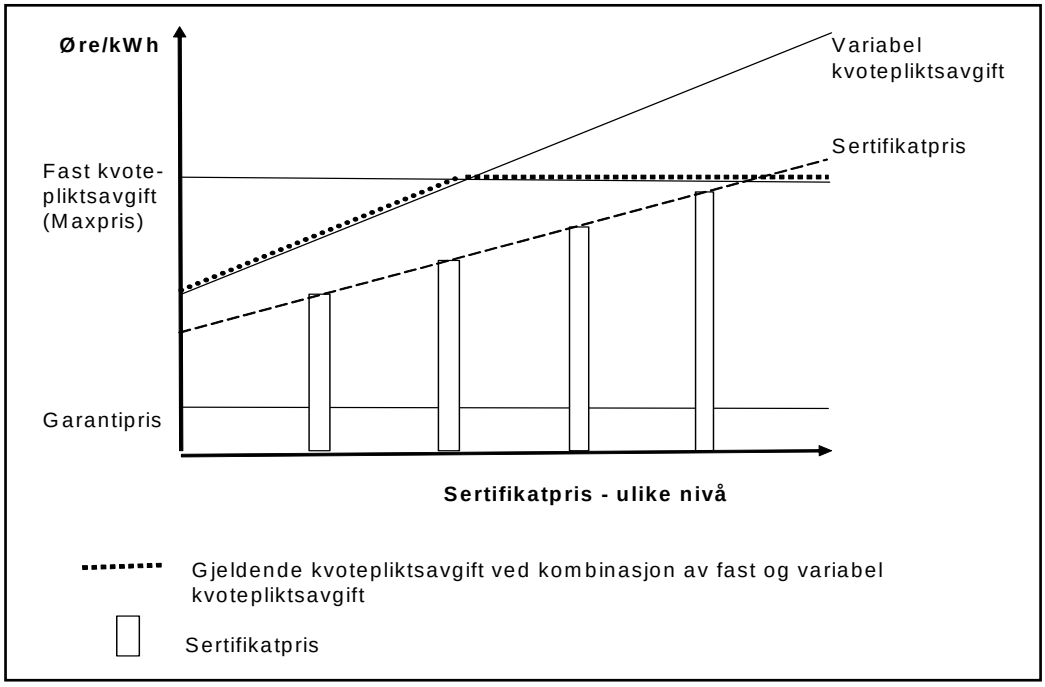
En kombinasjon av fast og variabel kvotepliktsavgift innebærer at den kvotepliktige betaler den variable avgiften som er fastsatt på grunnlag av markedsprisen så lenge denne er lavere enn en på forhånd fastsatt avgift.

Den på forhånd fastsatte avgiften vil også ved en slik løsning danne et pristak, og vil kunne virke prisstyrende. Dette alternativet vil derfor kunne gi de samme problemene som er skissert ovenfor. Usikkerhet med hensyn på om det er det fastsatte avgiftstaket eller en lavere variabel avgift som blir gjeldende frikjøpspris, vil imidlertid sannsynligvis redusere de prissignalene et pristak gir.

I en situasjon hvor sertifikatprisen ikke er bundet av pristaket vil imidlertid denne løsningen kunne gi en kvotepliktsavgift som er lavere enn pristaket dersom sertifikatprisen er lavere. Løsningen innebærer at det vil være sammenheng mellom sertifikatpris og kvotepliktsavgift, og dermed gi en riktigere kostnad for den kvotepliktige.

Ved sertifikatpriser opp mot pristaket tilsvarer denne løsningen en fast avgift. Dette gir større forutsigbarhet og sikkerhet for forbruker.

Figur 4-3.: Illustrasjon av fast og variabel kvotepliktsavgift



Betydning av skattemessig behandling av kvotepliktsavgiften
Ved fastsettelse av en fast kvotepliktsavgift, må det tas hensyn til eventuelle skattemessige forskjeller med hensyn på fradragsrett for kvotepliktsavgift og kostnader for sertifikater. Dette vil ha betydning for hvor høy pris aktørene er villige til å betale for sertifikatene, siden den alternative kostnaden er kvotepliktsavgiften.

En eventuell fradragsrett vil muligens også kunne avhenge av hvordan man definerer og/eller benytter kvotepliktsavgiften; som en støtte til produsent, eller en straff for den kvotepliktige.

Handelsflyt ved ulikheter i kvotepliktsavgiften/pristaket
Ulike kvotepliktsavgifter i to land med et felles obligatorisk sertifikatmarked vil kunne påvirke sertifikatflyten mellom landene. Det forutsettes her at aktørene ikke ønsker å kjøpe sertifikater dersom prisen overstiger kvotepliktsavgiften, dvs. at kvotepliktsavgiften virkelig utgjør et pristak.

I en situasjon hvor sertifikatprisen er bundet av pristaket vil grønne sertifikater bli solgt i det markedet hvor pristaket, og dermed markedsprisen på sertifikatene, er høyest. En produsent/innehaver av sertifikat i landet med lavest kvotepliktsavgift (land A) vil ønske å selge sertifikater i land B når kvotepliktsavgiften, og dermed sertifikatprisen, ligger over sertifikatprisen i land A. Sertifikatflyten går fra landet med lavest kvotepliktsavgift (land A) til landet med høyest kvotepliktasavgift (land B). Dette reduserer tilbudet i land A, og flere aktører vil betale kvotepliktsavgift. Tilbudet i land B øker, prisen presses nedover og vil ligge mellom kvotepliktsavgiften i land A og land B.

Kvotepliktige i land B vil tjene på dette. I land A betaler flere kvotepliktsavgiften. Produsenter/innehavere av sertifikater i land A vil få økte inntekter som følge av eksport.

Bruk av innkrevd kvotepliktsavgift
En eventuell innbetalt kvotepliktsavgift kan gå til statskassen, eller den kan for eksempel disponeres av Enova.

Dersom innkrevd kvotepliktsavgift skal gis som støtte til prosjekter for utbygging av fornybar elproduksjon, må Enova ha et apparat for å håndtere dette. En får da to system for støtte, og det anses som lite hensiktsmessig.

Dersom de kvotepliktige ikke dekker opp sin kvoteplikt med sertifikater, må de betale kvotepliktsavgift. Dersom dette skyldes at det ikke er tilstrekkelig antall utstedte sertifikater til å dekke kvoteplikten den aktuelle kvoteperioden, innebærer det at målsettingen for økt fornybar elproduksjon ikke er nådd. For å nå målet om et visst antall TWh økt fornybar elproduksjon, må den prosentvise kvoteplikten på forbrukerne derfor økes. Gitt at innbetalt kvotepliktsavgift til statskassen ikke tilbakeføres til de kvotepliktige, eller til støtte til prosjekter for utbygging av fornybar elproduksjon, vil kvotepliktige forbrukere totalt sett betale for mye ettersom de først skal betale kvotepliktsavgift for ikke oppfylt kvoteplikt, og deretter betale for produsert fornybar kraft.

Muligheter for bruk av innkrevd kvotepliktsavgift må også avklares juridisk.

4.4.2 Garantipris

En garantipris innebærer at produsenten skal kunne innløse de sertifikatene han har fått tildelt til en fast (gitt) pris.

Erfaringer fra den svenske elsertifikatordningen

Innenfor den svenske elsertifikatordningen er det fastsatt en garantipris på 60 SEK/sertifikat for 2003. Denne reduseres år for år og opphører helt etter fem år. En slik garantipris eller prisgulv er begrunnet med at det er viktig at et sertifikatsystem som skal erstatte nåværende støttesystem oppnår troverdighet og oppfattes som stabilt. Garantiprisen skal beskytte produsenten mot for lave sertifikatpriser. Etter fem år antas det at risikoen for svært lave sertifikatpriser er vesentlig mindre på grunn av at kvoteplikten har økt[8].

Sertifikatene kan løses inn til denne statlige prisgarantien etter 31. mars og innen 30. juni året etter kvoteperioden, dvs. det kalenderåret produksjonen som har gitt sertifikatene har funnet sted. Denne løsningen er valgt fordi løpende innløsning i kvoteperioden kan ha påvirkning på sertifikatprisene. Videre har det vært overveid om staten skal kunne selge sertifikatene som innløses mot garantiprisen, i stedet for å annullere disse[9]. Ettersom staten kan oppfattes som en dominerende aktør, ble dette vurdert slik at staten ikke bør være en direkte aktør i sertifikatmarkedet.

Sertifikatprisen i den svenske elsertifikatordningen har så langt ligget høyt over garantiprisen.

Vurdering av behovet for en garantipris

En garantipris vil redusere produsentenes risiko. En forutsetning for en investeringsbeslutning er at man med rimelig forutsigbarhet kan anslå fremtidig inntektsstrøm. En garantipris gir investor en sikker mulighet til å få avsetning på sertifikatene til en gitt minstepris. Dette gir produsenten en minsteinntekt. Selv om produsentene har mulighet til å spare sertifikatene, vil det variere fra aktør til aktør om han kan vente med å selge eller om han må ha inntekt nå. Dersom en slik garanti skal gi *økte* investeringsincentiver må nivået og perioden fastsettes slik at det gir aktørene tilstrekkelig reduksjon i usikkerhet med hensyn på inntekt.

Eksisterende driftsstøtteordninger i Norge består i at små kraftverk (< 100 kW) kan fritas fra forbruksavgift på visse vilkår. Dette kan ses på som et indirekte driftstilskudd. Volumet her antas å være beskjedent. Kraft som er produsert i energigjenvinningsanlegg er også på visse vilkår fritatt for forbruksavgift, men mye av denne kraften leveres til industrien som jo allerede er fritatt for forbruksavgift. Volumet her antas å ligge i størrelsesorden 500-600 GWh. Vindkraft har til nå mottatt halv forbruksavgift i driftstilskudd. Støtten fastsettes for ett år av gangen.

Det kan fastsettes ulike garantipriser for ulike teknologier, men siden kostnadene kan variere fra prosjekt til prosjekt også innenfor de samme teknologiene, vil dette kunne slå uheldig ut.

Dersom garantiprisen settes for høyt vil produksjonskapasiteten bli for høy i forhold til mål og dermed etterspørsel. Sertifikatsystemet vil dessuten være lite effektivt fordi det da betales for mye. Dersom det blir mest lønnsomt å innløse sertifikatene til den statlige prisgarantien, vil det tilsvare en støtteordning med uheldige virkninger i forhold til dagens

[8] Regjeringens proposition 2002/03:40

[9] SOU 2001:77

støtteordning dersom sertifikatene innløses til samme pris uavhengig av produksjonsteknologi og kostnader.

Ettersom det er sertifikatpris pluss kraftpris som utgjør produsentenes inntekter, bør en garantipris for sertifikatene i utgangspunktet fastsettes slik at den også hensyntar kraftprisen i den samme perioden. Dersom kraftprisen et år er relativt høy, vil det være tilstrekkelig med en relativt lavere innløsningspris på sertifikatet. Garantert inntekt pr MWh produsert fastsettes som et totalbeløp som inkluderer volumveid gjennomsnittlig spotpris for året og et sertifikattillegg. Dersom spotprisen ligger under dette totalbeløpet, får produsenten ved innløsning av sertifikatet utbetalt en *garantipris* tilsvarende totalbeløpet fratrukket spotpris. Det bør imidlertid ses nærmere på om dette har noen skattemessig betydning.

Produksjonen av fornybar el i vann- og vindkraftanlegg avhenger av værforholdene, og det kan være store volumvariasjoner fra år til år. Dette innebærer en risiko for investor. I perioder med lavt produksjonsvolum fra disse anleggene er det imidlertid rimelig å anta at det ikke er overskuddstilbud, og at sertifikatprisen dermed ikke vil være bundet av prisgulvet.

Garantipris kan være aktuelt de første årene med et sertifikatmarked. Ved en harmonisering av eventuell garantipris mot Sverige vil denne få liten betydning for Norge ved innføring av et felles marked, fordi den da vil være lav (40 SEK/MWh i 2006[10]). Ulike satser vil påvirke handelsvilkårene, jfr. avsnittet nedenfor.

Ved beslutning om garantipris bør tas hensyn til hvorvidt, og eventuelt hvordan, eksisterende norske driftsstøtteordninger konverteres inn i sertifikatordningen. Av hensyn til garantiprisens mulige virkning på handelsvilkårene mellom Norge og Sverige, vil NVE primært foreslå å harmonisere en norsk garantipris med garantiprisen i Sverige, dvs. at den settes lik den svenske garantiprisen på iverksettelsestidspunktet (4 øre/kWh i 2006). Ved eventuell fastsettelse av en garantipris på et annet nivå må det tas utgangspunkt i beregnede tilbudskurver og fastsatt kvotepliktsnivå.

Handelsflyt ved ulikheter i garantipris/prisgulv
Ulike garantipriser i to land i et felles obligatorisk sertifikatmarked vil kunne påvirke sertifikatflyten mellom landene.

Dersom man har en situasjon hvor sertifikatprisen er bundet av prisgulvet, vil en få en sertifikatstrøm fra landet med lavest garantipris til landet med høyere garantipris. Produsentene i landet med lavest garantipris (land A) vil tjene mer på å selge sertifikatene i land B som gir høyere pris enn å innløse sertifikatene i land A. Dette vil gi økt tilbud og trekke prisnivået ned i land B, hvor prisen presses ned mot garantiprisen i land A. Økt tilbud og lavere pris vil føre til at produsenter i land B vil innløse sine sertifikater. I land A reduseres tilbudet, og prisen presses oppover mot garantiprisen i land B.

Lavere garantipris i land A enn B vil gi økte kostnader for de kvotepliktige i land A, og reduserte kostnader i land B. I land B vil det være økte kostnader i forbindelse med innløsning av sertifikater.

[10] Regjeringskanseliet: Elsertifikat för at främja förnybara energikällor, januari 2003

En *økning* i prisgulvet i ett land vil gi høyere priser på sertifikater og økning i produksjon av fornybar kraft i begge land. Landet som økte prisgulvet vil bære kostnaden.

Ved et norsk/svensk marked fra 2006 impliserer dette at dersom Norge fastsetter en garantipris som overstiger 40 SEK/MWh vil man for Norge i en situasjon med overskuddstilbud få en større utbetaling i forbindelse med innløsning av sertifikater enn ved harmoniserte avgifter. Kvotepliktige forbrukere i Norge vil få en lavere sertifikatpris enn garantiprisen. Virkningen for de kvotepliktige avhenger av hvem som må dekke garantiprisen.

Hvem skal dekke kostnader ved en garantipris
Kostnader i forbindelse med innløsning av sertifikater kan pålegges forbruker eller betales av staten.

Juridiske følger av hvem som dekker kostnaden må avklares i forbindelse med eventuell innføring av en sertifikatordning.

4.5 Ulikhet i hvilke teknologier som gir sertifikater i Sverige og Norge

Avgrensningen av hvilke typer fornybar elproduksjon som skal kunne få tildelt sertifikater må vurderes ut i fra mulighetene for å få et forutsigbart system som gir klare rammer for aktørene, få en god ressursforvaltning og kunne fange opp fremtidige energikilder i systemet.

Fra svensk side har det vært viktig å etablere rammebetingelser som ville gi rask oppbygning av et likvid marked. I Sverige sørget man derfor for at et stort volum eksisterende produksjon havnet innenfor det som er godkjent produksjon for å få tildelt sertifikater. Spesielt gjelder dette biomassebasert produksjon. En annen årsak til at man har inkludert eksisterende produksjon er at noen produsenter, for eksempel såkalt ”småskalig vattenkraft” mistet eksisterende driftsstøtte ved innføring av sertifikatordningen. En tredje årsak er at man ikke ønsket at biomassebasert produksjon skulle konvertere til bruk av fossile brennstoff til erstatning for biomasse[11].

Fra norsk side er andelen eksisterende vannkraftproduksjon som har mottatt direkte eller indirekte driftsstøtte svært begrenset.

Det kan bli aktuelt med ulik definisjon for hvilke teknologier som skal få tildelt sertifikater i Norge og Sverige. Det kan også tenkes en løsning hvor bare deler av et av landenes godkjente produksjon er akseptert for oppfyllelse av kvoteplikten i det andre landet. I det følgende vurderes disse mulighetene på bakgrunn av virkninger i ett felles norsk/svensk marked.

I en situasjon hvor det ene landet ikke aksepterer at sertifikater utstedt for produksjon som ikke er godkjent i landet benyttes ved oppfyllelse av kvoteplikten, vil dette *kunne*

[11] GreenStream: ”Vurdering av eventuelle markedsvirkninger av ulike kriterier i Norge og Sverige” (Utredning på oppdrag fra NVE)

påvirke markedsprisen på sertifikater fra denne typen produksjon. I et tenkt tilfelle hvor Sverige er nettoeksportør av sertifikater og Norge ikke godkjenner biomassebasert produksjon eller sertifikater, vil markedsprisen for sertifikat basert på biomasse bli lavere enn for andre sertifikater. Aktører i Sverige vil da etterspørre disse sertifikatene, og øvrige sertifikat vil eksporteres til Norge. Ulike priser vil dermed kun oppstå dersom antallet sertifikat baserte på biomasse er høyere enn den svenske kvoteplikten. Dersom Sverige er nettoimportør av sertifikater, vil sertifikater basert på biomasse uansett benyttes til å dekke opp kvoteplikten i Sverige, og prisen på disse vil være lik prisen på andre sertifikater.

I en situasjon hvor en eller flere teknologier er godkjent for tildeling av sertifikater i Sverige, men ikke i Norge, vil et produksjonsanlegg lokalisert i Norge ikke motta sertifikat, mens et produksjonsanlegg i Sverige som benytter tilsvarende teknologi vil tildeles sertifikat. Disse kan benyttes til oppfyllelse av kvoteplikten både i Norge og Sverige. En slik ulikhet vil ikke påvirke markedets funksjonalitet, men vil påvirke lønnsomheten for norske produsenter, og dermed den norske tilbudssiden. Tilbudet i det felles markedet vil imidlertid være større enn om heller ikke svenske produsenter fikk tildelt sertifikater for produksjon fra disse teknologiene. Markedsprisen på sertifikater blir derfor lavere, og det medfører at kostnaden ved oppfyllelse av kvoteplikten blir lavere også for norske kvotepliktige.

Dersom teknologiene som godkjennes i de to landene har ulike kostnadsnivå, vil utbyggingen av denne produksjonskapasiteten hovedsakelig skje i det landet som har lavest kostnad. Dette vil bidra til netto flyt av sertifikater fra lavkostlandet til det andre.

4.6 Handel og markedsinformasjon

Handel med sertifikater kan foregå bilateralt mellom produsent og kvotepliktige (eller den som ivaretar ordningen for den kvotepliktige), eller på en eller flere markedsplasser. Bilateral handel kan eventuelt også i foregå i forbindelse med trading eller handel for videresalg.

Bilateral handel gir normalt ingen prisinformasjon til markedet med mindre det er krav til registrering av handelen.

Tillit til prisdannelsen i markedet er viktig, og likviditet og pristransparens er viktig faktorer i denne sammenheng. En markedsplass med tilstrekkelig handelsvolum vil i tillegg til å gi ”riktige” priser føre til at offentlig prisrapportering ikke er nødvendig.

4.6.1 Erfaringer fra den svenske elsertifikatordningen

Sertifikathandelen i Sverige har hittil hovedsaklig foregått bilateralt.

Transaksjoner registreres i databasen ”Cesar”. Registreringen foretas ved overføring av eiendomsretten til sertifikatet. Svenske kraftnett skal fortløpende offentliggjøre informasjon om overdragelse av sertifikat. Informasjonen omfatter tidspunkt for overdragelse, antall sertifikat som overdras samt sertifikatpris. Fordi handelen ofte er

avtalt på et annet tidspunkt enn registreringstidspunktet, gir ikke disse prisopplysningene, eller annen prisstatistikk basert på databasen, et riktig bilde av markedsprisen på sertifikater på et gitt tidspunkt. Meglere vil sitte på informasjon om denne markedsprisen, men da disse ikke offentliggjøres er det ikke transparente priser i det svenske markedet [12].

Innenfor den svenske ordningen er det ikke åpnet for låning av sertifikater. Dette er begrunnet med at dersom det er behov i markedet vil det utvikles et derivatmarked[13].

4.6.2 Markedsplass

Bransjen selv mener det er viktig at det etableres en handelsplass. Et likvid marked forutsetter standardiserte produkter og lave transaksjonskostnader.

I en rapport fra en prosjektgruppe i Statkraft og EBL konkluderes det med at det er viktig at det etableres et likvid annenhånds- eller spotmarked for sertifikater slik at det kan utvikles et betryggende marked for finansielle avtaler. Dette vil også styrke tiltroen til prisdannelsen i markedet. Aktørene vil da få større fleksibilitet med hensyn på prissikring og posisjoner over tid[14].

I et sertifikatmarked har kraftleverandør som ivaretar kvoteplikten for sluttbruker og investor/produsent ulike behov for prissikring. Kraftleverandøren viderefører sertifikatkostnaden til kunden. Hvor viktig kraftleverandørens agering i sertifikatmarkedet er, vil avhenge av sertifikatkostnaden i forhold til kraftprisen. Kvoteplikten utgjør en begrenset andel av kundens forbruk, og det er rimelig å anta at utslaget vil være begrenset. En investor som er avhengig av en viss inntektsstrøm fra et prosjekt har derfor mye større risiko, og dermed normalt større behov for prissikring. Videre vil kraftleverandørens kundeportefølje, og dermed omsetningsvolum, variere over tid. Denne ubalansen fører til at mens investor/produsent er interessert i å selge langsiktige kontrakter, er kortsiktige avtaler mer hensiktsmessig for kjøpersiden. Bransjen selv hevder at langsiktige avtaler vil kunne være avgjørende for å få til investeringer.

En markedsplass for sertifikater bør etableres for å sikre et likvid marked, transparente priser, likebehandling og tillit til prisdannelsen. Dette forutsetter standardiserte produkter og lave transaksjonskostnader. For å oppnå tilstrekkelig likviditet er det sannsynligvis ikke hensiktsmessig med mer enn en markedsplass. Markedsplassen er utsatt for konkurranse i og med at aktørene kan velge å handle bilateralt. Dette vil bidra til at markedsplassen drives effektivt.
Det bør legges til rette for at kommersielle aktører skal kunne etablere markedsplass. Myndighetsregulering vil kunne bidra til å styrke aktørenes tillit markedsplassen. Et derivatmarked kan erstatte langsiktige bilaterale avtaler, og vil sannsynligvis komme dersom markedet etterspør dette.

[12] Kilde: STEM

[13] Kilde: STEM

[14] Kilde: EBL og Statkraft: ”Samordning av konsesjonsprosesser og et mulig sertifiktmarked for fornybar energi i Norge”, 25.10.2003

Sertifikatenes varighet har betydning for hvor lenge sertifikatet kan spares. Varigheten har betydning for likviditeten i markedet; dersom alle sertifikat er gyldige i hele perioden det er fastsatt kvoteplikt for, vil alle sertifikatene ha samme verdi. Dette gir større likviditet enn dersom sertifikatene gis ulik gyldighet og dermed får ulik verdi. Et segmentert marked vil gi lavt volum og volatile priser.

I en pressemelding 18.02.2004 kunngjorde Nord Pool at det var besluttet å etablere en markedsplass for svenske elsertifikater med oppstart 03.03.2004. Nord Pool starter i første omgang med spothandel.

4.6.3 Tilsyn med eventuell markedsplass for sertifikater

Det må avklares nærmere hvilken myndighet som skal ha tilsyn med en eventuell markedsplass for norske sertifikater. Dette vil bl.a. antagelig avhenge av sertifikatenes rettslige status.

Elsertifikater er definert som verdipapir i Sverige. Følgene av ulike definisjoner på norske og svenske sertifikater i forbindelse med tilsyn samt handel på en felles markedsplass må undersøkes nærmere.

5 Analyse av sertifikatmarkeder

Kvotepliktsnivået angir hvor mange sertifikater forbrukerne totalt sett må skaffe til veie innenfor et kvotepliktsår/beregningsår, og ved å fastsette et kvotepliktsnivå vil det oppstå en positiv pris på sertifikater. Denne må være lik differansen mellom langsiktig marginalkostnad for fornybar kraft og markedsprisen på kraft (se figur 3-1). Sertifikatprisen skal finansiere merkostnaden med fornybar kraft, og kvotepliktsnivået er dermed viktig for prisdannelsen i sertifikatmarkedet.

I prinsippet skal kvoteplikten utformes som en plikt på forbruker til å kjøpe en viss mengde sertifikater i forhold til kraftforbruket. Man kan godt tenke seg at enkelte forbrukergrupper får fritak fra ordningen. Dette må imidlertid kompenseres ved at øvrige forbrukere vil få tilsvarende høyere kvoteplikt. I praksis er det leverandørene som vil kjøpe sertifikater for forbrukere som ikke selv ønsker å delta i sertifikathandelen.

5.1 Prinsipielt om markedsvirkninger av et sertifikatsystem

Bortsett fra noe vannkraft, er kraftprisen alene ikke tilstrekkelig til å finansiere investering i fornybar kraftproduksjon. Målet om økte investeringer må derfor følges opp av økonomisk støtte. Et system for handel med sertifikater gir denne støtten gjennom sertifikatsalget.

Implementert gjennom sertifikathandel, vil kvoteplikten føre til at mer fornybar kraftproduksjon kommer inn i markedet[15]. På kort sikt øker dermed produksjonskapasiteten i totalsystemet slik at kraftprisen reduseres. På lenger sikt vil produksjon av "grå kraft"[16] bli mindre lønnsom, og tilbudet reduseres. På langt sikt får vi dermed to virkninger på kraftproduksjonen i totalsystemet. Produksjonskapasiteten øker som følge av økt produksjon fra fornybare energikilder, men reduseres som følge av mindre grå kraft.

Hvordan sertifikatmarkedet vil påvirke den langsiktige produksjonskapasiteten i totalsystemet (grå og fornybar produksjonskapasitet) og brukerprisene på kraft (kraftpris pluss sertifikatavgift) er dermed ikke entydig, men vil avhenge av hvilke av de to virkningene som er sterkest. Dette vil igjen avhenge av hvordan sertifikatmarkedet finansieres, hvor stort kvotepliktskravet blir og hvordan de underliggende kostnadsstrukturene for fornybar og grå produksjonskapasitet er.

Dersom vi tenker oss at myndighetene, uten kostnader for forbrukerne, står for kjøp av sertifikater, vil sertifikatmarkedet i realiteten være en ren skattefinansiert subsidie av fornybar kraftproduksjon. Dette vil gi mer kraft i markedet og lavere priser til forbrukere både på kort og langt sikt selv om subsidier generelt sett gir et samfunnsøkonomisk effektivitetstap[17]. Et slikt system vil til dels tilsvare den ordningen vi har i dag med direkte investering- og driftsstøtte til visse typer fornybar kraftproduksjon (sett bort fra at dagens ordning til en viss grad er finansiert gjennom elavgiften). Fordelen ved å handle sertifikater er at dette vil være mer treffsikkert med hensyn på kostnadseffektivitet.

I den svenske modellen er sertifikatordningen finansiert av forbrukerne gjennom sertifikatavgiften som legges til kraftprisen. Sertifikatavgiften, som tilsvarer sertifikatkostnad delt på kraftforbruk, er en øre/kWh avgift på kraftforbruk (det finnes fritak). En tilsvarende finansiering er aktuell i Norge.

Den svenske modellen er dermed en kombinasjon av avgiftsbelegging (sertifikatavgiften) av kraftforbruk og subsidiering (sertifikatprisen) av fornybar kraftproduksjon. Sertifikatavgiften vil bidra til å redusere etterspørselen etter kraft, mens subsidien vil bidra til å øke tilbudet. Avgiftsprovenyet er like stort som subsidieprovenyet, men avgiften er mindre pr kWh enn sertifikatprisen fordi avgiften fordeles ut på et større antall TWh. Siden det dermed er et element som tenderer mot redusert kraftproduksjon (sertifikatavgiften), og et som tenderer mot økt produksjon (sertifikatprisen), vil totalvirkningen på produksjon og brukerpris ikke være entydig selv om fornybar kraft i utgangspunktet er dyrere å produsere enn grå kraft.

Torstein Bye (2002) har drøftet denne problemstillingen. Han peker på at kvotepliktskravet vil gi redusert etterspørsel etter grå kraft, som vil bidra til å senke den

[15] Gitt at kvotepliktsnivået settes høyere enn volumet av eksisterende støtteberettiget kraft som konverteres til sertifikater.

[16] Med grå kraft mener vi her all kraft som ikke er sertifikatberettiget.

[17] Dette er imidlertid ikke entydig på grunn av den såkalte "nestbest-problematikken". Velferdsvirkninger beror på hvilke vridninger som allerede er skapt av eksisterende skatter og avgifter og hvordan en ny subsidie vil virke på disse vridningene og er dermed et rent empirisk spørsmål.

ordinære kraftprisen. Samtidig blir forbruk av kraft[18] belastet med en sertifikatavgift som i sin helhet går til å subsidiere fornybar produksjon, som ytterligere reduserer kraftprisen. Dette betyr at eksisterende produsenter indirekte bidrar til å finansiere subsidiering av fornybar kraft. Dersom ikke kvotepliktsnivået settes så høyt at kostnaden ved å subsidiere fornybar kraft blir for tyngende, gir dette det kontraintuitive resultatet at sertifikatmarkedet gir økt kraftproduksjon og redusert brukerpris. Med tilstrekkelig høyt kvotepliktsnivå vil imidlertid virkningen bli motsatt. Bye (2003) indikerer at dette synes å kunne inntreffe ved et kvotepliktsnivå på om lag 25 %.

Hvor stor kvoteplikten i praksis må være før sertifikatmarkedet tvinger ned produksjonskapasiteten i totalsystemet, avhenger imidlertid av de underliggende kostnadsforhold i det grå og det fornybare markedet. Dette er med andre ord et rent empirisk spørsmål.

Internasjonal handel med sertifikater vil ha markedsmessige implikasjoner for sertifikathandel, og er aktuelt i forbindelse med et eventuelt norsk-svensk sertifikatmarked. Vi har ønsket å se nærmere på den dimensjonen av problemstillingen og vil i de påfølgende kapitler vise noen regneeksempler vi har foretatt ved hjelp av en statisk likevektsmodell som omfatter 2 land.

Modellen beskriver 2 land med et felles kraftmarked, og med muligheter til å danne enten felles eller nasjonale sertifikatmarkeder. Det er ingen krafthandel med land utenfor de 2 landene, som dermed samlet sett utgjør et lukket marked med perfekt frikonkurranse.

Modellen, som er formulert i GAMS (se vedlegg), har fiktive kostnads- og etterspørselskurver for de 2 landene, og gir ikke en korrekt beskrivelse av det norske og det svenske kraftmarkedet. Modellen er for øvrig kalibrert for å gi rimelige anslag på priser og volumer i referanseløsningen.

Analysene forutsetter at sertifikatmarkedet er godt designet og fungerer etter frikonkurranse-prinsippene. I praksis kan imidlertid ulike former for markedssvikt gi effekter som går i andre retninger enn det frikonkurranse vilkårene tilsier. Det har for eksempel vist seg at den svenske opptrappingsplanen for kvotepliktsavgiften virker prisdrivende fordi markedet forventer at fremtidige sertifikatpriser skal ligge opp mot kvotepliktsavgiften. Sammen med visse oppstartproblemer i godkjenningsprosessen har dette ført til uventet høye sertifikatpriser i Sverige.

Svært mye av den fornybare kraften som kommer inn via et sertifikatsystem vil dessuten være uregulert. Dette kan reise nye problemstillinger rundt den langsiktige forsyningssikkerheten og øke behovet for regulerkraft. Dersom systemansvarlig må handle mer i regulerkraftmarkedet, vil dette være et bidrag til høyere kraftpriser for forbrukere.

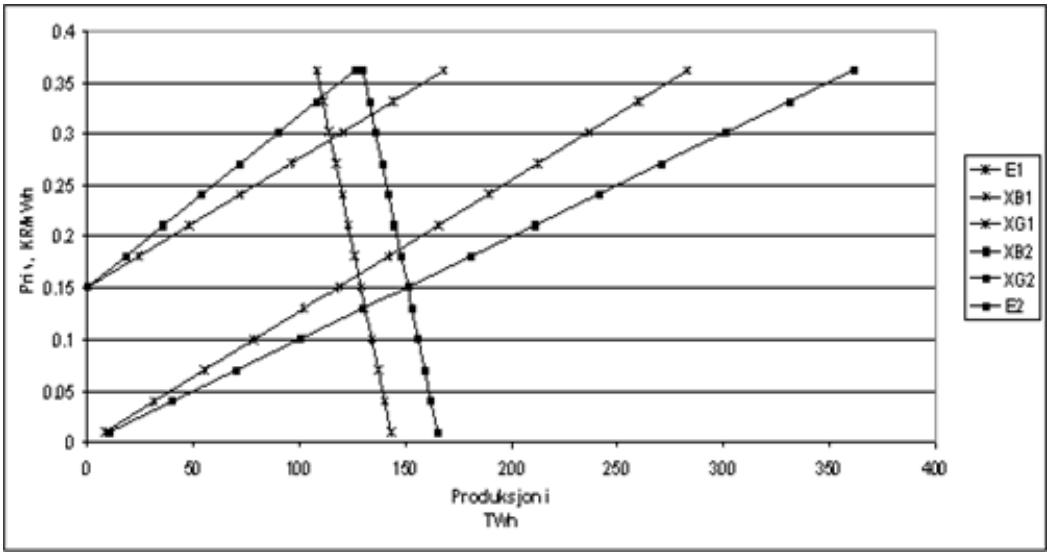
Disse forholdene fremkommer ikke i de følgende analysene. Denne typen virkninger er i det hele tatt svært vanskelig å forutse og kan gi uheldige konsekvenser, for eksempel i form av høye kraftpriser for forbruker.

[18] Vi ser her bort fra fritak fra kvoteplikten

5.2 Handel med sertifikater mellom land med like kvotepliktsnivåer

I kap 5.1 resonnerte vi innenfor et lukket frikonkurransemarked. De samme resonnementene vil også gjelde for markedet som helhet dersom to eller flere land deltar i et felles sertifikatmarked. Innen hvert land kan imidlertid virkningene bli sterkere eller svakere avhengig av interne markedsforhold og teknologier. Dette vil vi komme nærmere inn på i dette kapittelet. Krafthandel med land utenfor sertifikatsystemet vil også kunne påvirke mekanismene i sertifikatsystemet, noe vi vil kommer nærmere tilbake til i kapittel 5.3. I kapittel 5.4 ser vi på hvordan et felles sertifikatsystem fungerer dersom landene har ulike kvotepliktsnivåer.

Figur 5-1. Etterspørsel og kostnader for grå og fornybar kraft i de 2 landene



Figur 5-1 viser etterspørsel etter kraft, samt tilbudet av grå og av fornybar kraft i de to markedene som vi kaller land 1 og land 2. Kurvene er ikke empirisk fundert, men benyttes som eksempler i denne analysen. Kurvene for land 1 er markert med stjerner, mens kurvene for land 2 er markert med firkanter. E1 og E2 er etterspørsel i henholdsvis land 1 og i land 2. XB1 og XB2 er tilbud av grå kraft i land 1 og land 2, mens XG1 og XG2 er tilbudet av fornybar kraft. Land 1 er et høykostland for grå kraftproduksjon og et lavkostland for fornybar kraftproduksjon. Land 2 er et lavkostland for grå kraftproduksjon og et høykostland for fornybar kraftproduksjon.

Tabell 5-1 viser den initiale tilpasningen i dette kraftmarkedet (referanseløsningen) før vi introduserer handel med sertifikater. Vi ser imidlertid at en liten del av de fornybare teknologiene er kommersielt lønnsom, og vi får produsert 2,5 TWh fra slike teknologier i land 1 og 1,9 TWh i land 2.

	Uten kvoteplikt	
Forbruk land 1	128.6	TWh
Forbruk land 2	150.6	TWh
Grå produksjon land 1	120.9	TWh
Grå produksjon land 2	154.1	TWh
Fornybar produksjon land 1	2.5	TWh
Fornybar produksjon land 2	1.9	TWh
Kraftpris	0.154	Kr/kWh
Sertifikatpris land 1	0.000	Kr/kWh
Sertifikatpris land 2	0.000	Kr/kWh
Brukerpris land 1	0.154	Kr/kWh
Brukerpris land 2	0.154	Kr/kWh
Total velferdsendring		
Velferdsendring land 1		
Velferdsendring land 2		

Tabell 5-1. Likevekt i kraftmarkedet uten sertifikathandel

Land 2 har lavere kostnader for produksjon av grå kraft enn land 1. Grå kraft forsyner mesteparten av markedet og vi får netto krafteksport fra land 2 til land 1 på 5,2 TWh (vi ser ikke på nettap i disse beregningene).

Vi har innført et sertifikatmarked for de 2 landene med kvoteplikt på 10 % fornybar produksjon i forhold til forbruket i begge land. All fornybar kraft får sertifikater, også den delen som er lønnsom uten sertifikater. For enkelthets skyld innfører vi kvoteplikten som et TWh-mål der konsumentene i land 1 må skaffe sertifikater for 12 TWh fornybar kraft og konsumentene i land 2 må skaffe sertifikater for 15 TWh fornybar produksjon.

Først har vi gjennomført beregninger uten sertifikathandel mellom landene, og deretter med sertifikathandel. Resultatene er referert i tabell 5-2. Vi ser for det første at det totale kraftforbruket og produksjonen øker i begge land, både i beregningen med og uten felles sertifikatmarked, mens brukerprisene faller. Virkningene for brukerprisene er imidlertid små. Prisene for forbrukerne i de to landene faller med om lag 1 øre per kWh ved kvotepliktskrav på 10 %. I beregningen med felles sertifikatmarkedet reduserer nettoeksporten[19] av kraft fra land 2 til land 1 med om lag 50 %, fra 5,2 TWh til 2,3 TWh.

Velferdsendringene, regnet som endringer i produsent- og konsumentoverskudd, er negative i begge beregningene med sertifikatmarkeder. Virkningene er imidlertid beskjedne, ca 0,15 %. Begge land tjener imidlertid på et felles sertifikatmarked, men differansen i velferd med og uten felles sertifikatmarked er nærmest neglisjerbar. Det er imidlertid landet med høyeste produksjonskostnad for fornybar kraft som velferdsmessig taper mest på sertifikatmarkedet.

Vi har også foretatt beregninger der vi har strammet ytterligere inn på kvotepliktsnivået. Brukerprisene på kraft synker inntil kvoteplikten i begge land er ca 20 %. Forbruket og

[19] Nettoeksport er definert som eksport minus import. Negativ nettoeksport betyr import.

produksjonen er da på topp med en økt samlet produksjon i land 1 og land 2 på ca 3 TWh, eller 1 % i forhold til referanseløsningen.

Sertifikatsystemets virkning på kraftforbruket og brukerprisene på kraft er avhengig av kostnadsgapet mellom grå- og fornybar kraftproduksjon. Et større kostnadsgap fører til at det må et lavere kvotepliktsnivå til før avgiftsvirkningen blir sterkere enn subsidievirkningen, og dermed at sertifikatmarkedet gir høyere brukerpriser på kraft. I vår modell fører et felles kvotepliktskrav på 40 % til at det totale kraftforbruket faller samtidig som brukerprisene på kraft øker i forhold til referanseløsningen. I forhold til Byes (2002) beregninger, der dette inntreffer ved en kvoteplikt på 25 %, er vår modell dermed optimistisk med hensyn på kostnaden ved å investere i fornybar kraft.

	Uten kvoteplikt	Nasjonale sertifikatmarkeder Land 1 = 10% land 2 = 10%	Felles sertifikatmarked Land 1 = 10% land 2 = 10%
Forbruk land 1	128.6	129.5	129.5
Forbruk land 2	150.6	151.4	151.5
Grå produksjon land 1	120.9	111.8	111.8
Grå produksjon land 2	154.1	142.4	142.4
Fornybar produksjon land 1	2.5	12.0	15.4
Fornybar produksjon land 2	1.9	15.0	11.6
Kraftpris	0.154	0.142	0.142
Sertifikatpris land 1	0.000	0.024	0.028
Sertifikatpris land 2	0.000	0.034	0.028
Brukerpris land 1	0.154	0.145	0.145
Brukerpris land 2	0.154	0.146	0.145
Total velferdsendring		-0.153 %	-0.145 %
Velferdsendring land 1		-0.051 %	-0.043 %
Velferdsendring land 2		-0.228 %	-0.220 %

Tabell 5-2. Virkninger av sertifikatmarkeder

Resultatene er også illustrert i figur 5.2. I utgangspunktet finner vi langsiktig likevektspris (P*) og mengde (X*) i kraftmarkedet der den langsiktige kostnadskurven for grå kraft krysser etterspørselskurven. Tilbudskurven for fornybar kraft ligger høyt i figuren, og tilsier i utgangspunktet at det ikke produseres noe fornybart.

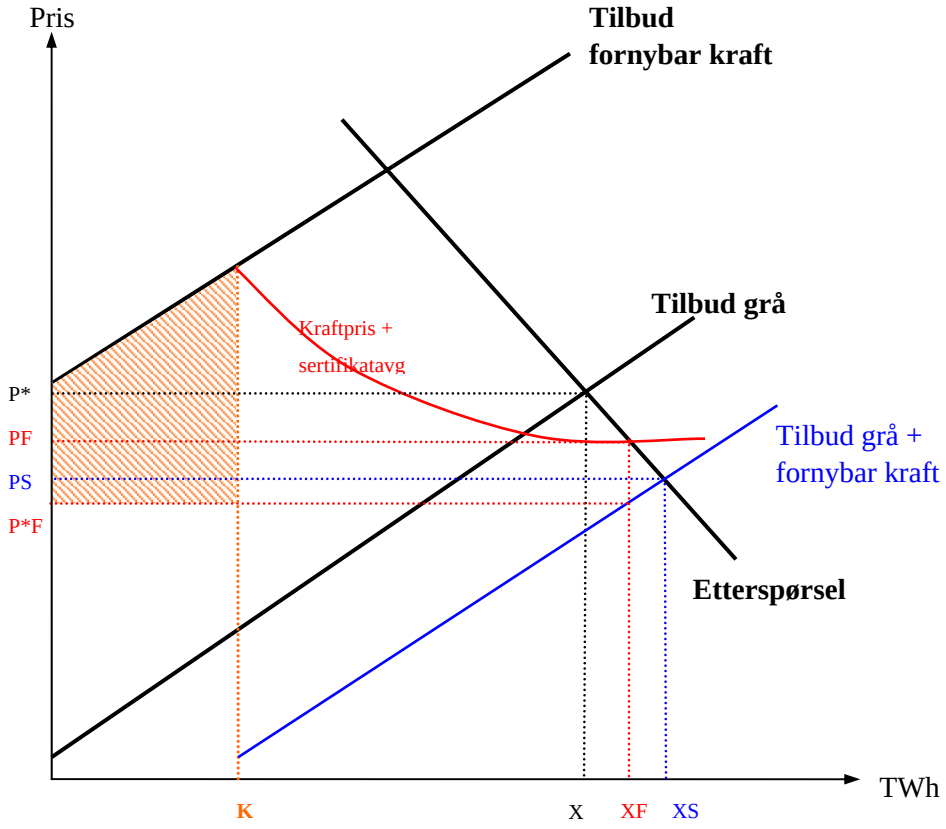
Vi tenker oss så at det blir innført en kvoteplikt, i form av en TWh målsetning for fornybar kraft som illustrert ved den vertikale linjen (K) i figuren. Konsumentene plikter dermed å kjøpe fornybar kraft inntil kvoteplikten er oppfylt. Annen (grå) kraft vil ikke komme inn i markedet før kvoteplikten er oppfylt. Dette betyr at vi får forskjøvet tilbudskurven for grå kraft mot venstre (den blå linjen i figur 5.2).

Dersom ekstrakostnaden ved den fornybare kraften finansieres ved subsidiering fra statsbudsjettet, vil vi nå få en ny markedslikevekt i punktet (PS,XS). Subsidien på fornybar kraft tilsvarer i dette tilfellet det skraverte området over den blå linjen (PS).

Kostnaden kan også finansieres av konsumentene via en sertifikatavgift. Denne kan, som i det svenske systemet, håndteres av kraftleverandør. Konsumentene vil da betale kraftpris pluss sertifikatavgift for hele forbruket sitt[20]. Dette tilfellet er illustrert ved den hele røde linjen i figur 5.2. Inntil kvoteplikten er oppfylt, vil brukerprisen være lik grensekostnad for fornybar kraft. Deretter vil sertifikatkostnaden (ekstrakostnaden for fornybar kraft) fordeles utover flere og flere kWh uten at selve sertifikatkostnaden øker slik at avgiften pr kWh faller. Dette resulterer i at også brukerprisen på kraft faller.

I området over kvotepliktsnivået vil vi dermed få en fallende brukerpris på kraft som i tilfellet i figur 5.2. Denne krysser etterspørselskurven nedenfor den opprinnelige likevektsprisen P* og ovenfor det rendyrkete subsidietilfellet ved PS. I likevektsløsningen vil kraftprisen dermed bli som den nederste røde stiplete linjen ved (P*F). I dette tilfellet har dermed brukerprisen på kraft falt relativt til den opprinnelige likevektsprisen (P*), mens kraftprisen er blitt enda lavere enn ved subsidietilfellet.

Figur 5.2 Virkningen av sertifikathandel i kraftmarkedet



Det er to viktige forhold som vil forandre konklusjonen i figur 5.2. For det første kan vi ha underestimert kostnadskurven for fornybar kraft, eller vi kan få et høyere kvotepliktskrav enn K. Men enten vi skyver tilbudskurven for fornybar kraft oppover i

[20] Vi ser bort fra fritak og store konsumenter som håndterer sertifikathandelen selv. Det siste tilfellet vil imidlertid prinsipielt ikke skille seg fra sertifikatavgifter.

figuren, eller skyver kvotepliktskravet mot høyre, vil den røde linjen som viser brukerpris, flyttes oppover og mot høyre. I begge tilfeller vil vi til slutt få en krysning mellom brukerprislinjen og etterspørselskurven som ligger over (P*,X*). Kostnadsgapet mellom grå og fornybar kraft og kvotepliktnivået vil med andre ord kunne endre konklusjonen om hvordan virkningen på brukerpris for kraft vil bli ved et sertifikatmarked.

Et element til må nevnes. I dagens kraftmarked er allerede en god del fornybar kraft støttet gjennom investerings- og driftstilskudd som i dag håndteres av Enova. Dersom kvotepliktskravet ikke settes høyere enn den mengden fornybar kraft som er støttet i dag, er vi allerede i (PS,XS), altså subsidieløsningen. I så fall vil innføring av sertifikater ta oss fra (PS,XS) til den skisserte sertifikatløsningen, noe som i prinsippet vil kunne øke prisen for forbruker i forhold til dagens pris.

Oppsummeringsvis kan vi dermed ikke på et prinsipielt grunnlag konkludere entydig for hvordan et sertifikatmarked vil virke på kraftbruk og forbrukerpris på kraft. Dette er til syvende og sist et empirisk spørsmål som må besvares gjennom en empirisk godt fundert modell. Vår analyse påpeker i så måte bare at kraftforbruket ikke nødvendigvis må falle og brukerprisene på kraft ikke nødvendigvis må øke som følge av sertifikatmarkedet. I neste avsnitt ser vi på enda en mekanisme som kan utydeliggjøre virkningen av sertifikatordningen, nemlig krafthandel med land utenfor sertifikatområdet.

5.3 Ensidig sertifikatsystem i et enkelt land

Vi har vist at et felles sertifikatmarked innenfor et lukket handelsområde vil kunne gi høyere produksjon, forbruk og redusert pris for forbrukere dersom ikke kvoteplikten settes så høyt at sertifikatavgiften tynger mer enn subsidieringen. I dette avsnittet skal vi betrakte et isolert sertifikatmarked innenfor et større kraftmarked.

Vi illustrerer dette gjennom å innføre ensidig kvoteplikt på 10 % (TWh mål) i land 1, mens kraftmarkedet fortsatt består av land 1 og land 2. Vi har foretatt 2 separate beregninger. I den første skal kvoteplikten oppfylles utelukkende med sertifikater produsert i land 1. I den andre beregningen har vi i tillegg tillatt land 1 å kjøpe sertifikater som er produsert i land 2. Resultatene er vist i tabell 5.3.

	Uten kvoteplikt	Kvoteplikt i land 1 uten import av sertifikat	Kvoteplikt i land 1 med import av sertifikat	Felles sertifikatmarked Land 1 = 10% land 2 = 10%	
Forbruk land 1	128.6	128.8	128.9	129.5	TWh
Forbruk land 2	150.6	151.0	151.0	151.5	TWh
Grå produksjon land 1	120.9	117.9	117.9	111.8	TWh
Grå produksjon land 2	154.1	150.2	150.2	142.4	TWh
Fornybar produksjon land 1	2.5	12.0	6.9	15.4	TWh
Fornybar produksjon land 2	1.9	0.0	5.1	11.6	TWh
Kraftpris	0.154	0.150	0.150	0.142	Kr/kWh
Sertifikatpris land 1	0.000	0.016	0.009	0.028	Kr/kWh
Sertifikatpris land 2	0.000	-	0.009	0.028	Kr/kWh
Brukerpris land 1	0.154	0.152	0.151	0.145	Kr/kWh
Brukerpris land 2	0.154	0.150	0.150	0.145	Kr/kWh
Total velferdsendring		-0.035 %	-0.017 %	-0.145 %	
Velferdsendring land 1		-0.073 %	-0.054 %	-0.043 %	
Velferdsendring land 2		-0.006 %	0.011 %	-0.220 %	

Tabell 5.3.1 Virkninger av et sertifikatmarked med ensidig kvoteplikt

I begge beregningene blir kraftforbruk og brukerpris på kraft i land 1 lite påvirket av sertifikatordningen. Total produksjon av kraft i det kvotepliktige landet er derimot økt vesentlig. Subsidieringen av fornybar kraft vil dermed i stor grad komme konsumentene i nabolandet til gode, mens produsentene i nabolandet taper fordi kraftprisene faller. Blant annet ser vi at fornybar produksjon i land 2 konkurreres ut når disse ikke har mulighet til å eksportere sertifikater til det kvotepliktige landet. Nettovirkningen av konsumentgevinst og produsenttap i land 2 er imidlertid negativt. Effekten av sertifikatmarkedet når et land innfører ensidig kvoteplikt viser seg dermed å lekke ut gjennom krafteksport til nabolandene, slik at konsumentene i det kvotepliktige landet ikke blir vesentlig påvirket av ordningen.

Når vi tillater import av sertifikater, vil derimot produsentene av fornybar kraft i land 2 bidra med sertifikatproduksjon til land 2. Dette reduserer produsenttapet i land 2, slik at land 2 totalt sett får en velferdsgevinst av sertifikathandelen. Begge land taper på kvoteplikten i tilfellet uten import av sertifikater, men land 2 vil vinne på situasjonen når det tillates import av sertifikater fra land 2 til land 1. Også land 1 vinner på å kunne importere sertifikater.

Velferdstapet ved ensidig kvoteplikt i land 1 er mindre enn velferdstapet ved kvoteplikt i begge land. Dette er åpenbart og har sammenheng med at restriksjonen ved ensidig kvoteplikt er mindre belastende på totalsystemet enn den totale kvoteplikten i tilfelle der begge land har en egen kvoteplikt. Den verste situasjonen i samfunnsøkonomisk forstand er at flere land parallelt innfører kvoteplikter uten mulighet for handel med sertifikater seg imellom. Men om kvoteplikten er moderat vil det velferdsmessige tapet være av begrenset omfang.

I denne analysen påvirker landet som innfører kvoteplikt kraftprisene i det ”internasjonale” markedet. Hvis vi derimot ser for oss at verdensmarkedsprisene er gitt eksogent, d.v.s. at kvoteplikt i et enkelt land ikke påvirker kraftprisene, vil sertifikatbasert subsidiering av fornybar kraft medføre en sertifikatavgift som kun kommer i tillegg til en

ellers uendret kraftpris. I tilfellet med en gitt verdensmarkedspris på kraft vil dermed et sertifikatmarked i et enkelt land (eller i et begrenset antall land) entydig medføre økt pris for forbruker. I figur 5.2 ville dette tilfellet tilsvare en horisontal tilbudskurve for grå kraft.

5.4 Sertifikathandel mellom land med forskjellige kvotepliktsnivåer

I de siste beregningene har vi forutsatt at kvoteplikten ikke er den samme i begge landene, men det er likevel full handel med sertifikater mellom dem. I den ene beregningen er kvoteplikten 20 % i land 1 som har lavest produksjonskostnad for fornybar kraft, og 10 % i land 2. I den andre beregningen har vi snudd dette slik at land 1 har kvotepliktkrav på 10 % og land 2 har kvotepliktkrav på 20 %. Resultatene er presentert i tabell 5-4.

I begge beregningene får vi lavere pris til forbruker enn i tilfellet der begge land har kvotepliktskrav på 10 %. Kraftforbruket øker også i begge land i begge tilfellene. Den største forbruksøkningen får vi i landet som har det laveste kvotepliktskravet.

Vi får en betydelig økning i velferdstapet i forhold til løsningen med felles kvotepliktskrav. Dette skyldes hovedsakelig at den totale kvoteplikten i systemet er økt i begge beregningene. Det totale velferdstapet henger mest sammen med totalkravet, og i mindre grad med fordelingen mellom landene. Vi ser imidlertid at landet med det strengeste kravet får det største velferdstapet.

To interessante poenger her er at land 1 kommer velferdsmessig bedre ut av sertifikatmarkedet enn i referanseløsningen (kolonnen ”uten kvoteplikt” i tabellen) i det tilfellet der land 1 har det laveste kvotekravet. Dette skyldes importinntekten på både sertifikater og kraft. I det motsatte tilfellet med høyt kvotekrav i land 1 kompenseres ikke land 2 for sitt lavere kvotekrav. Lave produksjonskostnader for fornybar kraft i land 1 betyr i dette tilfellet åpenbart mer enn kvotekravets størrelse.

	Uten kvoteplikt	Felles sertifikatmarked Land 1 = 10% land 2 = 10%	Felles sertifikatmarked Land 1 = 20% land 2 = 10%	Felles sertifikatmarked Land 1 = 10% land 2 = 20%	
Forbruk land 1	128.6	129.5	129.6	130.1	TWh
Forbruk land 2	150.6	151.5	152.0	151.6	TWh
Grå produksjon land 1	120.9	111.8	106.8	105.5	TWh
Grå produksjon land 2	154.1	142.4	136.0	134.5	TWh
Fornybar produksjon land 1	2.5	15.4	22.3	24.0	TWh
Fornybar produksjon land 2	1.9	11.6	16.7	18.0	TWh
Kraftpris	0.154	0.142	0.136	0.134	Kr/kWh
Sertifikatpris land 1	0.000	0.028	0.043	0.047	Kr/kWh
Sertifikatpris land 2	0.000	0.028	0.043	0.047	Kr/kWh
Brukerpris land 1	0.154	0.145	0.144	0.139	Kr/kWh
Brukerpris land 2	0.154	0.145	0.140	0.144	Kr/kWh
Total velferdsendring		-0.145 %	-0.340 %	-0.401 %	
Velferdsendring land 1		-0.043 %	-0.480 %	0.128 %	
Velferdsendring land 2		-0.220 %	-0.237 %	-0.790 %	

Tabell 5-4. Virkninger av sertifikatmarkeder med ulike kvotepliktsnivåer

5.5 Oppsummering

Analysene i de foregående avsnitt viser ikke hva som faktisk vil skje når et eventuelt norsk sertifikatmarked innføres. Årsaken til dette er at den underliggende usikkerheten vedrørende markedsdesign, mulige markedsimperfeksjoner samt virkninger på forsyningssikkerhet og regulerkraftmarked er for stor. Det er i store trekk heller ikke mulig å generalisere på bakgrunn av disse enkle beregningene uten mer grundig empirisk gjennomgang av de underliggende kostnadskurver. Analysene peker imidlertid på en del logiske konsekvenser som følger av et sertifikatmarked i den grad dette fungerer innenfor rammene av et godt designet marked.

1. Sertifikatmarkedet vil fungere som en kombinasjon av avgift på kraftforbruk og subsidiering av økt kraftproduksjon.

2. Økt produksjon av fornybar kraft presser ned prisene i det ordinære kraftmarkedet, slik at eksisterende produsenter i praksis bidrar til å subsidiere økt produksjon av fornybar kraft.

3. Avhengig av kostnadsdifferansen mellom fornybar og grå kraft, og gitt at sertifikatmarkedet fungerer godt, kan sertifikathandel bidra til økt kraftproduksjon i totalsystemet, økt forbruk og lavere forbrukerpris ved moderat kvotepliktsnivå.

4. Ved et høyere kvotepliktsnivå øker derimot sannsynligheten for at sertifikatordningen vil resultere i redusert kraftproduksjon i totalsystemet, redusert forbruk og høyere brukerpris.

5. Krafthandel med land utenfor sertifikatmarkedet vil dempe pris- og forbruksvirkningene innenfor sertifikathandelsområdet. Ved en gitt verdensmarkedspris på kraft, vil et isolert sertifikatmarked føre til høyere brukerpris i landet med kvoteplikt.

6. Felles sertifikatmarked er samfunnsøkonomisk sett bedre enn nasjonale markeder

7. Velferdsvirkningene av å innføre sertifikatmarkeder er små ved moderat kvotepliktsnivå.

8. Sertifikatmarkedet vrir handelsstrømmene i retning av økt krafteksport for land med lave produksjonskostnader for fornybar kraft uavhengig av kostnadene ved å produsere grå kraft.

9. Land med høy kvoteplikt taper velferdsmessig i forhold til land med lavere kvoteplikt i et felles sertifikatmarked, men

10. dette kan kompenseres dersom landet også er lavkostland for produksjon av fornybar kraft.

5.6 Forholdet mellom et pliktig sertifikatsystem og CO_2 kvoteplikt

Målsetningen i et system for handel med CO_2-kvoter vil være å redusere utslippene av CO_2 og andre klimagasser til et fastsatt nivå innenfor kvotehandelsområdet. Utslippstillatelser (CO_2-kvoter) må kjøpes for alle utslipp av klimagasser, og antallet utslippstillatelser er begrenset av utslippsmålsetningen. Det vil oppstå en pris på utslippstillatelsene, og kostnaden ved å kjøpe utslippskvoter må avveies mot kostnaden ved å redusere utslippet.

Dersom kostnaden ved å redusere utslippet er høyere enn kostnaden ved å kjøpe CO_2-kvoter, vil aktøren velge å kjøpe CO_2-kvoter. Dersom kostnaden ved å redusere utslippet er lavere enn kvoteprisen vil aktøren velge å kutte utslippet. Dette betyr at markedsprisen på CO_2-kvoter vil gjenspeile marginalkostnaden for utslippsreduksjoner.

Internasjonal handel med CO_2-kvoter vil ha betydning for CO_2-koteprisen i forhold til et nasjonalt system. En internasjonal kvotepris vil gjenspeile en internasjonal marginalkostnad for utslippsreduksjoner, og det antas at utslippskvoter da kan kjøpes til lavere priser enn i et nasjonalt system. Dette fordi en del andre land har lavere marginale reduksjonskostnader enn Norge (blant annet også på grunn av ”hot air” problematikken).

5.6.1 Virkningen av CO_2-kvotehandel på et pliktig sertifikatmarked

CO_2-kvotehandel vil ha to primære virkninger på kraftprisene. Økte kostnader medfører at fossil energi blir erstattet av elektrisk kraft der dette er mulig, og kostnaden ved fossilt basert elektrisitetsproduksjon vil øke. Begge virkningene vil bidra til høyere pris på elektrisk kraft.

CO_2-kvotehandel vil dermed redusere behovet for støtte til fornybar kraftproduksjon slik at sertifikatprisen kan bli lavere enn ellers. I seg selv vil CO_2-kvoter ikke medføre at andelen fornybar produksjon endres siden dette er fastsatt gjennom et kvotepliktsnivå.

En klausul om at sertifikater ikke skal tildeles kommersielt lønnsom fornybar produksjon vil derimot endre konklusjonen. Dersom den billigste fornybare kraften blir tatt ut av sertifikatordningen fordi økt kraftpris gjør den kommersielt lønnsom, må dette erstattes

av dyrere kapasitet innenfor et gitt kvotepliktsnivå. Noe som vil kunne gi høyere sertifikatpris (og totalt sett mer fornybar kraft inn i markedet).

5.6.2 Virkningen av handel med sertifikater på et CO_2-kvotemarked

Handel med sertifikater, som medfører at en større andel av kraftproduksjonen vil komme fra ikke-fossile energikilder (vind, vann, bio), vil redusere etterspørselen etter CO_2-kvoter fra kraftproduksjon. Dette vil være et bidrag til lavere CO_2-kvotepriser. Den totale mengden klimagassutslipp vil imidlertid være fastlagt gjennom kvotehandelssystemet, og et pliktig sertifikatmarked vil ikke få noen innflytelse på det totale CO_2-utslippet.

Distribusjon mellom ulike utslippskilder vil derimot bli påvirket. Det er imidlertid ingen garanti for at den fossile kraftproduksjonen som blir konkurrert ut gjennom sertifikatmarkedet har høyere marginale reduksjonskostnader for utslipp enn andre aktiviteter med CO_2-utslipp utenfor kraftsektoren. Siden sertifikatmarkedet ikke tar hensyn til marginale utslippskostnader vil dette ikke være et kostnadseffektivt virkemiddel overfor CO_2-utslipp.

5.6.3 Sammenheng mellom sertifikater og CO2-kvoter.

I et system med både CO_2-kvotehandel og med handel med sertifikater vil et sertifikatmarked bidra til lavere priser på CO_2-kvoter, mens CO_2-kvotemarkedet på sin side vil kunne bidra til lavere priser på sertifikater.

Siden begge systemene har målsetninger om miljøforbedringer, har det derfor blitt pekt på muligheter til å samordne systemene i form av veksling mellom sertifikater og klimagasskvoter. I England ha man for eksempel uten særlig gode erfaringer åpnet for en mulighet til å veksle inn sertifikater mot CO_2-kvoter. Effektivitetsmessig er det heller ikke mulig å garantere at dette gir ønskete effekter i noen av markedene siden målsetningene med ordningene tross alt er forskjellig (reduserte klimagassutslipp versus forsynsingssikkerhet, miljø og innovasjon).

5.7 Tidsforskjell mellom sertifikatplikt og produksjon av fornybar kraft

Det tar fra 3 til 10 år å bygge ut ny fornybar produksjonskapasitet, noe som omfatter planlegging, søknadsprosess (konsesjon og sertifisering) og bygging. Når sertifikatprisene stiger som følge av etterspørsel etter sertifikater (for eksempel som følge av nye og strengere kvotepliktskrav, reduksjon i eksisterende produksjon eller økt kraftforbruk), vil det dermed kunne ta flere år inntil ny kapasitet er installert. Dette vil i en periode kunne gi stor og økende manko på sertifikater og dermed stor prisstigning.

Dette vil spesielt kunne være problematisk i oppstartsfasen for sertifikatmarkedet. Mulighet til å låne sertifikater vil da kunne redusere presset i en slik situasjon. Etter oppstartsfasen vil også muligheten for å spare sertifikater bidra til å redusere dette problemet.

Tiltak som bidrar til å redusere tidsforskjellen mellom investeringsbeslutning og ferdigstilling vil imidlertid bidra positivt for å redusere prispress i sertifikatmarkedet. For eksempel tiltak for å redusere behandlingstiden for konsesjon og sertifisering. Dette krever at myndighetene har tilstrekkelig ressurser til saksbehandlingsprosessen når sertifikatordningen innføres.

Det foreligger hele tiden prosjekter innen de ulike faser i planlegging, behandling og bygging. Blant annet ligger det til enhver tid inne en stor mengde prosjekter til forhåndsmelding og konsesjonsbehandling hos NVE (se kap 9). Dette vil i realiteten begrense eventuelle problemer med tidsforskjell mellom produksjon og kvoteplikt.

6 Overgangsordninger

6.1 Svenske overgangsordninger

Ved siden av ønsket om økt fornybar produksjon, var et viktig mål bak det svenske sertifikatmarkedet å erstatte en rekke tidligere støtteordninger. Mye av innsatsen i 2003 har gått ut på å registrere og tildele sertifikater til en rekke produksjonsanlegg som tidligere fikk store årlige tilskudd fra andre ordninger. Dette gjelder bl.a. kraftproduksjon basert på biobrensel, vindkraft og småskala vannkraft.

Mest omfattende regler gjelder bioenergi i industrien der det er utarbeidet egne forskrifter. Etablert vindkraft som tidligere fikk en årlig produksjonsstøtte pr kWh – den såkalte 9-øringen- får nå i stedet sertifikater tilsvarende produksjonen som for nye anlegg. Mindre vannkraftanlegg der hvert aggregat var 1500 kilowatt eller mindre fikk tidligere statsstøtte. Slike anlegg etablert før sertifikatordningen, får nå i stedet sertifikater. Likedan gis det sertifikater for visse produksjonsanlegg som har vært ute av drift en viss periode, men som ble satt idrift igjen før sertifikatordningen ble etablert.

Prinsippet synes å være at fornybart baserte kraftanlegg som har mottatt driftsstøtte eller annen årlig støtte før sertifikatordningen trådde i kraft, nå i stedet mottar sertifikater for produksjonen slik at inntektene ut over vanlig kraftsalg opprettholdes. Fordi en hadde mange støtteordninger fra før, har en også fått mange overgangsordninger.

6.2 Konvertering av dagens norske støtteordninger

Det synes hensiktsmessig at en i Norge bruker samme prinsipp for overgangsordninger til et sertifikatmarked som i Sverige. Driftsstøtte eller annen årlig støtte som gjelder når sertifikatordningen trer i kraft, bør kunne overføres til sertifikatberettigelse for det aktuelle anlegg. Investeringsstøtte, annen engangsstøtte eller ordninger som er opphevet, bør ikke begrunne sertifikater. Derimot kan man tenke seg at tidligere tildelt investeringsstøtte som ikke gjelder nye anlegg, kommer som fratrekk i tildelingsperioden for sertifikater eller på annen måte.

Som vist foran, har vi i Norge en liten andel av elproduksjonen som omfattes av driftsstøtte til fornybar kraft. Til sammen gjelder dette under 1 TWh. Dette omfatter noen ordninger innen bioenergi og i industrien, avgiftsfritak for svært små vannkraftanlegg og eventuelt støtten til vindkraft tilsvarende halv elavgift. Sistnevnte er imidlertid ikke videreført for 2004, noe som kan ha uheldige konsekvenser for flere anlegg. Her må det videre tas hensyn til at den nederlandske ordningen, som har hatt stor betydning oppheves fra 2005. I den grad driftsstøtteordningen likevel avklares som permanent avviklet, kan dette også få betydning for sertifikater til eksisterende vindkraft.

Alternativet til å konvertere kontinuerlige ordninger til sertifikater, kan være å opprettholde ordningen eller omregne den til en annen støtteordning som et engangsbeløp. *Prinsippet bør være at eksisterende anlegg får sertifikater i et omfang som sikrer at man opprettholder dagens nivå av støtte.*

Sertifikater til eksisterende anlegg uten støtte fra før, kan ikke begrunnes ut fra ønsket om å få økt kraftproduksjon eller ut fra ønsket om å opprettholde uendret støttenivå. Om en for eksempel vil gi sertifikater til mindre vannkraft i drift, vil dette være en ren politisk beslutning. Faglig sett har dette ingen begrunnelse. Det kan opplyses at eksisterende norsk kraftproduksjon fra aggregater på 1500 kW og mindre utgjør ca 1 TWh pr år.

6.3 Starttid for deltakelse i sertifikatordningen

I forbindelse med lansering av Stortingsmelding nr 18 (2003-2004) Om forsyningssikkerhet ble det i en pressemelding fra OED av 19.12.03 presisert at ”sertifikatberettigede anlegg med byggestart etter 1. januar 2004 vil ha mulighet for å delta i et system med grønne sertifikater, selv om et slikt system måtte bli etablert etter dette tidspunkt”. I departementets *Strategi for økt etablering av små vannkraftverk* punkt 2.4.2 ble denne ordning begrunnet med at en investeringsstopp i påvente av et sertifikatmarked er uheldig.

Forutsatt at hovedelementene i et sertifikatmarked fra 2006 (berettigede teknologier, kvotepliktsnivå og varighet) blir avklart allerede i vår, vil en slik presisering etter NVEs vurdering kunne bidra til investeringer i 2004 og 2005. Koblingen til *byggestart* er imidlertid svært uheldig og bør erstattes med *idriftsettelse*. Byggestart er svært vanskelig å definere og dermed å kontrollere. Er for eksempel bygging av mindre anleggsveier eller etablering av riggområder, byggestart eller forberedelse til byggestart? På flere anlegg kan det være gjort en god del forberedelser i terrenget mens hoveddelen av arbeidet deretter utsettes i lengre perioder i påvente av nødvendige avklaringer. Er det da foretatt byggestart?

Bruk av *investeringstidspunkt* er like vanskelig å kontrollere som byggestart og bør ikke benyttes.

Idriftsettelse er derimot definert som det tidspunkt anlegget begynner å levere kraft ut på nettet, og dette er lett kontrollerbart, for eksempel ved opplysninger fra nettselskapene. En endring av disse rammene til ”idriftsettelse etter 1. januar 2004” vil riktignok bety at noen flere anlegg vil bli med på ordningen, nemlig de som kanskje har foretatt byggestart, men ikke er i drift. Om en tar høyde for endringen i fastsettingen av kvoteplikten fra starten av ordningen, bør dette imidlertid ikke være noe problem.

6.4 Enovas forslag til overgangsordning

Enova har foreslått at det i en periode fram til innføring av en sertifikatordning etableres en anbudsordning for å fremme økt fornybar kraftproduksjon. Det foreslås to ulike alternativer som bygger på de samme hovedprinsippene, og begge finansieres i første omgang gjennom Energifondet ved et ekstra påslag i overføringstariffen. Potensielle produsenter av fornybar kraft inviteres til å tilby produksjon av en valgt mengde ny kraft.

Det ene alternativet innebærer kjøp av ti-års-avtaler for *sertifikater*, og tildeling baseres på sertifikatpris per kWh. Kjøpte sertifikater auksjoneres inn i sertifikatmarkedet. Det andre alternativet innebærer kjøp av finansielle ti-års-avtaler for *kraftproduksjon*, og tildeling baseres på kraftpris pr kWh. Det foretas en finansiell avregning mot områdepris. I år med høy markedspris for kraft vil påslaget være lavt, og dermed gi lav kostnad for Energifondet, mens lav markedspris gir høyere påslag og dermed høy kostnads for Energifondet. Det vil være krav om deponering av sertifikater for avregnet kraftproduksjon, og senere auksjonering av mottatte sertifikater inn i sertifikatmarkedet.

Siden sertifikatene i begge alternativene vil bli solgt inn i sertifikatmarkedet så snart dette etableres, antas det at kostnadene ved en slik anbudsordning i stor grad dekkes innen denne ordningen.

6.4.1 NVEs vurdering av Enovas forslag

For å sikre at produksjonen faktisk blir etablert, kan Enova velge kun å gi tilbud til de som alt har konsesjon og dessuten vurderes å kunne finansiere og igangsette prosjektene raskt. En trenger dermed ikke å gi tilbud bare til de som melder de laveste støttebehov, men kan også ta andre hensyn. Tilbudet kan videre gjelde i en kort periode, og ved eventuell manglende realisering overføres til en annen produsent. På denne måten kan en unngå ulempene med det tidligere engelske anbudssystemet der en stor andel av produsentene bød så lavt og at de ikke klarte å realisere prosjektene.

En slik ordning med støtte pr produsert kWh i en avgrenset periode vil ligne på en sertifikatordning med kun én kjøper. Dette gjelder uansett alternativ. En får da den samme konkurranse mellom flere tilbydere som i en sertifikatordning, og har dermed mulighet til å holde produksjonskostnadene og støttebehovet nede. Ordningen stiller imidlertid store krav til den ene kjøper, men dette gjelder også for forvaltning av støtteordninger generelt. For hver produsent får en heller ikke den samme dynamikk som innen obligatoriske sertifikatmarkeder der støttebeløp pr kWh varierer fra år til år avhengig av markedsbalansen til enhver tid. Prisnivået på nye avtaler kan imidlertid tilpasses det enkelte år etter hva som kommer inn av tilbud.

Faren for samordning mellom tilbyderne, der alle blir enige om ikke å by under et gitt beløp, er imidlertid tilstede på samme måte som ved sertifikatordninger. Dette gjelder særlig om kun én teknologi omfattes av ordningen og en dermed har få tilbydere. Ved valg av bare vindkraft som berettiget til å delta i anbudsordningen, øker faren for slik samordning. Ut fra dette hensyn og for generelt å få inn fornybar kraft til lavest mulig kostnad, er det ønskelig at også denne ordningen er teknologi- og størrelsesnøytral.

I motsetning til en sertifikatordning som krever et omfattende lovarbeid, fordrer den foreslåtte overgangsordning kun to politiske beslutninger: Enova må gis en tilsagnsfullmakt slik at en kan forplikte seg til framtidige utbetalinger av større beløp enn det som til enhver tid står inne på Energifondet. Dessuten må det besluttes om all ny fornybar kraft får være med i ordningen eller om dette i første omgang f eks bare skal gjelde vindkraft. Teknologinøytralitet er klart ønskelig, men for en overgangsperiode på f eks kun 2 år er det mindre skadelig om en i første omgang kun tar med vind. Begge disse beslutninger kan tas i forbindelse med revidert budsjett i vår. Enova kan da avkare første anbudsrunde i sommer med sjanse for investeringsbeslutninger allerede til høsten.

Selv om det er avklart at prosjekter etablert i 2004 og 2005 skal få være med i sertifikatordningen, har dette begrenset betydning når det ikke er avklart *om* ordningen blir etablert eller detaljer i den. En må derfor uten overgangsordning forvente få nye investeringer i disse årene. Dette gjelder selv om prosjektene alt har fått konsesjon. I denne sammenheng kan en anbudsordning hindre en investeringstørke de førstkommende år. Vesentlig økt kraftproduksjon kan riktignok uansett ikke forventes i 2004 eller 2005, men et betydelig antall investeringsbeslutninger vil kunne komme i disse årene. Uten overgangsordninger og med start av sertifikatordningen i 2006 vil de samme investeringer først komme 1 til 2 år senere.

Enovas vurdering at en ren videreføring av dagens ordninger ikke vil gi vesentlig ny vindkraftproduksjon, stiller vi oss bak. Vi er også enig med Enova om at den foreslåtte ordning er klart bedre enn en utvidet ordning med investeringsstøtte. En slik ordning vil måtte forutsette en høy tilskuddsandel og vil i tillegg kunne gi problemer mot ESA-reglene. Den forutsatte økning av Energifondet vil naturligvis være viktig i seg selv for økt realisering av vindkraft, men selve omleggingen av ordningen vil også kunne bety mye.

En rett til å beholde avtalt støtte i avtaleperioden bør gi tilstrekkelig trygghet for investorene. Den foreslåtte konvertering av denne støtteordningen inn i en sertifikatordning er mulig, men ikke problemfri. En forhåndsavtalt konvertering forutsetter dels at investor tror på at en foreløpig uavklart sertifikatordning blir et godt alternativ, noe som ikke er opplagt.

Videre må det etableres klare regler for hvordan denne konverteringen skal skje. Enova må klarlegge hvordan sertifikatene de disponerer skal selges inn på sertifikatmarkedet. Innsalg av store mengder sertifikater vil kunne ha stor betydning for tilbudet og dermed prisdannelsen, og gir derfor uforutsigbare virkninger for de øvrige aktører. Enova vil være en statlig aktør som kan ha andre mål enn andre aktører, og vil derfor ikke nødvendigvis agere på samme måte som disse. Sertifikat som selges inn i markedet må inngå i kvoteplikten, og Enovas innsalg vil derfor også ha betydning for hvordan denne skal fastsettes.

6.4.2 Konklusjon

Hvis en forutsetter at det er en viktig politisk målsetting å unngå investeringstørke innen fornybar produksjon i 2004 og 2005, er en overgangsordning nødvendig. Med en hensiktsmessig utforming, tror vi at den foreslåtte løsning kan fungere som en god overgangsordning. Eventuell konvertering inn i sertifikatordningen bør avklares på

forhånd. Gitt et vedtak om en sertifikatordning fra 01.01.2006, må praktisk tilrettelegging av overgangsordningen skje i vår. Å etablere en ny ordning kun for 2005 synes ikke hensiktsmessig, da får en heller leve med små investeringer i en overgangsfase.

Anbudsordningen synes etter vår vurdering også å kunne være et mer permanent alternativ til en sertifikatordning, f eks om beslutning om sistnevnte skulle skyves noen år ut i tid. Sammenlignet med dagens støtteordninger for vindkraft (med eventuelle justeringer) eller med faste innmatingstariffer, kan anbudsordninger gi ønsket ny kraft og samtidig være kostnadseffektive. Alternativet til sertifikater som ble vurdert i Sverige var nettopp slike ordninger.

7 Praktisk forvaltning av sertifikatordningen

I det følgende gjennomgås praktiske oppgaver som må ivaretas ved en ordning med pliktige sertifikater for fornybar kraftproduksjon. På bakgrunn av den svenske ordningen med elsertifikat, og dagens praksis innen det avtalebaserte RECS-samarbeidet skisseres de viktigste oppgaver, samt hvordan arbeidsdelingen kan være. Vi ser på arbeidet i en driftsfase og hva som må avklares før oppstart.

7.1 Oversikt over oppgaver

En ordning med et pliktig marked for sertifikater vil generelt kreve ivaretakelse av følgende praktiske oppgaver:

Anleggsbekreftelse. Opplysninger om produksjonsenhetene som ønsker sertifikat må registreres. Disse opplysninger fastsettes normalt en gang for alle etter en viss kontroll. Anleggene bør også kunne kontrolleres i ettertid. Opplysningene må justeres ved eventuelle endringer i produksjonsenheten.

Godkjenning av produksjonsanlegg for sertifikat. Dette kan gjøres som siste ledd i en anleggsbekreftelse eller besluttes etter at bekreftelsen foreligger. Hvis reglene for sertifikatberettigelse er enkle, følger godkjenning direkte av opplysningene i bekreftelsen: ”Det er et vindkraftverk, altså er all produksjon herfra sertifikatberettiget”. Ved vanskeligere regler og tilfeller kreves en delvis skjønnsmessig beslutning: For eksempel: ”10 % av produksjonen fra dette anlegget er sertifikatberettiget”.

Registrering av løpende produksjon. Kraftproduksjonen registreres i dag av nettselskapene fra målepunkter tilknyttet produksjonsenhetene. Disse opplysninger må samles inn som grunnlag for å utstede sertifikater. God nok måling må sikres.

Sertifikatutstedelse. På bakgrunn av de faste opplysninger om produksjonsenheten, godkjennelse av anlegget og løpende produksjonsopplysninger, utstedes fortløpende sertifikater til den enkelte produsent.

Sertifikatoverføring. Sertifikater vil selges til blant annet kvotepliktige og disse må deretter kunne dokumentere innehav og innløsning av sertifikatene for en

kontrollmyndighet. Dette krever i praksis et databasert register, som fungerer som en nettbank med overføring mellom konti. Alle databaserte overføringer av sertifikater bør ivaretas av én operatør. Selve *handelen* kan overlates til aktørene eller tilrettelegges ved f eks børsordninger.

Individuell kvoteplikt. En kontrollmyndighet må avklare og kontrollere hvor mange sertifikater den enkelte kvotepliktige skal svare for.

Innløsning. I et pliktig marked må kontroll med oppfylt kvoteplikt og innløsning av sertifikater kontrolleres av overnevnte kontrollmyndighet. For teknisk støtte til arbeidet må operatøren av det felles datasystem benyttes.

Frivillige ordninger med sertifikater eller garantier vil kreve utføring av de samme hovedtyper oppgaver, men opplysningsbehov, rutiner og fordeling av oppgaver på ulike aktører kan være en annen.

7.2 Nærmere om de enkelte oppgaver

7.2.1 Innhold i anleggsbekreftelse

Utstedelse av sertifikater må bygge på en opprinnelig registrering og kontroll av de produksjonsenheter som skal få tildelt sertifikater. Denne første registrering tilknyttet hver produksjonsenhet bør kunne brukes både som grunnlag for tildeling av sertifikater innen et obligatorisk marked, og som grunnlag for ulike andre ordninger der det etterspørres opphavsopplysninger. Her drøftes imidlertid det som trenges for en obligatorisk ordning.

Anleggsbekreftelse vil være en *verifisering* av opplysningene om produksjonsanlegget. Godkjenning av anlegget som sertifikatberettiget vil være en *beslutning* ut fra regelverk og anleggsbekreftelse.

Egenskaper: Hvilke egenskaper ved den enkelte produksjonsenhet som må registreres avhenger av de kriterier for tildeling av sertifikater som velges. Hvis all økning i fornybar produksjon skal omfattes, vil det være behov for å registrere få opplysninger om hver produksjonsenhet. For nye enheter vil entydig identifisering av enhet/eier og type energibærer (vind, vann, bio) være tilstrekkelig. For utvidelser av eksisterende anlegg må produksjon fra før registreres. For bio i kombinasjon med fossil brensel, må bioandel avklares. Fastsetting av andel fornybar vil også trenges for eventuelle andre kombinerte anlegg.

Hvis bare *deler av ny vannkraft* blir omfattet av ordningen, vil det være behov for registrering av flere parametere ved hver produksjonsenhet. Hvor mange avhenger av hvor intrikat kriteriene for ekskludert produksjon vil være. Velges kun størrelsesgrense, er dette teknisk håndterbart. Skal en trekke inn om nye sidevassdrag berøres eller om berørte vassdrag har vernestatus, kan det bli svært mange opplysninger som må registreres. Først må en politisk fastsette hvilke type anlegg som skal få sertifikater, så får en fastsette antallet egenskaper som skal registreres.

Utvidet produksjon: Økt produksjon fra eksisterende anlegg vil ha samme nytte for samfunnet som produksjon fra nyetablerte anlegg og vil sannsynligvis bli tildelt sertifikater. For Norge vil dette primært gjelde eksisterende vannkraft. Vannkraftproduksjonen varierer sterkt fra år til år og det bør i forskrift eller veileder utvikles noen enkle kriterier for hvordan eksisterende produksjon og dermed økt produksjon skal fastsettes. Det bør legges vekt på løsninger som er enkle å håndtere ved praktisk drift av ordningen. Håndtering av anlegg med pumper og pumpekraftverk i produsentbekreftelse bør også beskrives i forskrift/veileder.

Blandet produksjon: For bioenergianlegg, avfallsforbrenning og kraftproduksjon tilknyttet industri vil det være tilfeller der deler av kraftproduksjonen ikke er basert på fornybare kilder. Dette kan for eksempel være kombinasjon mellom bio og fossile kilder og ved spillvarme fra industri som grunnlag for kraftproduksjon. Ved blandet produksjon kan det være behov for rapporter om endringer i opplysninger om anlegget siden faktisk produksjon og brenselssammensetning kan endres over tid. Disse anleggene vil sannsynligvis gjelde en liten del av framtidig norsk produksjon, men håndteringen bør være avklart på forhånd.

7.2.2 Godkjenning av sertifikatberettiget anlegg

Når kriterier for fastsetting av opplysninger i produsentbekreftelse er avklart, må det avklares hvilken kontroll som skal foretas for å sikre korrekte opplysninger. Produsentbekreftelse kan baseres på ren *selvangivelse* fra produsent i innsendt skjema, eller på en nøye *kontroll* fra en instans med bl.a. befaring på anlegget. Store potensielle inntekter fra et obligatorisk sertifikatmarked med tilsvarende fristelse til å pynte på opplysningene, samt forventet usikkerhet om riktig registrering, tilsier en startkontroll fra instans som er uavhengig av produsenten. Statnett opplyser at kontroll med selvdeklarasjoner innen RECS avdekket betydelige avvik fra reglene og anbefaler sterkt at det innføres en obligatorisk kontroll med første gangs registrering av anlegg.

Det kan bli behov for å godkjenne mange produksjonsenheter på kort tid, noe som fordrer at det på forhånd lages forskrifter/veiledning som i noen detalj avklarer framgangsmåte. Det bør legges stor vekt på å avklare alle prinsipielle spørsmål på forhånd, slik at det kun gjenstår faktainnsamling og eventuelt enklere skjønnsavgjørelser tilknyttet hver produksjonsenhet. Klare forskrifter vil også gjøre det forutsigbart for dem som planlegger ny produksjon om de vil få tildelt sertifikater.

Når alle opplysninger om den aktuelle produksjonsenhet foreligger og er kontrollert, kan anlegget godkjennes for sertifikatutstedelse. Dette kan gjøres av den samme instans som kontrollerer opplysningene eller av en annen godkjent instans. Under RECS kontrolleres fakta av egne selskaper, mens Statnett godkjenner anlegget. I den svenske ordningen med elsertifikat skiller en ikke mellom anleggsbekreftelse og godkjenning, da begge deler gjøres av STEM under fellesbegrepet godkjenning.

Regelverket for godkjenning av anlegg for sertifikatutstedelse må være så klart at dette er tilstrekkelig for å motivere for å utvikle prosjekter og føre disse fram til konsesjonsbeslutning. Kunnskapen om ordningen vil være med som en bakgrunnskunnskap for utbygger, berørte og konsesjonsmyndigheter. Dette gjør at utbygger kan velge et noe utvidet eller justert prosjekt som følge av forventet økt

lønnsomhet. Beslutninger om antall sertifikater fra et prosjekt må imidlertid ikke blandes inn i konsesjonsbehandlingen. De vises her til avklaringen tilknyttet å skille støttebehandling fra konsesjonsbehandling innen vindkraft, jf Ot.prp. 35 (200-2001). Konsesjonsbehandlingen må innebære samme vurderinger og praksis som i dag.

Når konsesjon er gitt og prosjektet skal finansieres, bør også regelverket være så klart at tildelt konsesjon og foreliggende regelverk bør være tilstrekkelig til å sikre finansiering. Uklarheter kan eventuelt gjelde en nøyaktig fastsettelse av antall sertifikater fra anlegget ved utvidelse innen vannkraft og ved spillvarmeutnyttelse.

Forutsettes at regelverket blir så uklart at slike problemer kan forhindre finansiering, må fastsetting av sertifikatberettiget andel gjøres etter konsesjonstildeling, men før finansiering. Det som da godkjennes for sertifikattildeling er en plan og ikke et ferdig anlegg. I så fall kan det måtte foretas en revidert fastsettelse når anlegget er bygd. En slik ordning forutsetter et *forhåndstilsagn* og dette krever i så fall en særskilt lovhjemmel. Er regelverket tilstrekkelig klart vil en endelig godkjenning av anlegg, og eventuell fastsettelse av størrelse på sertifikatberettiget produksjon, kunne gjøres én gang når anlegget er bygd.

7.2.3 Registrering av løpende produksjon

Kraftproduksjonen registreres i dag av nettselskapene fra målepunkter tilknyttet alle produksjonsenheter. Disse opplysninger rapporteres fra nettselskap til Statnett som ledd i balanseavregningen. Dette vil omfatte nesten all kraft, men enkelte mindre anlegg kan falle utenom. Det synes naturlig å utnytte disse opplysningene ved utstedelse av sertifikater. Dagens måling og målenøyaktighet er tilstrekkelig for den ordinære kraftomsetting og bør normalt også være tilstrekkelig som grunnlag for sertifikatutstedelse.

Måling av produsert kraft ga en del problemer ved oppstart av elsertifikatordningen i Sverige. Dette gjaldt særlig små anlegg og produksjon som ikke var direkte tilknyttet konsesjonspliktig nett. En valgte å innføre nye regler som spesifiserte krav om timesmålinger for alle sertifikatmottakere.

Det bør også i Norge vurderes behov for regler om korrekt måling av alle anlegg som skal inn under ordningen. Dette tilsier krav om måling for alle sertifikatmottakere. (Nye målere vil normalt ha timesoppløsning, men faktisk rapportering av verdier kan gjøres sjeldnere). Kostnadene med dette vil omfatte måler og verifisering av korrekt installering av denne, til sammen kanskje 30 000 kr for et mindre produksjonsanlegg. NVE vil senere kunne avklare hensiktsmessig regelverk for måling.

7.2.4 Sertifikatutstedelse

Innhold i sertifikat: For bruk kun i et obligatorisk marked vil det være behov for svært få opplysninger tilknyttet det enkelte sertifikat. Produsert mengde (for eksempel en standardenhet på 1 MWh), opplysninger om hvilket anlegg produksjonen stammer fra og dato for utstedelse (eventuelt fortløpende spesifikt nummer), vil for eksempel kunne være tilstrekkelig. Skal sertifikatene alternativt kunne benyttes til videresalg innen andre eksterne ordninger, må de også ha opplysninger som er nødvendige for disse ordningene.

Utstedelse av sertifikater vil bygge på en kombinasjon av opplysningene om hvert anlegg fra anleggsbekreftelsen (faste opplysninger) og løpende data fra balanseavregningen basert på opplysninger fra alle nettselskaper. Produsert mengde kan baseres på opplysninger fra nettselskapene til Statnett.

Om ikke all produksjon i vedkommende produksjonsenhet gir grunnlag for sertifikater, må sertifikatutsteder fastsette antall sertifikater ut fra faktisk produksjon og sertifikatberettiget andel. Dette må igjen bygge på klare krav i forskrifter.

For å sikre nødvendig kontroll av utstedelse og videre bruk, bør sertifikat kun utstedes i elektronisk form og ha egenskaper som gjør at disse kan inngå i elektronisk handel, med mulighet for kontoer for alle interesserte aktører. Papirform gjøre kontroll med den videre flyt av sertifikatene svært vanskelig.

7.2.5 Handelsplass

Sertifikater utstedes til eiere/rettighetshavere i produksjonsanlegget og selges videre til de sertifikatpliktige. Disse må igjen sørge for å ha dokumentert at de oppfyller sin plikt overfor en kontrollenhet. Handelen kan være basert på direkte kontakt kjøper selger, bruk av meglere eller handel på en børs. Hensynet til god informasjon til alle parter kan tilsi at det legges til rette for børshandel. Avklaring av sertifikatenes juridiske status er her sentral. En handelsplass må ikke være opprettet før oppstart av en obligatorisk ordning, men dette er ønskelig. Nordpool er i gang som børs for de svenske elsertifikatene.

7.2.6 Individuell kvoteplikt

Kontrollmyndigheten må avklare og kontrollere hvor mange sertifikater den enkelte kraftomsetter eller kraftbruker skal svare for. Overgangen fra total kvoteplikt for landet/begge land det enkelte år (i TWh eller prosent av total kraftomsetning) til plikt fordelt på den enkelte kvotepliktige, må beregnes og kontrolleres. Den enkeltes omsetning vil variere fra år til år og må kontrolleres. Tilsvarende vil det gi kontrollutfordringer at mange større forbrukere kanskje vil ivareta sin egen kvoteplikt. Opplysningene om kraftforbruket fins i dag hos nettselskapene, men disse må kunne hentes ut av de kvotepliktige og kontrollmyndigheten.

7.2.7 Innløsning

Sertifikater innen et obligatorisk marked konsumeres ved at de innløses (eller annulleres i svensk begrepsbruk). Dette kan gjøres av den som opererer datasystemet/nettbanken etter oppdrag fra de sertifikatpliktige. Opplysning om denne annullering kan så sendes kontrollinstansen som kvittering på at plikten er oppfylt. Alternativt kan sertifikatene overføres en konto hos kontrolløren som avklarer om plikt er oppfylt og deretter ber datasystemoperatør om innløsning/annullering av sertifikatene. Sistnevnte er praksis i Sverige. En obligatorisk ordning gir dermed i prinsippet en enkel kontroll, frivillige sertifikathandel har større utfordringer på dette punkt.

De praktiske rutiner for innløsning av sertifikater må avklares i detalj og vedtas i form av lov eller forskrifter samtidig med øvrige rammer for et obligatorisk marked. Foreløpig

synes det hensiktsmessig at datasystemoperatør står for innløsning og sender opplysninger om dette til kontrollinstans. Sistnevnte bør primært kontrollere allerede utførte handlinger og transaksjoner. Kontrollinstansen bør også pålegge og sende ut krav om avgift for ikke oppfylt kvoteplikt.

7.2.8 Kostnadsdekning

Kostnadsdekning vil måtte avklares for alle arbeidsoppgaver ovenfor. Kostnader som kan relateres direkte til hver produsent (som anleggsbekreftelse og målekostnader) bør kunne dekkes av denne. Drift av systemet som helhet, herunder datasystem og kontroll med oppfylt plikt, kan vanskelig fordeles på den enkelte aktør og bør dekkes over statsbudsjettet.

7.2.9 Forholdet til andre sertifikatordninger

RES direktivet forventes gjennomført i norsk rett og Eldirektiv II er en del av EØS-avtalen. RES direktivet vil kreve en ordning med opprinnelsesgarantier, Eldirektiv II krever at myndighetene utvikler et eller annet system for å kunne dokumentere opphavet til kraftproduksjonen. I tillegg fins ulike frivillige ordninger med internasjonal handel tilknyttet fornybar kraft. Disse ordninger vil sannsynligvis fordre mange av de samme systemer for utstedelse og kontroll som innen obligatoriske sertifikater. I tillegg vil innholdet i begrepene opprinnelsesgaranti og sertifikat måtte klargjøres innen hver ordning. Om en ikke fra starten får til å inkludere alle hensyn i ett felles system, bør det legges til rette for en mest mulig smidig sameksistens, med minst mulig dobling av systemene. Ut fra dette er det bl.a. ønskelig med:

- *Felles register med opplysninger om produksjonsenheten*

- *Bruk av samme løpende produksjonsopplysninger*

- *Et felles datasystem som betjener ulike sertifikatsystemer og muliggjør gjensidig kontroll.*

I den grad det er mulig å legge til rette for dette i valg av praktisk drift innen det obligatoriske marked, bør dette gjøres.

7.3 Arbeidsdeling innen sertifikatordningen

Valg av arbeidsdeling innen et obligatorisk marked for sertifikater kan avhenge av kapasitetsmessige, juridiske og politiske forhold. Her skisseres noen mulige løsninger.

7.3.1 Godkjenning av produksjonsanlegg

Anleggsbekreftelse: Kontroll av søknadsskjema, dokumenter om anlegget og selve anlegget er en forvaltnings-/tilsynsoppgave som må gjøres av organer/selskaper som er uavhengig av produsentene. Kontrollør bør ha gode praktiske kunnskaper om de aktuelle produksjonsanlegg, kunne tilpasse sin arbeidsinnsats til varierende behov over tid, og eventuelt godkjennes og kontrolleres av et overordnet organ.

Godkjenning av sertifikatberettiget anlegg. Denne godkjenningen er en forvaltningsoppgave. Regelverket bør være så klart at godkjenning av anlegg normalt følger direkte av verifiserte opplysninger om anlegget. For utvidelser, kombinerte anlegg og lignende vil det imidlertid måtte fattes en beslutning basert på noe skjønn. NVE kan foreta denne godkjenningen, eller oppgaven kan delegeres til Statnett. En slik avgjørelse vil kunne bety mye for anleggseier og beslutningen er et enkeltvedtak som kan påklages.

Utarbeiding av forskrifter eller veiledning for godkjenning av produksjonsanlegg bør uansett være en oppgave for NVE. Utkast bør foreligge før vedtak av regelverk for et obligatorisk marked. Gode forskrifter med nødvendig avklaring av alle prinsipielle valg vil legge grunnlag for en effektiv godkjenning med moderat ressursinnsats knyttet til hvert enkelt produksjonsanlegg.

7.3.2 Drift av dataregister og utstedelse av sertifikater

Utstedelse av sertifikater. Etter kontroll og godkjenning av det enkelte anlegg vil sertifikater utstedes basert på opplysninger om rapportert produksjon. I Sverige utstedes sertifikatene fra Svenska Kraftnett hver 14. dag. I Norge i dag er det Statnett som sitter på disse opplysninger gjennom balanseavregningen fra alle nettselskaper. At andre skal overta disse data og utstede sertifikater synes ikke umiddelbart hensiktsmessig.

Med mindre samarbeidet med Sverige tilsier andre løsninger, bør Statnett utstede sertifikatene basert på de nevnte opplysninger. NVE bør gis innsyn i og kunne kontrollere dette arbeidet.

Drift av dataregister. Kontroll med drift av dataregistret for sertifikatoverføringer bør utføres av den som utsteder sertifikatene. Statnett bør også kunne stå for den praktiske tilbaketrekking av sertifikater og sende rapporter om dette til kontrollmyndigheten.

7.3.3 Kontrollmyndighet

Kontroll av om kvoteplikten er overholdt og ileggelse av kvotepliktsavgift er forvaltningsoppgaver. Disse oppgavene må foretas av samme forvaltningsorgan.

Hvilket forvaltningsorgan som skal være kontrollmyndighet avhenger av sertifikatenes juridiske status.

7.3.4 Felles svensk/norsk forvaltning?

Ved et totalt integrert system med felles produksjonsmål og lik kjøpeplikt for kvotepliktige i begge land, kan et felles system for praktisk håndtering være hensiktsmessig. I så fall vil valg av løsning være gjenstand for forhandlinger der dagens svenske system er et element som må vurderes.

I dagens svenske ordning er STEM (Energimyndigheten) kontrollør og godkjenner av sertifikatberettigede anlegg. STEM kontrollere også oppfylt plikt og pålegger sanksjonsavgift. Videre har STEM rollen som innløser av sertifikat mot garantipris (minstepris) hvis dette skulle bli aktuelt.

Svenska Kraftnett utsteder sertifikat og står for drift av datasystemet. Data hentes ut fra andre datasystemer, men både utstedelse og drift av systemet er isolert fra andre sertifikatordninger. Ordningen kritiseres for ikke å fungere smidig sammen med annen internasjonal sertifikathandel.

En mulighet for Norge er å benytte seg av det svenske systemet, eventuelt med norsk ordning for utstedelse av anleggsbekreftelse og anleggsgodkjenning. Ordningen synes imidlertid ikke åpenbart den mest hensiktsmessig og justeringer må i så fall vurderes.

Bruk av felles praktisk system synes ikke nødvendig, men kan være mulig. Også ved stor grad av integrasjon mellom ordningene og felles produksjonsmål og kjøpeplikt kan en ha egne godkjenningsordninger, datasystemer og kontrollordninger i hvert land.

7.4 Nærmere avklaringer

Ovenfor er skissert hovedutfordringer for den praktiske forvaltning av et sertifikatsystem. Ordningene må avklares i noe mer detalj. Nedenfor skisseres noen tema som ser ut til å måtte avklares nærmere. Disse avklaringer kan senere være grunnlag for utforming av lovtekst, forskrifter eller retningslinjer.

Opplysninger i anleggsbekreftelse. Det er foreløpig avklart hva som må registreres i anleggsbekreftelsen/produsentregistret som grunnlag for et obligatorisk marked, bl.a. på bakgrunn av elsertifikatordningen og RECS-registreringene. I første omgang er det forutsatt at all økt fornybar produksjon skal få sertifikater. Arbeidet må eventuelt gjennomgås på nytt hvis det avklares politisk at bare bestemte deler av fornybar produksjon skal få sertifikater. Det bør senere avklares hvilke tilleggsopplysninger om det enkelte anlegg som bør registreres for at sertifikater tilknyttet anleggene også skal kunne benyttes innen andre ordninger enn i det obligatoriske marked.

Anleggsgodkjenning, måling, sertifikatutstedelse. Det må lages detaljerte retningslinjer for anleggsbekreftelse og for godkjenning sertifikatberettigete anlegg. Likedan bør det avklares hvilke regler for måling av produksjonen som skal gjelde og gis rammer for sertifikatutstedelsen. Sistnevnte bør være entydig rutine uten rom for skjønn.

Sertifikatenes juridiske status. For å klargjøre alle rutiner tilknyttet en obligatorisk sertifikatordning må sertifikatenes juridisk status først utredes og fastsettes. Her avklares også praktiske konsekvenser av den formelle avklaring, herunder betydning for datamessig forvaltning og overføring mellom konti, for handelsplass og for hvem som bør være kontrollinstans.

Kontrollmyndighet. Rutiner og myndigheter tilknyttet godkjenning av anlegg, kontroll av størrelse på kvoteplikt, oppfylling av kvoteplikt, tildeling av gebyr og eventuell utbetaling av innløsningssum må utredes nærmere. Denne utredning kan imidlertid ikke sluttføres før juridisk status og valg av hovedrammer for ordningen er avklart.

7.5 Økonomiske og administrative konsekvenser

Etablering av en ordning med obligatoriske sertifikater vil gi kostnader til *godkjenning* av anlegg, til drift av *datasystem* og til *kontroll* med oppfylt kvoteplikt.

I tillegg vil kvoteavgift ved ikke oppfylt kvoteplikt kunne gi inntekter for staten, mens eventuell innløsning av sertifikater til garantert minstepris kan gi utgifter. Disse forhold vil imidlertid avhenge av hvordan ordningen utformes, og en kan vanskelig gjøre økonomiske anslag før ordningen er utformet i noe detalj.

Det offentliges kostnader ved godkjenning av anlegg, ved drift av datasystem og ved kontroll vil avhenge av i hvilken grad kostnadene dekkes av de sertifikatberettigde gjennom gebyrer el. l. Valgt nivå for opptrapping av kvoteplikten vil også bety en del for årlige kostnader til drift av ordningen.

Anleggsgodkjenning: Kostnader ved anleggsgodkjenning avhenger av om dette baseres hovedsakelig på en selvangivelse, eller om det etableres ordninger med aktiv førstekontroll av nye anlegg. Ved mål om 15 TWh over en 10 års periode og dermed en vekst i kjøpeplikt på 1,5 TWh pr år, vil det kanskje måtte etableres 4-500 MW hvert år. Fordeles dette på 3 større vindkraftanlegg, 2 midlere vannkraftverk og 30 mindre anlegg innen vind og vann, og en forutsettes en reell kontroll med dokumenter og anlegg, kan det være behov for ca 2 årsverk til godkjenning og behandling av mulige klager.

Kontroll med kvoteplikt: Forutsettes at kvoteplikten først forvaltes av vel 130 kraftomsettere og at et hundretalls større brukere senere velger å forvalte egen kvoteplikt, kan det være behov for 4-6 årsverk til kontrollarbeidet. I Sverige er det for 2004 avsatt ca 7 årsverk til arbeidet med godkjenning og kontroll med oppfylt kvoteplikt, mens ytterligere ansatte ved Energimyndigheten støtter opp om arbeidet. Godkjenning baseres imidlertid i første omgang primært på selvangivelse fra de kvoteberettigede.

Drift av datasystem*:* I Sverige er 3 personer i Svenska Kraftnett beskjeftiget, om ikke på heltid, med drift av datasystemet. Opprinnelig oppbygging av IT-støtte kostet i størrelsesorden 20 mill kr. For kun drift av en obligatorisk ordning og en kjøpeplikt som forutsatt ovenfor, vil et tilsvarende nivå være aktuelt i Norge.

Årlig drift av et etablert system for obligatoriske sertifikater vil ut fra overstående kunne kreve til sammen vel 10 årsverk til anleggsgodkjenning, datadrift og pliktkontroll. Noe flere eller færre årsverk er mulig avhengig av valg ved utforming av systemet. Finansiering av disse stillingene må avklares samtidig med ordningen for øvrig.

8 Lov og forskriftsregulering

Nedenfor skal enkelte temaer som vil bli gjenstand for lov- og forskriftsregulering ved innføring av et pliktig sertifikatmarked i Norge kort påpekes. At markedet skal være *pliktig*, eller *konstruert*, innebærer at ordningen med et pliktig sertifikatmarked må være lovregulert i motsetning til det som gjelder for et frivillig avtalebasert marked, som f eks RECS-samarbeidet. Begrunnelsen for at et pliktig marked må lovreguleres ligger i det såkalte legalitetsprinsippet som oppstiller et formkrav om at plikter som staten pålegger borgerne må besluttes av Stortinget, det vil si i lovs form. I praksis vil legalitetsprinsippet føre til at alle elementene en ordning med et pliktig sertifikatmarked består av, vil måtte reguleres i lov eller forskrift.

Den konkrete lov- og forskriftsreguleringen som en ordning med sertifikatmarkedet vil fordre, tar dette notatet ikke stilling til. Det forutsettes at en norsk ordning med et pliktig sertifikatmarked skal være sammenknyttbar med den svenske ordningen med elsertifikat, og at reguleringen av denne svenske ordningen derfor vil gi en skisse til hvilke regler en norsk lovregulering vil måtte omfatte. Den norske lovreguleringen må antas å bli om lag like omfattende som den svenske, litt avhengig av hvilken rettslig status et sertifikat vurderes å ha iht norsk verdipapirlovgivning.

8.1 Elsertifikatordningen i Sverige

I svensk rett er ordningen med elsertifikat hjemlet i lov om elsertifikat med tilhørende forskrifter, forskrift om elsertifikat og forskrift om måling og rapportering av overført el i særskilte tilfeller. I forbindelse med at loven om elsertifikat ble vedtatt, ble det gjort noen justeringer i tilgrensende regelverk, bl a i skatte- og avgiftslovgivningen og i regnskapsrettslige regler.

Når det gjelder selve loven om elsertifikat, introduserer den en rekke rettslige konstruksjoner som ikke har noen direkte motstykker i gjeldende svensk rett. Ordningen med elsertifikat for å fremme fornybare energikilder har ført til en komplisert og teknisk preget lovregulering som forutsetter en god del administrasjon for at regelverket skal fungere. Energimyndigheten (STEM) administrerer i hovedsak ordningen i Sverige, og de rapporterer, til tross for bekymringene knyttet til regelverket, at det går overraskende bra, de har fått få klager over avgjørelsene sine.

Det svenske lovarbeidet har imidlertid vært vanskelig prosess. Det første utkastet til proposisjon vedrørende elsertifikater ble underkjent av Lagrådet (den svenske lovavdelingen), og etter det ble proposisjon 2002/03:40 Elsertifikat for att framja fornybara energikallor skrevet og lagt fram.

Det som særlig har vært problematisk å finne en løsning på, er hvilken rettlig status et elsertifikat skal anses å ha, konkret om det skal anses å være et verdipapir som er omfattet av verdipapirlovgivningen. I Sverige har man vurdert det slik at elsertifikatet bør anses å være et finansielt instrument i henhold til definisjonen i lov om handel med finansielle instrument. Konsekvensen av at det anses å være et finansielt instrument er at elsertifikatet omfatters av lovene som regulerer verdipapirmarkedet, og i forarbeidene til lov om elsertifikat er det konkludert med at innføringen av lov om elsertifikat ikke medfører behov for endringer i verdipapirlovgivningen. Ved overdragelse av elsertifikat skal imidlertid ikke reglene i den svenske loven om kontoføring(registrering) av finansielle instrument anvendes, da det er gitt særskilte regler om kontoføring (registrering) av elsertifikat i lovens kapittel 3. Reglene i kapittel 3 innebærer at det opprettes et eget register for overdragelser av og rettighetsstiftelser i elsertifikat. Reglene er ikke direkte overført fra loven om kontoføring av finansielle instrument, men er forsøkt tilpasset de særskilte behovene det er for et eget register for elsertifikat. Denne særreguleringen bidrar imidlertid til av loven får et stort volum/omfang.

I forbindelse med at elsertifikatloven ble vedtatt, ble det vurdert hvilke endringer som var nødvendige å gjøre i tilgrensende regelverk som følge av den nye lovgivningen. Det var særlig spørsmål om endringer i regnskapslovgivningen og skatte- og avgiftslovgivningen

ble aktualisert. Det ble konkludert med at de alminnelige regnskapsrettslige reglene fikk anvendelse uten behov for justeringer, mens det ble foretatt mindre justeringer i skatte- og avgiftslovgivningen.

8.2 Hvilke spørsmål/tema er regulert i elsertifikatloven og underliggende forskrifter

Loven om elsertifikat består av 8 kapittel som gjennomgås kort nedenfor.

Kapittel 1 inneholder regler om formål, definisjoner og hvem som skal være myndighet på området.

I kapittel 2 i loven er det gitt regler om hvilken elproduksjon som er "elsertifikat-berettiget", om måling og rapportering, godkjenning av produksjonsanlegg og om tildeling av elsertifikat. Dette er reglene om sertifisering av produksjonen.

Etter bestemmelsen i kapittel 2, § 2 siste ledd vil *produksjonsøkning* i vannkraftanlegg som var i drift når lov om elsertifikat trådte i kraft være sertifikatberettiget. Nærmere regler om hvordan produksjonsøkningen skal beregnes og dokumenteres er gitt i forskrift om elsertifikat §§ 4-5. Reglene er av teknisk karakter. Det vil være behov for en tilsvarende regulering i Norge, og siden forskriftsreglene er av teknisk karakter vil de antakelig måtte utformes av NVE.

I kapittel 2 § 4 første ledd oppstilles et krav om *timemåling* av produksjonen for at den skal være sertifikatberettiget, og dette kravet vist seg å være vanskelig å oppfylle i praksis.

Flertallet av de produksjonsanlegg som vil inngå i elsertifikatordningen er direkte tilsluttet konsesjonspliktige nett. Med nettkonsesjon følger også som hovedregel en plikt til å måle mengden overført el og fordelingen av kraft over tid. I praksis innebærer det at mengden innmatet el måles hver time (timemåling).

Selv om kravet til timemåling i svensk rett følger allerede av definisjonen av produksjonsanlegg i den svenske energiloven, var det ikke installert utstyr for timemåling i alle produksjonsanlegg. Det har derfor blitt gitt regler i forskrift om krav til måling og rapportering av energi produsert i anlegg som ikke har målepunkt i et konsesjonspliktig nett eller som av andre grunner ikke har installert utstyr for timemåling av produksjonen.

Dersom timemåling oppstilles som krav for sertifisering av produksjonen i Norge, vil det måtte påregnes en del arbeid fra NVE for å kartlegge omfanget av installasjon av utstyr for timemåling, og ev utarbeidelse av forskrift vedr måling av produksjon i tilfeller hvor det ikke er installert utstyr for timemåling, og man ikke kan stille et slikt krav.

Etter § 4 tredje ledd skal innehaver av anlegg med *blandet produksjon* særskilt måle og rapportere produksjonen. Det er gitt bestemmelser i forskrift om særskilt rapportering i disse tilfellene, se forskrift om elsertifikat §§ 7-9. Også disse problemstillingene vil være tilsvarende i Norge, og det antas at NVE vil måtte utrede dette nærmere.

Kapittel 3 i loven inneholder regler om kontoføring (registrering) av elsertifikat.

I kapittel 4 er det inntatt regler om kvoteplikt, herunder garantipris.

Kapittel 5 inneholder reglene om hjemmelsgrunnlag for kvotepliktavgift.

I kapittel 6 – tilsyn, gis det mer generelle regler om gebyrfinansiering av registrering av overføring av elsertifikat, inndrivning av kvotepliktsavgift mv.

Kapittel 7 inneholder regler om straff og erstatning, mens det i kapittel 8 er gitt regler om rett til overprøving av vedtak. Dette skyldes at enkeltvedtak truffet i forvaltningen ikke kan innklages for overordnet forvaltningsorgan, men overprøves av en forvaltningsdomstol. I en tilsvarende norsk ordning vil reglene i forvaltningsloven løse spørsmål knyttet til hvilke vedtak som kan overprøves.

9 Fornybar kraft - ressursoversikt

Norge er rikt utrustet med fornybare energikilder. Flere av disse er egnet for kraftproduksjon. Bortsett fra vannkraft er kraft fra de fornybare energikildene lite konkurransedyktige i dagens kraftmarked, men med moderate justeringer av elprisen kan betydelige mengder ny fornybar kraft komme inn på det norske markedet.

NVE har kartlagt potensialet for å produsere kraft fra fornybare energikilder, og beregnet enhetskostnadene for å frembringe denne kraften. Resultatene er gjengitt i kostnadskurver som viser hvor mye kraft som kan bygges ut til en gitt maksimal enhetskostnad. Kostnadene er beregnet ved å følge NVEs egne retningslinjer for beregning av samfunnsøkonomiske kostnader. Resultatet vil dermed kunne avvike noe fra de kostnadsanslag som en mulig utbygger vil legge til grunn. Avviket vil i særlig grad skyldes ulike valg av kalkulasjonsrenter og avskrivningstid. NVEs kostnadskurver kan derfor ikke brukes direkte til å anslå sammenhengen mellom prisen i sertifikatmarkedet og mengden av fornybar kraft som denne prisen vil utløse.

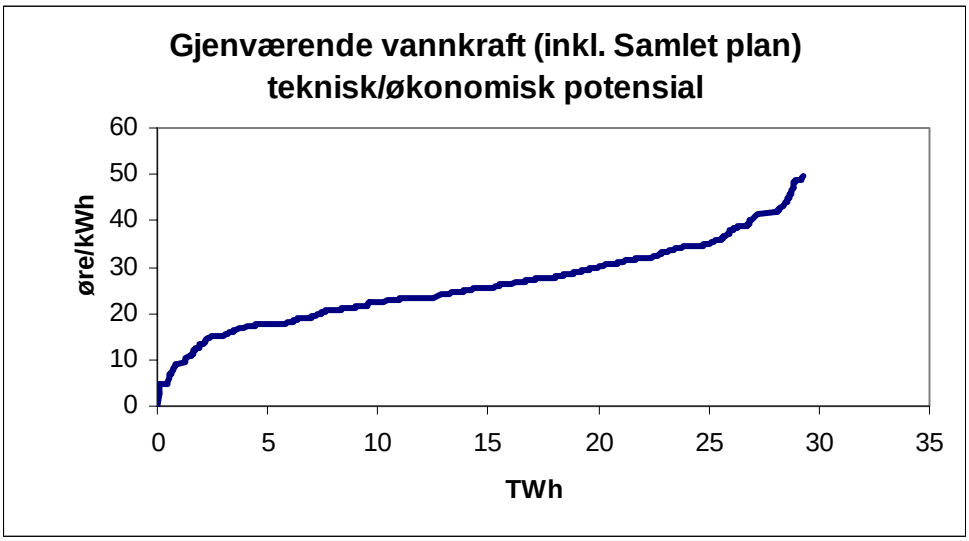
9.1 Vannkraft

NVE har kartlagt prosjekter som er beskrevet i Samlet plan, både kategori 1 og 2. Prosjekter i kategori 1 er åpnet for konsesjonsbehandling, mens prosjektene i kategori 2 ikke kan konsesjonssøkes i dag, men kanskje i fremtiden når de mest konfliktfylte delene er tatt ut. Prosjekter ned til 1 MW er inkludert. Figur 9-1 viser det samlede potensialet. Potensialet omfatter både nye anlegg og opprustning og utvidelse (O/U) av gamle kraftverk. Opprustning og utvidelse av vannkraftverk har et samlet teknisk/økonomisk potensial på ca 12 TWh. Med dagens rammebetingelser er det ventet at mindre enn 3 TWh av dette potensialet kan forventes realisert innen en 10-årsperiode.

Kartleggingen av ordinære vannkraftprosjekter har foregått over lengre tid og anslagene må anses som svært pålitelige. Usikkerheten ligger i hvordan prosjektene blir behandlet gjennom konsesjonsprosessen. Erfaring fra tidligere viser at prosjektene i denne prosessen ofte blir skåret ned eller i siste instans avvist som følge av motstand mot

vannkraftutbygging. Resultatet kan bli at det restpotensialet som kan bygges blir mindre enn det som er vist i fig. 9-1.

Figur 9-1

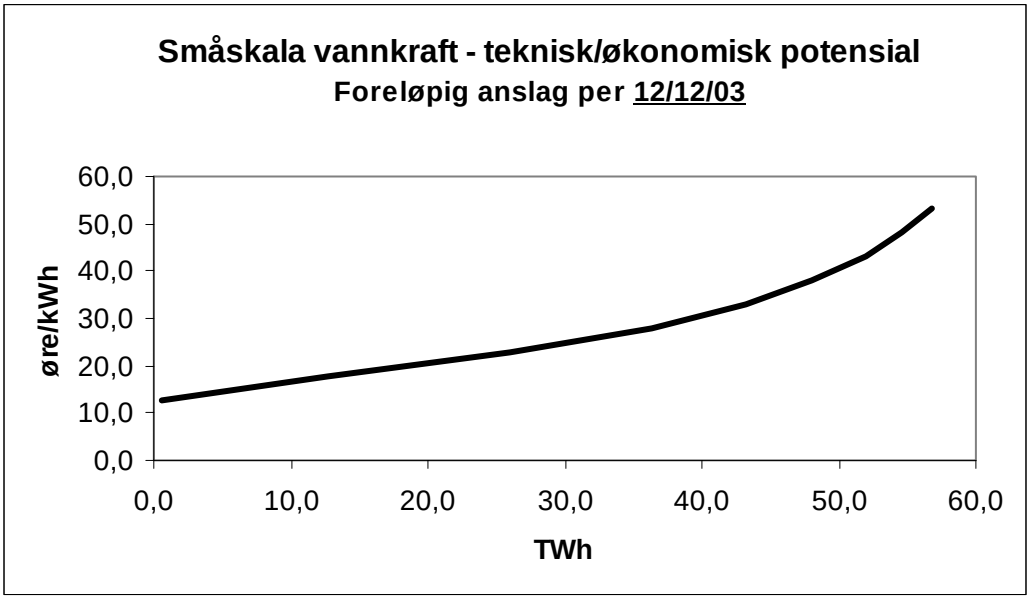


9.1.1 Småskala vannkraft

Ved siden av det ordinære vannkraftpotensialet har NVE innledet en kartlegging av potensialet som ligger i å utnytte de mindre vassdragene. En samlet undersøkelse av hvor mye utnyttbar energi som ligger i disse områdene er tidligere ikke gjennomført. Grunnlaget for disse beregningene er digitale kart og hydrologiske data. Aktuelt effektområde er fra 50 kW til 5 MW. Vernede områder og samlet plan for prosjekter mellom 1 og 5 MW som er inkludert i fig. 9-1 er holdt utenom denne undersøkelsen.

Kartleggingsprosjektet er ennå ikke fullført, og per i dag er ca halvparten av landet undersøkt. Ressurspotensialet som vist i fig. 9-2 er basert på de resultater som er fremkommet til nå samt anslag for den resterende delen av landet.

Figur 9-2



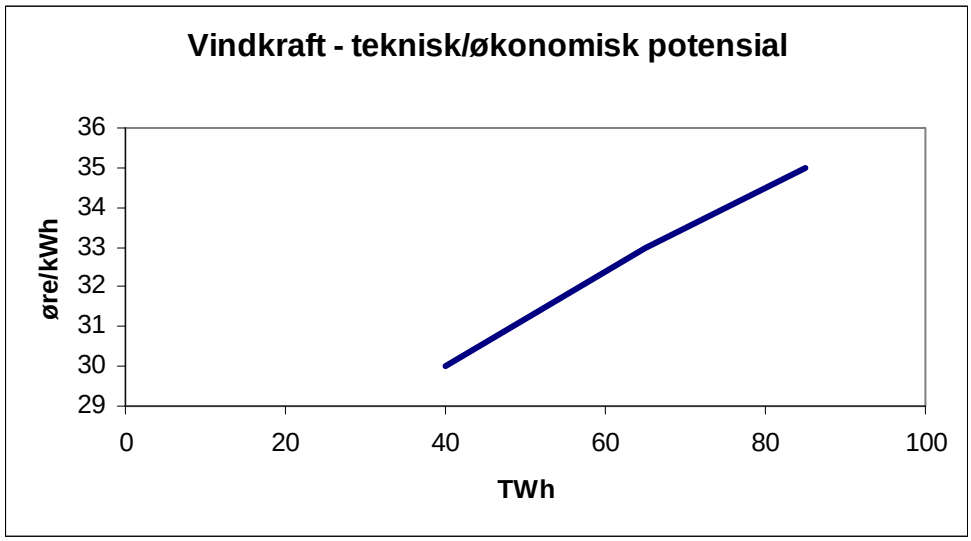
9.2 Vindkraft

NVE har gjennomført en omfattende vindressurskartlegging i Norge. Kartleggingen er konsentrert i de områder i landet en forventer å finne de beste vindforholdene, dvs. langs kysten fra Lindesnes til den russiske grensen. Det kan finnes gode vindforhold i enkelte fjellområder, men disse er ikke tatt med i undersøkelsen. Det er konstatert at Norge har store vindkraftressurser, men en rekke faktorer, blant annet av økonomisk og miljømessig karakter vil begrense aktuelle utbygginger. I undersøkelsen har en kun tatt hensyn til økonomiske forhold og formelle miljøbegrensninger som hensyn til vernede områder, avstand til bebyggelse, strandsoner m.v. En generell vurdering av for eksempel estetikk er ikke omfattet av undersøkelsen. En omfattende utbygging av vindkraft vil, på samme måte som for vannkraftutbygging, møte motstand. Hvor omfattende utbygginger som kan aksepteres i siste instans av politiske myndigheter, vil utgjøre en betydelig usikkerhetsfaktor.

Kostnadene for vindkraft ligger normalt i området 30-35 øre/kWh. Karakteristisk for utbygging av vindkraft er utbyggingskostnadene regnet i kr/kW varierer lite fra sted til sted. Enhetskostnadene for produsert energi blir derfor i det vesentlige avhengig av vindforholdene. I enkelte svært gunstige områder kan kraftkostnadene bli lavere enn 30 øre/kWh og ned til 25 øre/kWh. Størrelsen av potensialet til en energikostnad mellom 25 og 30 øre/kWh er foreløpig ikke beregnet, men anslås til å være lite (mindre enn 1 TWh).

Foreløpig resultater av undersøkelsen er vist i fig 9-3. Det er her ikke tatt hensyn til nett-begrensninger bortsett fra i Finnmark der det antas at bare ca 0,9 TWh kan bygges ut, til tross for at det økonomisk utbyggbare potensialet i området er ca 90 TWh (i områder med middelvind > 8 m/s).

Figur 9-3



9.3 Gjenvinning av kraft fra industrien

Norge har et betydelig innslag av energiintensiv industri basert på vannkraft, bioenergi (tremasse) og andre energikilder (olje, kull). En betydelig del av den energien som forbrukes kan gjenvinnes, for eksempel til elformål. Hvor stor del av den innvunne kraften som kan sies å være sertifikatberettiget, er så langt ikke avklart. Følgelig er det beregnet potensialer for to definisjoner av sertifikatberettiget kraft.

9.3.1 All gjenvunnet kraft er sertifikatberettiget

Det kan anføres at all gjenvunnet energi fra spillvarmen er sertifikatberettiget så lenge den kun er et biprodukt som ellers går tapt og som ikke er en årsak til at produksjonen settes i verk.

Kjelforeningen – Norsk Energi (KNE) har etter oppdrag fra NVE kartlagt det teknisk/økonomiske potensialet for elproduksjon med basis i energigjenvinning i den energiintensive industrien. Disse omfatter industri for produksjon av

- Ferrolegeringer
- Treforedling
- Aluminium
- Kjemiske råvarer

Studien er på kort tid gjennomført med basis i tidligere arbeider og intervjuer med nøkkelpersoner i industrien. Det er lagt til grunn at en kun benytter tradisjonelle og utprøvde teknologier, dvs.

- Dampkjeler med dampturbin/dampmotor med el-generator
- Gassmotor med el-generator

Ny teknologi vil kunne øke energiuttaket i fremtiden, men det er ikke tatt hensyn til her. Resultatet av undersøkelsen er som følger:

- Det produseres i dag ca 565 GWh el med basis i gjenvinning
- Gjenvinningen kan økes til ca. 1 730 GWh innenfor en tidsperiode på 2-7 år
- Gjenvinningen kan økes ytterligere til ca. 3 400 GWh innenfor er tidsperiode på 7-15 år.
- Potensialet for elproduksjon med basis i energigjenvinning er størst innen treforedlings- og ferrolegeringsindustrien. Innenfor aluminiumsindustrien blir utbyttet for lavt og kostnadene for høye til at energipotensialet kan regnes med.

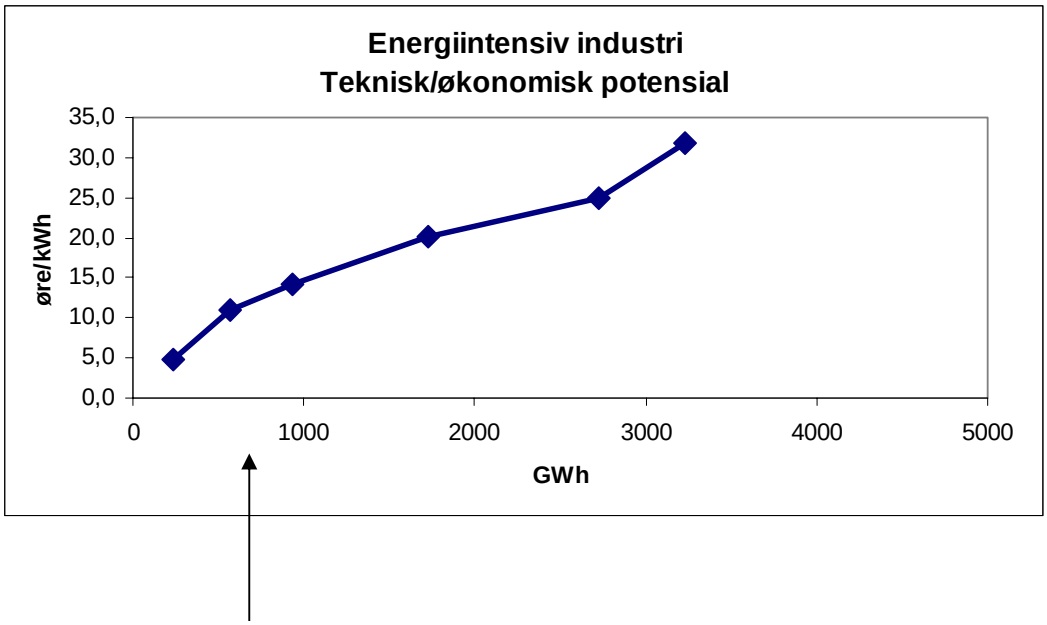
Se for øvrig tabell 9-1

GWh/år	**Ferrolegeringer**		**Treforedeling**		**Kjemiske råvarer**		**Aluminium**	**Sum**	
	Totalt	**Grønt**	**Totalt**	**Grønt**	**Totalt**	**Grønt**	**Totalt**	**Totalt**	**Grønt**
Dagens prod	**235**	**130**	**330**	**280**	**0**	**0**	**0**	**565**	**410**
Prod. Kat. 1	**1035**	**570**	**695**	**590**	**0**	**0**	**0**	**1730**	**160**
Prod. Kat. 2	**2035**	**1120**	**895**	**760**	**500**	**25**	**0**	**3395**	**1905**

Tabell 9-1. Elproduksjon basert på gjenvunnet energi i industrien. ”Totalt” gjenvinningspotensial forutsetter at all gjenvunnet kraft er sertifiserbar, mens i ”grønt” potensial er den sertifikat berettigede kraften begrenset (se kap 9.3.2). Prod. kat. 1 gjelder potensialet innenfor en kostnadsgrense på 20 øre/kWh, mens Prod.kat.2 gjelder det samlede gjenvinningspotensialet som er undersøkt.

For industrien sett under ett kan kostnadskurven for energipotensialet settes opp (fig. 9-4):

Figur 9-4



Dagens produksjon

9.3.2 Begrenset andel sertifikatberettiget kraft

I dette tilfellet antas at bare den delen av innsatsfaktorene som oppfyller kravet til å være fornybar (vannkraft, bioenergi) kan gi grunnlag for gjenvinning av fornybar elkraft. Av gjenvunnet kraft kan derfor bare en prosentdel omsettes på sertifikatmarkedet, tilsvarende prosentandelen som fornybar energi utgjør av industriens samlede energiforbruk. Resten må omsettes i det ordinære kraftmarkedet. Dette påvirker kostnadskurven ved at prisen for fornybar el må settes høyere enn kostnadene for elgjenvinning for å oppnå kostnadsdekning. Nødvendig pris på fornybar el for å få kostnadsdekning kan beregnes av følgende ligning der en har antatt at ordinær kraft omsettes for 20 øre/kWh.

$$k = p \times g + 20 \times (1-g)$$

der k [øre/kWh] = enhetskostnad for elgjenvinning
p [øre/kWh] = pris i sertifikatmarkedet som gir kostnadsdekning
g = andel fornybar kraft

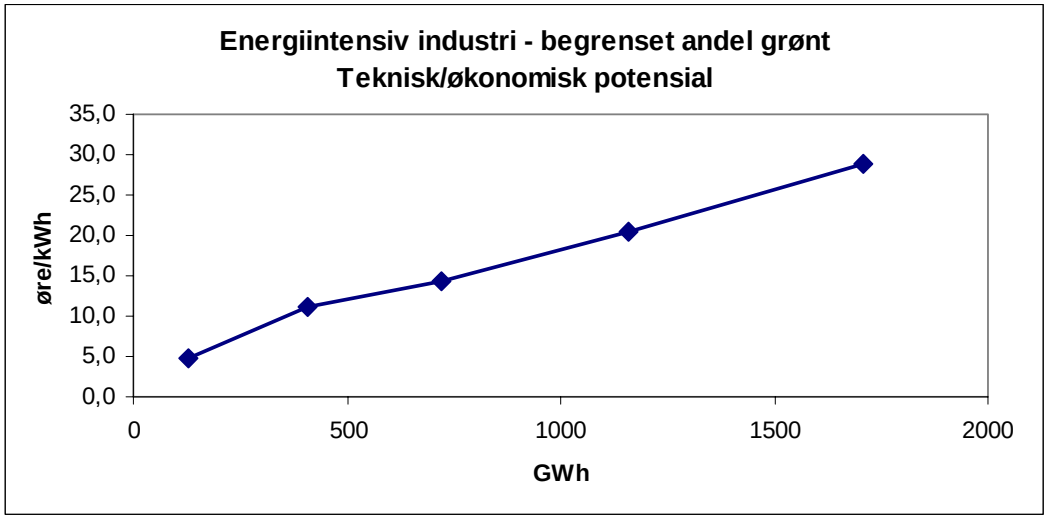
Dette gir $p = (k - 20 \times (1 - g))/g$

Andelen fornybar kraft (g) er beregnet på grunnlag av definisjonen ovenfor til å være:

- Ferrolegeringsindustrien 55 %
- Treforedlingsindustrien 85 %
- Industri for kjemiske råvarer 5 %

Dette gir følgende kostnadskurve for energipotensialet (figur 9-5):

Figur 9-5



9.4 Bioenergi

Mulighetene for elproduksjon basert på biobrensler er undersøkt av KanEnergi AS. Bransjene som er vurdert er trelastindustrien, avfallshåndtering, fjernvarmeproduksjon, landbruk og skogbruk (gjenvinning av bioenergi i treforedlingsindustrien er omtalt i kapittel 9.3). Innenfor disse bransjene benyttes biobrensler til produksjon av ca 3 TWh energi, hovedsakelig varme. Eksempler på elproduksjon finnes i tilknytning til avfallsforbrenning, deponigassanlegg og ved kloakkrenseanlegg med biologiske renseprosesser. I dag produseres ca 160 GWh el med utgangspunkt i bioenergi. De mest aktuelle områdene for mulig ny elproduksjon er innen:

- Sagbruk. Aktuelt i forbindelse utskifting av eksisterende fyrkjel til dampkjel og dampturbin eller dampmotor.
- Avfallsforbrenningsanlegg. Nye anlegg kan utstyres med høytrykkskjel og dampturbin eller dampmotor.
- Deponigassanlegg. Dagens og fremtidig fakling kan gjøres med bruk av gassmotor
- Fjernvarme. Aktuelt i forbindelse med etablering av nye anlegg og eller utvidelse av eksisterende fyrkjel.
- Biogass. I tilknytning til kloakkrenseanlegg og behandling av våtorganisk avfall kan produsert biogass brukes i en gassmotor.

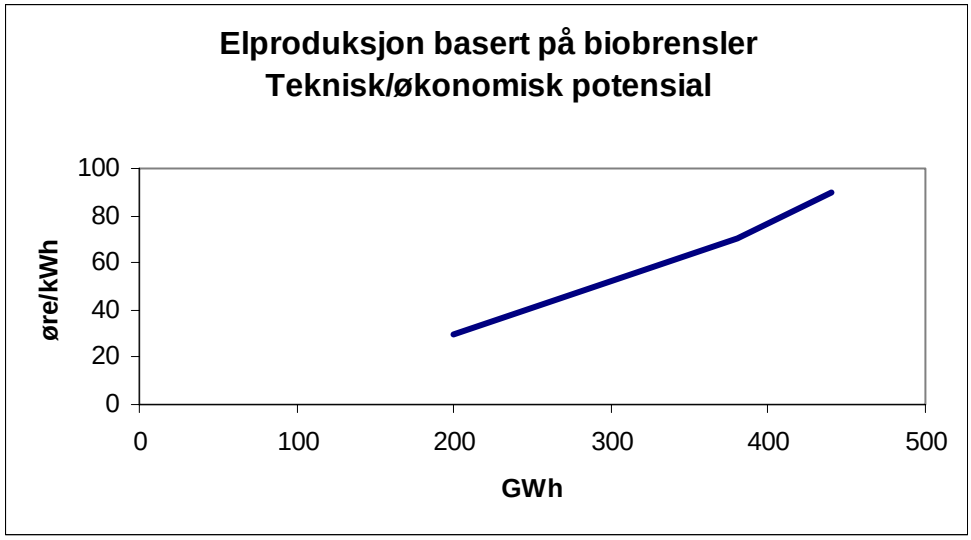
Mulighetene for å utnytte mer bioenergi til elproduksjon begrenses i praksis av høye enhetskostnader, særlig for små anlegg. Høytrykk dampkjeler er vesentlig mer kostbare enn de dampkjelene som brukes for ordinære fjernvarmeanlegg uten elproduksjon. For

gassmotorer til elproduksjon med utgangspunkt i deponigass og biogass er kostnadsbildet noe gunstigere, men her er ressurstilgangen begrenset.

Resultatet av undersøkelsen er vist i figur 9-6. Av figuren fremgår det at det er mulig å skaffe tilveie en bioenergibasert elproduksjonskapasitet på 450-500GWh, men produksjonskostnadene vil variere i området 20-100 øre/kWh. Kun innenlandske brenselsressurser er lagt til grunn. Bioenergi er i dag blitt en internasjonal handelsvare. I prinsippet er det mulig å etablere et større varmekraftverk basert på importerte biobrensler, men dette anses ikke som aktuelt i dagen situasjon.

Håndtering av termiske anlegg med blandet produksjon (fornybare/ikke fornybare brensler) må utredes nærmere.

Figur 9-6



9.5 Andre fornybare energikilder

Ved siden av potensialet for fornybar kraftgenerering som er nevnt foran, finnes det en rekke muligheter for å produsere fornybar kraft som enten er på utviklingsstadiet eller som per i dag ikke er økonomisk interessante. Dette gjelder energikilder som solenergi, geotermisk energi, havstrømenergi, bølgeenergi og saltkraft. Det er ikke gjort noen ressursstudier av disse energikildene da det ikke er ventet at de vil kunne spille noen betydelig rolle i det fornybare kraftmarkedet de neste 10-20 år. Disse omtales derfor bare kort.

Solkraft

Kraft kan genereres fra solinnstrålingen ved hjelp av fotovoltaiske prinsipper (solceller). Teknikken er kommersialisert, men så langt er kostnadene for høye til at kraftproduksjon

for leveranse til det nasjonale elnettet er interessant. Kostnadsnivået er synkende, men i de nordlige områder, hvor årlig innstråling er under halvparten av de beste områdene langs ekvator, vil det gå minst 10-20 år før solkraft kan konkurrere med annen fornybar kraft. I dag koster solkraft i størrelsesorden 5 kr/kWh.

Kraft fra geotermisk energi
På Island er det bygd varmekraftverk basert på geotermisk energi. Dette kan i prinsippet gjøres i Norge også, bare ved å bore dypt nok. Med erfaringer fra grunnboringer på kontinentalsokkelen er det gjort forsøk på utvinning av geotermisk energi, men så langt er det bare aktuelt å bruke denne til lavtempererte varmeformål.

Hav/tidevanns-strømkraftverk
Et prototyp kraftverk for utnyttelse av tidevannsstrøm er satt i drift i Kvalsundet. Det er antydet et potensial i Norge på ca 1 TWh, men det vil gå flere år for teknologien er kommersialisert og hvor langt kostnadene kan bringes ned er usikkert.

Bølgekraft
Selv om arbeid med utnyttelse av bølgeenergi har pågått i mange år, må bølgekraftteknologien fremdeles sies å være på et tidlig utviklingsstadium. Det er derfor vanskelig å anslå konkrete kostnadstall for energiproduksjon. Ressursgrunnlaget er betydelig. I NOU 1998:11 er det antydet at hvis 1/6 av kystlinjen ble bygd ut vil man kunne produsere 13 TWh/år.

Saltkraft
Saltkraft er en forholdsvis ny energiteknologi der en utnytter den osmotiske trykkforskjellen mellom ferskvann og saltvann. Statkraft har engasjert seg i å utvikle denne teknologien, men det er antydet at teknologien ikke kan kommersialiseres før om 5-10 år. Ressursgrunnlaget er betydelig, opptil 25 TWh. Som med all ny teknologi er kostnadsbildet usikkert, men av de ”nyeste” nye fornybare energikildene er det kanskje saltkraft som har størst potensial til å konkurrere med de etablerte nye fornybare energikildene som for eksempel vindkraft.

Et pliktig sertifikatmarked vil kun omfatte kommersialiserte teknologier, mens utviklingen og kommersialiseringen av ny teknologi er avhengig av et større støttebeløp enn det som sertifikatmarkedet vil gi. Arbeidet med å utvikle ny energiteknologi vil m.a.o. stoppe opp hvis det ikke etableres egne støtteprogrammer for denne type teknologiutvikling.

9.6 Oppsummering

Figur 9-7 viser kostnadskurven for de ulike teknologier. Det fremgår av figuren at tilgangen på ny fornybar til under 30 øre/kWh vil kunne domineres av vannkraft og noe gjenvunnet kraft fra industrien. Heves prisene til over 30 øre/kWh vil også vindkraften representere et betydelig potensial.

Figur 9-7

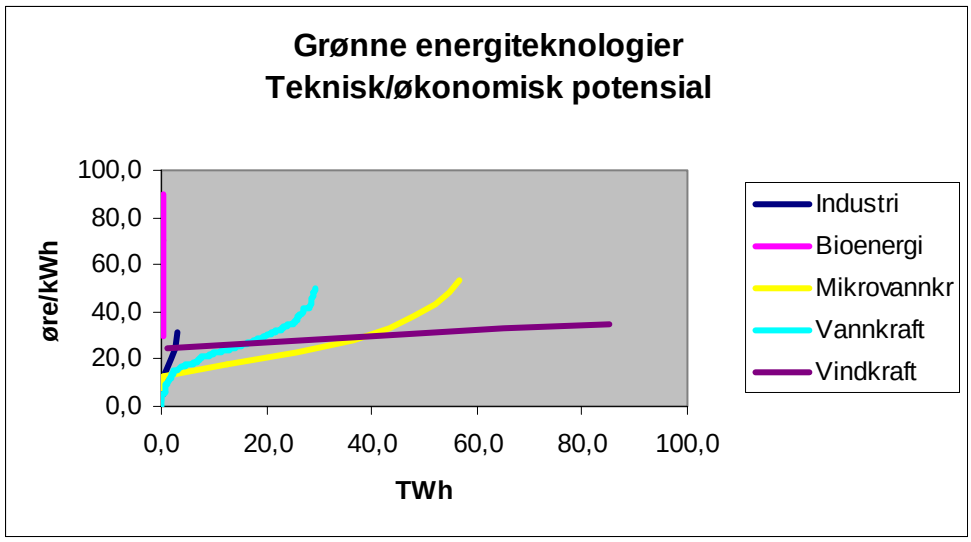
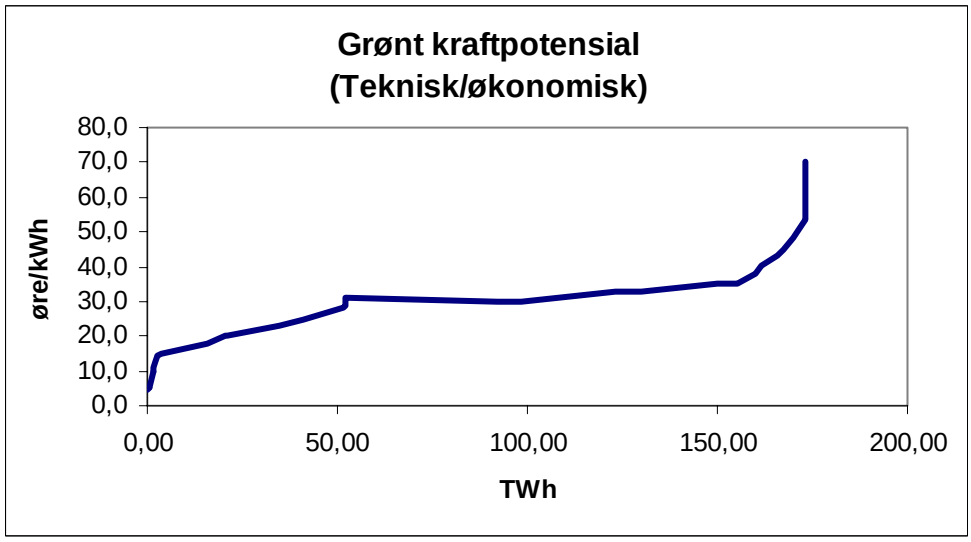


Fig. 9-8 viser det samlede energipotensialet for ny fornybar kraft sett under ett. Som en ser er potensialet svært stort. I praksis vil det således ikke være ressurstilgangen, men andre faktorer som miljøhensyn, nettbegrensninger, finansiering og kapasitet til å bringe frem nye prosjekter som på kort sikt vil begrense tilgangen på ny fornybar kraft.

Figur 9-8



9.7 Nettbegrensninger

Ressurspotensialet i fig. 9-8 er anslått uten at det er tatt hensyn til at kapasiteten på nettet kan sette praktiske grenser for hvor mye ny kraft som kan bygges ut, unntatt for Finnmark der bare 0,9 TWh av ressursen er inkludert. Slike nettbegrensninger vil forsinke utbyggingen og også føre til at totalkostnadene øker. Da en utvidelse av nettet skjer sprangvis, må den koordineres med vind- og småskala vannkraftutbygging som skjer i små sprang.

Det må understrekes at en kvantitativ vurdering av hvor mye ny kraft som kan introduseres i det norske kraftsystemet vil kreve omfattende beregninger med nettmodeller som det innenfor aktuelle tidsrammer ikke har vært mulig å gjennomføre. Dessuten er det vanskelig å gi pålitelige svar på dette spørsmålet uten at en vet hvordan forbrukssystemet vil utvikle seg. Skal større mengder ny kraft mates inn, må enten det innenlandske forbruket øke eller det må legges til rette for eksport til utlandet. Ved forbruksøkning er det også av betydning hvor i landet økningen finner sted. Disse spørsmålene vil være avgjørende for en diskusjon om hva nettet tåler av ny belastning og hvor omfattende tiltak som må gjøres.

De vurderinger som er gjort i det følgende er derfor kun av skjønnsmessige art basert på kunnskap om dagens nett og fremtidig forbruksøkning. Vurderingene forutsetter videre at magasinbasert vannkraft i stor grad kan benyttes til å utjevne varierende vindkraftproduksjon og tilsig til små elvekraftverk. Det er ikke tatt hensyn til at et økende innslag av uregulert kraft vil øke reguleringskostnadene i det øvrige produksjonssystemet.

Utgangspunktet for å vurdere hvor stor betydning begrensningene i overføringsnettet har på hvor mye kraft som kan realiseres, er hvordan ressursene fordeler seg på det enkelte fylket. Hovedtyngden av ressursene utgjøres av vindkraft og vannkraft i liten skala. Tabell 9-1 viser hvordan disse potensialene fordeler seg på fylkene. Det må i denne forbindelse understrekes at ressurskartleggingen for vannkraft i liten skala ikke er avsluttet og at de oppgitte tall må ses på som foreløpige anslag.

For fylkene Vest-Agder, Rogaland og Hordaland vurderes potensialet å være godt innenfor det nettet kan klare med relativt beskjedne tiltak i sentral- og regionnettet. Vindkraftpotensialet er lite i forhold til eksisterende vannkraft. Derimot er potensialet for vannkraft i Hordaland større enn 5 TWh. Vestre deler av fylket er i betydelig underbalanse i dag (nesten 4 TWh i 2001). Dagens linjekapasitet burde derfor klare å håndtere opptil 8 TWh ny energi. For de tre sørligste fylkene kan dermed hele vindkraft- og mikrovannkraftpotensialet realiseres.

Indre deler av Sogn og Fjordane vil måtte regne med å få et produksjonsoverskudd dersom noe av aluminiumsproduksjonen legges ned i Øvre Årdal. Det foreligger imidlertid planer for forbindelse mellom Borgund og Indre Sogn som vil avhjelpe denne situasjonen. Dersom kraftintensiv industri opprettholdes i ytre deler av fylket vil ny produksjon her virke positivt.

Møre og Romsdal er i dag et underskuddsområde som vil dra nytte av ny produksjon. Om noen år vil økt last på Ormen Lange og Hustadmarmor alene kunne forbruke en vesentlig andel av ny produksjon i ytre deler av fylket. Oppdekningen i fylket kan skje fra sør. Det er således ingen avgjørende nettbegrensninger i dette fylket.

En vesentlig andel av ny kraft i Trøndelag vil komme på Fosen og på Namdalskysten. Denne landsdelen har en svak tilknytning til nettet i dag. Midt-Norge er totalt sett et underskuddsområde og flere nettoppgraderingsprosjekter er på tale. Nettet mot Sverige er planlagt forsterket for å kunne frakte mer inn mot Midt Norge. Under forutsetning om maksimalt samspill mellom vannkraft og vindkraft, vil det påviste potensialet kunne realiseres med beskjedne nye investeringer. I sentralnettet internt i Trøndelag vil det imidlertid bli behov for betydelige nettforsterkninger.

Med økt produksjon i Sør Norge som beskrevet over vil muligheten for transitt fra Nordland, Troms og Finnmark bli redusert. Flyten i sentralnettet her er allerede i dag dominerende mot sør. Ny kraft i nord vil trolig måtte ta veien gjennom Sverige eller Finland. Nordland er allerede i dag et overskuddsområde og vil trolig kreve store nettutbygginger dersom ny kraft skal realiseres. I tillegg kommer at Nordland vil være et transittfylke for vindkraft fra Troms og Finnmark. Heller ikke i disse fylkene vil det være realistisk å kunne bygge ut de kraftmengder som er påvist uten store nettinvesteringer. Finnmark, som har de største vindkraftressursene, har i særlig grad et svakt utbygd nett som vil begrense kraftutbyggingen. Med dagens nett er det antatt at ca 0,9 TWh kan bygges ut uten store nettinvesteringer (under forutsetning av at 350 GWh eksporteres til Finland), men hvis Statnetts planer for ny overføringsledning ut av fylket blir realisert kan kapasiteten øke til ca 3,5 TWh.

For de øvrige fylkene på Østlandet er det ikke aktuelt med vindkraftutbygging. Det er ikke ventet at utbygging av små vannkraftverk i dette område vil utgjøre noe problem for overføringsnettet.

Fylke	Vindkraft (> 8 m/s) [TWh]	Mikro vannkraft (< 30 øre/kWh) [TWh]	SUM [TWh]
Vest-Agder	0,16	0,93	1,09
Rogaland	1,68	1,19	2,87
Hordaland	0,12	5,44	5,56
Sogn og fjordane	6,72	6,22	12,94
Møre og Romsdal	3,42	3,32	6,74
Sør-Trøndelag	11,00	1,09	12,09
Nord-Trøndelag	1,61	2,83	4,44
Nordland	4,74	3,00	7,74
Troms	9,70	2,90	12,60
Finnmark	90,37	0,82	91,19
Andre fylker	NA	13,15	13,15
Hele landet	130	40,90	170,41

Tabell 9-1. Fordeling av vind- og vannkraftressurser

Hvis kvotekravet settes høyere enn forbruksutviklingen, vil Norge få et økende eksportoverskudd i våtår. Dette kan kreve økt transitt gjennom Sverige og Danmark hvor kapasitetsbegrensningene allerede i dag er merkbare.

Det er store usikkerheter knyttet til disse betraktningene, særlig fordi en utbygging av ny produksjonskapasitet som antydet vil ta lang tid. Det synes likevel klart at de fleste områdene fra Bergen og opp til Namdalskysten peker seg ut som spesielt gunstig for ny produksjon når hensynet til sentralnettet legges til grunn. I dette området er det stedvis store gevinster å hente i form av reduserte nettap ved ny produksjon. Eksempelvis vil en ny MW produsert i Møre gi en tapsreduksjon i nettet på 0,1 MW, mens en ny MW produsert i Finnmark vil øke nettapet med 0,1 MW.

9.8 Investeringshindringer

For prosjekter, og spesielt vannkraft er det flere faktorer som bidrar til å redusere det teknisk økonomiske potensialet til det som faktisk kan bli etablert. NVE arrangerte en work-shop for å identifisere aktuelle hindringer for at investeringer i ny produksjon faktisk kan finne sted. Et utvalg potensielle utbyggere som representerte ulike teknologier ble invitert til å delta. Følgende faktorer ble identifisert:

- Rettighetshavere/eierne til ressursen kan være uinteressert i å utvikle ressursen selv, og er heller ikke interessert i å overlate utviklingen til andre.
- Mangel på politisk velvilje og forutsigbarhet lokalt og sentralt.
- Prosjektene møter betydelig motstand begrunnet i miljø og andre brukerinteresser lokalt, fra kommune, fra fylket og fra forsvaret (vind).
- Spesielt for små vannkraftprosjekter er kunnskap om hydrologi, teknologi, finansiering og prosesser begrensende.
- Søknadsprosessen og behandlingstiden inkludert Samlet plan behandlingen i forvaltningen er begrensende, og bidrar til at det går lang tid fra planleggingsstart til ferdig anlegg. Det er ikke uvanlig å regne 5 år for dette tidsintervallet. Søknadene kan bli avslått eller prosjektene redusert.
- Konsesjonsbehandlingssystemet har begrenset kapasitet, og en sterk økning i antall saker vil medføre kapasitetsproblemer og forsinkelser.
- Det er pekt spesielt på unødvendig dobbelbehandling etter PBL og særlover (særlig når det gjelder vindkraft).
- Mange utbyggere har behov for å lånefinansiere prosjektene, og møter harde betingelser i form av svært korte nedbetalingstider ned mot 7-10 år. Dette gjelder spesielt nye aktører innen liten vannkraft og vind. For å betjene slike lån kreves god og sikker inntekt fra prosjektet.
- I visse områder har kraftnettet liten kapasitet for tilknytning av nye produksjonsenheter, og det er pekt på behov for å fordele kostnaden ved oppgraderinger av nettet.

Momenter som går direkte på krav og forventninger til ordningen med sertifikater er ikke tatt med her. Eventuell innføring av en sertifikatordning kan bidra til å redusere noen av hindringene som er omtalt ovenfor, mens andre for eksempel behandlingstid/-kapasitet i forvaltningen vil forsterkes.

Noen aktuelle tiltak for å redusere hindringene er allerede skissert i St. m. nr 18 ”Om forsyningssikkerheten”, og i OEDs ”Strategi for økt etablering av små vannkraftverk”. Ytterligere tiltak for å redusere/eliminere hindringene må vurderes også for større prosjekter og for andre teknologier. For de minste prosjektene er det særlig informasjon og kompetanse som er viktig. For alle typer saker er også enkel, rask og forutsigbar konsesjonsbehandling/politisk beslutning viktig. Forenklinger i prosedyrer vurderes fortløpende, men en økning i antall saker vil også kreve økt behandlingskapasitet. Gunstigere finansieringsordninger vil også bidra til å fremme flere prosjekter av alle typer. For de fleste prosjekter utover 1 MW/5 GWh har Samlet plan behandlingen hittil vært en tidkrevende og vanskelig prosess i forkant av en i seg selv ofte tidkrevende konsesjonsbehandling. Det er behov for å avvikle eller forenkle Samlet plan behandlingen vesentlig.

Det ble også framhevet i NVEs work-shop at skattlegging av produksjonsanlegg bør være basert på overskudd og ikke på anlegg, kapital, produksjon og omsetning. Kommunene bør heller ikke fratas skatteinntekter fra slike anlegg. Videre ble det også foreslått at det fastsettes felles nasjonale måltall for alle fornybare energikilder.

Selv om de billigste prosjektene/teknologiene i teorien skulle bygges ut først, vil de ovenfor nevnte faktorer også virke inn på rekkefølgen. Prosjekter basert på teknologier som har kortere og mindre konfliktfylt vei fra ide til realisering kan bli overrepresentert tidlig i sertifikatperioden selv om de har en relativt høy utbyggingskostnad. Grunneiere og lokale utbyggere vil velge å satse på de prosjektene de har rettigheter til, og legge seg på et investeringsnivå som gir akseptabel avkastning. Mer profesjonelle investorer vil prøve å sikre seg de mest profitable prosjektene. Derfor vil tilgangen av prosjekter bestå av prosjekter med ulik lønnsomhet. Konsesjonsbehandlingen med ev. reduksjoner og belastende vilkår kan også redusere lønnsomheten i det enkelte prosjekt.

9.9 Realiserbart innen 2016

Norge har store potensialer for å produsere kraft fra fornybare energikilder. Dette gir oss et bredt handlingsrom i forhold til de fleste andre land i Europa. Potensialene er hovedsakelig knyttet til vannkraft, vindkraft, bioenergi og kraft fra gjenvunnet varme i kraftintensiv industri.

De ulike energikildene har ulike barrierer for realisering. Ett viktig spørsmål her er gjeldende konsesjonspraksis. Det er også betydelig politisk motstand mot store vannkraftutbygginger, mens det er tilsvarende positiv vilje for små vannkraftverk med liten reguleringsevne. Det er en uttalt politisk støtte til vindkraftutbygging, samtidig som deler av miljøbevegelsen signaliserer bekymring for miljøkonsekvenser knyttet til vindkraftutbygging i stort omfang. Konflikter med reindrifts- og forvarsinteresser er også et uavklart problem.

I tillegg er det begrensninger knyttet til overføringsnettet når produksjonen er lokalisert langt fra markedet. Utbygginger i noen områder kan kreve store nettinvesteringer som kan ha betydning for samfunnsøkonomi, miljø og andre samfunnsinteresser.

Vindkraftutbygging i Finnmark må eksempelvis i særlig grad ta hensyn til begrensninger i kraftnettet og reindrift.

Både bioenergi og gjenvunnet kraft fra industrien møter økonomiske barrierer. Eventuell storskala bruk av bioenergi for kraftproduksjon kan få motstand fra ulike hold, men dette alternativet er lite økonomisk attraktivt sammenlignet med annen kraftproduksjon. Store bioenergianlegg for fjernvarme kan i prinsippet utstyres med kogenereringsanlegg for elproduksjon. Løsningen kan være positiv for store fjernvarmeanlegg, der et sertifikatmarked for elproduksjonen bidrar til bedret lønnsomhet.

Avhengig av teknologi og størrelse, vil det på grunn av planleggingstid, avklaring i Samlet plan (for vannkraft over 1 MW), konsesjonsbehandling, detaljplanlegging (anbud), finansiering og byggetid, ta mellom 3-10 år før et vannkraftverk produserer strøm. Vindkraft synes foreløpig å ha en utviklingstid på 3-4 år, gitt at en ikke trenger større sentralnettutbygginger og at finansiering kan sikres. Tilsvarende utviklingstid eller noe lavere kan påregnes for bioenergiprosjekter og gjenvinning av el i kraftintensiv industri.

Den viktigste parameteren for å realisere økt produksjon av kraft fra fornybare energikilder, vil etter vår vurdering være størrelsen på kvoteplikten. Denne må settes på grunnlag av kunnskap om tilgjengelige ressurser og den tid det vil ta å få disse utviklet. I tillegg må den fastsettes slik at den bidrar til å oppfylle politiske mål om størrelsen på økningen av fornybar energiproduksjon i for eksempel 2016, som er 10 år etter en mulig innføring av sertifikatmarkedet i 2006.

Vi har sett på tre teknologinøytrale scenarier på kraftilgang i et tidsperspektiv på 10 år. Dersom det er ønskelig med scenarier som ikke er teknologinøytrale, kan dette gjøres i det videre arbeidet med utgangspunkt i de detaljdata om ulike kraftkilder NVE nå sitter på.

9.9.1 Scenario 1 – Status Quo

Dersom en ser på realiserbare muligheter innenfor en 10 års periode med dagens økonomiske rammebetingelser kan en forvente å få etablert ca. 5 TWh fornybar kraft innen 2016, hovedsakelig i form av vann- og vindkraft. Grunnlaget for dette anslaget er NVEs kraftbalanserapport (NVE 2002), Enovas dokument om overgangsordninger for fornybar kraft og samtaler med bransjen mht til små vannkraftverk. Støtteordningen slik den nå praktiseres, gir ikke grunnlag for nye vindkraftprosjekter. Av de 5 TWh vil ca 4 TWh være vannkraft der ca halvparten er små uregulerte vannkraftverk. Per i dag er 0,5 TWh vindkraft under bygging i tillegg til 345 GWh i drift.

9.9.2 Scenario 2 – Lavt kvotepliktsnivå (10 TWh)

Med innføring av en teknologinøytral sertifikatordning og med et kvotepliktsnivå på 10 TWh i 2016 vil den økte produksjonen av fornybar kraft komme hovedsakelig fra vannkraft, Vannkraft vil komme fra små energikilder og fra opprusting og utvidelse av vannkraftverk i en størrelsesorden på 5-7 TWh, ca 1 TWh kan komme fra

energiinnvinning fra kraftintensiv industri. Vindkraft vil bidra med resten. En lav kvoteplikt er derfor ikke særlig drivende for vindkraftutbygging fordi de mer rimelige vannkraftprosjektene som kan utvikles i perioden bidrar til lave priser i sertifikatmarkedet.

9.9.3 Scenario 3 – Høyt kvotepliktsnivå (20 TWh)

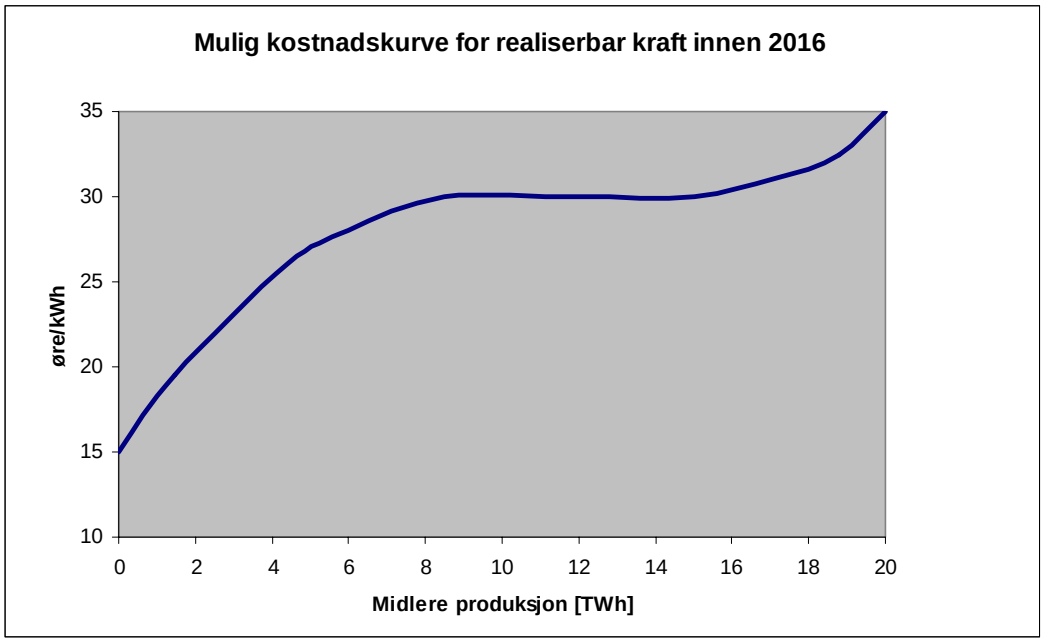
Vi har sett på muligheten for et kvotepliktsnivå på 20 TWh innen 2016, dette kan gi økt produksjon basert på følgende teknologier. :

- Vanlig vannkraft med noe regulering: ut fra kraftbalanserapporten (NVE 2002) kan ca 2 TWh bli realisert (Øvre Otta ekskludert, men Sauda ~500 GWh inkludert) innen 2016. Vurderingen er gjort med utgangspunkt i en tildelingsperiode på 10-15 år. En økning av perioden til 25 år kan øke tilganen fra regulerbar vannkraft.
- Små vannkraftverk kan kanskje bidra med 5 TWh noe som for eksempel betyr ca 100 kraftverk à 1 MW planlagt (størrelsen vil variere sterkt mellom 100 kW og 10 000 kW), avklart i Samlet plan, konsesjonsbehandlet, detaljplanlagt, finansiert og bygd hvert år fra nå og fram til 2016. Myndighetenes saksbehandlingskapasitet (NVE, Fylkesmannen, DN, kommuner) og leverandørindustriens evne til å møte volumet med dagens nedbygde kapasitet kan imidlertid vise seg å være en flaskehals. Vurderingen er gjort med utgangspunkt i en tildelingsperiode på 10-15 år. En økning av perioden til 25 år kan redusere tilgangen av uregulerte små vannkraftverk pga tyngende finansiering de første 10 årene og mulighet for lavere kvotepris.
- Vindkraft har store muligheter. I dag er 0,35 TWh etablert, 0,5 TWh (Smøla II og Hitra) er under utbygging, ca 0,9 TWh har konsesjon, men er ennå ikke besluttet utbygd, ca 1,8 TWh er under konsesjonsbehandling og meldinger er i tillegg innkommet for 11,7 TWh hvorav en del ikke synes å være realiserbare prosjekter. I tillegg vil flere meldinger komme når et sertifikatmarked er avklart. Realisert vindkraft opp mot 12 TWh synes dermed mulig fram til 2016. Vurderingen er gjort med utgangspunkt i en tildelingsperiode på 10-15 år. En økning av perioden til 25 år kan redusere tilgangen av vindkraft og uregulerte små vannkraftverk pga tyngende finansiering de første 10 årene og mulighet for lavere kvotepris.
- Gjenvunnet kraft fra varme i kraftintensiv industri, under forutsetning av at denne industrien ikke vesentlig endrer karakter de neste 10 årene, kan komme opp mot 2 TWh
- Det er ikke forutsatt større mengder fra bioenergi siden denne kilden har voksende anvendelse i varmemarkedet som krever lavere investeringer. Kraftproduksjon med sertifikater kombinert med varmeproduksjon i fjernvarmeanlegg kan imidlertid få et visst omfang, men neppe vesentlig mer enn 500 GWh.

Samlet gir dette en mulighet for å realisere ca 20 TWh dersom viljen er til stede i det politiske miljøet til å fremme utbygging av fornybar energi ved å sette kvotekravet i sertifikatmarkedet høyt nok og gjøre sertifikatmarkedet teknologinøytralt. Et kvotekrav på 20 TWh i 2016 fordrer imidlertid at ressurser tilføres konsesjonsbehandlingen i forvaltingssystemet.

En mulig kostnadskurve for de første 20 TWh sertifikatberettiget kraft er vist i fig. 9-9. Som nevnt foran vil ulike barrierer for å realisere ny kraft på kort sikt medføre at de billigste kraftprosjektene ikke alltid kommer først. Figuren tar hensyn til dette forholdet. Forskjellen mellom de billigste og dyreste prosjektene kan således bli betydelig, slik figuren viser. Det må i denne forbindelse understrekes at kurven er satt opp skjønnsmessig og at usikkerheten dermed er stor.

Figur 9-9



Et kvotepliktsnivå på 20 TWh kraft fra fornybare energikilder innen 2016 forutsetter at konsesjonspraksis ikke i vesentlig grad innstrammes i forhold til dagens praksis. Hvis dagens praksis overfor småskala vannkraft og vindkraft skulle endres slik at en får en økende andel konsesjonsavslag, vil dette målet bli vanskelig å realisere. Et mål på 20 TWh forutsetter ikke at en må ha en mer liberal konsesjonspraksis enn i dag. Målet kan nås om en stort sett beholder dagens praksis der f eks større vannkraftprosjekter er vanskelig å få klarert.

9.9.4 Konklusjon om realiserbart kvotepliktsnivå

Mellom 10 til 20 TWh økt produksjon kan realiseres innen 2016 dersom sertifikatmarkedet innføres fra 2006. Det er hovedsakelig størrelsen på kvoteplikten som avgjør hvor mye ny kraft som realiseres. Målet på 20 TWh forutsetter at dagens konsesjonspraksis opprettholdes, mens 10 TWh kan nås selv om dagens praksis strammes noe inn. 20 TWh krever også økt saksbehandlerkapasitet i forvaltningen. Om vesentlige deler av vindkraften skal komme fra fylkene Troms og Finnmark, er det behov for en betydelig økning av kapasiteten i sentralnettet.

Nedre grense: En velfungerende sertifikatordning krever som vist foran at det etableres ordninger med total varighet på ca 20 år inklusiv nedtrapping av kvoteplikten. Ordningen gir også et betydelig forvaltningsarbeid både for det offentlige og i de kvotepliktige selskaper. Dette tilsier at om en bare ønsker økning i fornybar produksjon på til sammen 5-8 TWh over en 10 års periode, bør en neppe opprette ordningen overhodet. I så fall kan en eventuelt videreutvikle dagens ordninger eller lage nye mer kortsiktige ordninger for å få inn noen få TWh over det markedet selv vil frambringe. Etter NVEs vurdering er 10 TWh i 2016 det minste en bør ha som kvoteplikt om ordningen skal innføres.

10 Implementering av Fornybardirektivet

EUs fornybardirektiv, Direktiv 2001/77/EC, forventes gjort gjeldende for Norge med det første. Her drøftes behov for norske forvaltningsmessige tiltak som følge av direktivet, med vekt på opprinnelsesgarantier og rapportering. El-direktivet, Direktiv 2003/54/EC, setter krav om spesifisering av brenselssammensetningen bak kraftleveransen, dette drøftes også.

Fornybardirektivet er en oppfølging av målsetningene som ble satt i et White Paper om fornybare energi kilder fra 1997[21]. Der målet om at 12% av EU's *energi forbruk* skal komme fra fornybare energikilder innen 2010 ble beskrevet. Det ble også uttalt at 22,1% av *elektrisitets forbruket* skal komme fra fornybare energi kilder.

Økt andel fornybar kraft vurderes som ønskelig for å oppfylle EUs Kyoto-forpliktelser og motiveres også ut fra økt fokus på forsyningssikkerhet og innovasjon. Fornybardirektivet setter opp mål om økning i andel fornybar kraft i EU totalt og veiledende mål for hvert medlemsland, men virkemidler for å nå disse målene overlates til hvert enkelt land. I første omgang forlanges primært rapportering om virkemiddelbruk og om måloppnåelse, senere kan felles virkemidler bli aktuelle.

10.1 Opprinnelsesgarantier

Ordninger med sertifikater tilknyttet fornybar baser kraftproduksjon ble under arbeidet med direktivet foreslått som et sentralt virkemiddel for å nå målene om økt fornybar kraftproduksjon. Ut fra usikkerhet om dette var det beste virkemiddel, ble det imidlertid ikke enighet om å gjøre dette til en obligatorisk felles ordning. I stedet valgte man å sette krav om ordninger for utstedelse av såkalte opprinnelsesgarantier. Disse ble dels oppfattet som en selvstendig ordning og dels som et første skritt mot eventuell bruk av sertifikatbaserte virkemidler. Disse garantier skal kunne brukes hvis enkelte land ønsker å oppfylle sine mål om prosentvis andel ved å betale for fornybar produksjon i andre land, men ingen land er forpliktet til å godta slike løsninger. Ordningen med

[21] OJ C 210 6.7.1998

opprinnelsesgaranti er av noen tolket som et kompromiss mellom de som ønsket og de som ikke ønsket obligatoriske ordninger med sertifikater.

Bestemmelsen om opprinnelsesgaranti bidrar dessuten til at det blir større gjennomsiktighet for konsumentene når det gjelder hvilken energikilde kraften de kjøper kommer fra, og gjør det dermed mulig for konsumentene å i større grad kunne velge hvilke energikilder de vil kjøpe kraft fra.

10.1.1 Opprinnelsesgaranti i direktivet

I artikkel 5 i direktivet er det gitt bestemmelser om opprinnelsesgarantier for kraft produsert av fornybare energikilder. Her pålegges myndighetene i hvert land (1) å lage ordninger som sikrer at alle produsenter av fornybar kraft etter anmodning kan få utstedt en garanti for kraftens opphav. Myndighetene skal (2) oppnevne ett eller flere kompetente, produsent- og distributøruavhengige organer som skal utstede slike opprinnelsesgarantier.

(3) En opprinnelsesgaranti skal minimum spesifisere energikilden bak elektrisiteten, tid og sted for produksjonen, og for vannkraftanlegg også produksjonskapasitet. Garantien skal gi produsentene mulighet til å dokumentere at kraften kommer fra fornybare kilder slik disse defineres i direktivets artikkel 2 bokstav c.

Ordninger med opprinnelsesgarantier skal (4) gjensidig godkjennes av alle berørte land. Det skal (5) finnes kontrollmekanismer som sikrer entydige og pålitelige opplysninger, og disse mekanismer skal omtales i hvert lands pålagte rapport til Kommisjonen. Sistnevnte skal (6) i sin oppsummerende rapport vurdere disse mekanismer og eventuelt foreslå mer standardiserte felles ordninger.

Det er en viss usikkerhet knyttet til tolking og gjennomføring av artikkel 5, og de ulike land har etablert nokså forskjellige ordninger for å oppfylle forpliktelsene i artikkelen.

10.1.2 Opprinnelsesgaranti til all fornybar kraft

Ut fra ordlyden i direktivet skal produsenter av all fornybar kraft gis tilbud om opprinnelsesgaranti. Ordninger med obligatoriske sertifikatmarkeder derimot tildeler kun sertifikater til ny/økt fornybar produksjon. Dette ut fra målet om å fremme *mer* fornybar kraft. Unntaket innen obligatoriske markeder er der tidligere støtteordninger konverteres til sertifikater.

Hvis opprinnelsesgarantier skal kunne brukes for å kontrollere om en når målet om økt andel fornybar kraft, kan dette på sin side tilsi at *all* fornybar kraft dokumenteres gjennom opprinnelsesgarantier. Opprinnelsesgaranti på all fornybar kraft gir et sikrere grunnlag for kontroll med endringer i slik produksjon enn når anslag over eksisterende, fornybar produksjon bare baseres på statistikk. At produsenter har krav på å få opprinnelsesgarantier for å dokumentere brenselssammensetning (se nedenfor) tilsier også at også eksisterende kraftproduksjon kan tildeles opprinnelsesgaranti.

Senere bruk av opprinnelsesgarantiene kan tilsi at de har opplysninger om når den aktuelle produksjonsenhet er satt i drift. Tilknyttet handel med fornybar kraft er det også etterspurt opplysninger om etablerte anlegg har mottatt noen form for økonomisk støtte.

10.1.3 Opprinnelsesgaranti og produsert mengde

"Tid og sted for produksjonen" i punkt (3) kan indikere at det er en bestemt produksjonsmengde som skal gis garanti. Tid og sted kan imidlertid også tolkes som et forhold ved anlegget: "Det fins en spesifisert produksjonsenhet på det gitte sted som var i drift på det gitte tidspunkt". Sistnevnte tolking gir en enkel forvaltning av ordningen der få opplysninger må framskaffes og kontrolleres, men gir lite kontrollerbar bruk av garantien.

Vekten som i (5) legges på kontrollmekanismer som sikrer riktige opplysninger, taler for at garantiene skal omfatte en bestemt produsert kraftmengde som kan følges til en innløsning av garantier for den aktuelle produksjon. I den danske oversettelsen av direktivet er "specify the energy source from which the electricity was produced" blitt til "angive, hvilken energikilde den pågjældende mængde elektricitet er produceret fra". Sistnevnte formulering taler også for at produsert mengde skal oppgis i opprinnelsesgarantien. Selv om dette ikke er helt klart ut fra direktivteksten, antar vi at mengde produsert kraft bør være med i opprinnelsesgarantiene.

Tid og sted for produksjonen reiser også spørsmål om hvilke krav til måling som bør settes tilknyttet opprinnelsesgarantiene, noe som må utredes nærmere. I tillegg er det behov for å spesifisere i hvilken periode kraften er produsert, slik at dette kan sammenholdes med kraftforbruk i samme periode ved senere bruk av garantiene.

10.1.4 Implementering av artikkel 5 om opprinnelsesgaranti i norsk rett

Slik NVE forstår direktivet oppstilles det i artikkel 5 et krav til landene som tiltrer direktivet om å implementere en ordning med opprinnelsesgarantier. At direktivet oppstiller et krav til landene som tiltrer det om å innføre en slik ordning innebærer et pålegg om å inkorporere en slik ordning i sin interne lovgivning. I norsk rett vil bestemmelsene i artikkel 5 kunne gjennomføres ved ny lovgivning.

Produsenter av fornybar kraft har etter direktivet artikkel 5 rett til etter anmodning å få utstedt en opprinnelsesgaranti. Garantien skal være et bevis for at en viss mengde fornybar kraft er produsert i produsentens anlegg.

I artikkel 5 punkt 3 gis det bestemmelser om hva en slik opprinnelsesgaranti skal inneholde og formålet med garantien. Opprinnelsesgarantien skal opplyse hvilken energikilde kraften er produsert ved hjelp av, hvor og når den ble produsert samt mengden som er produsert. Dersom det er kraft produsert i vannkraftverk, skal installert effekt angis.

For å implementere disse bestemmelsene må man etablere et hensiktsmessig system for å sikre at opplysningene om produsert mengde kraft fra fornybare energikilder blir korrekte og pålitelige, jf. artikkel 5 punkt 5. For at garantien skal oppfylle kravene i direktivet, vil

det antakelig være tilstrekklig at produsenten godtgjør at han er berettiget til å få utstedt opprinnelsesgaranti. Etter tolkningen ovenfor må det stilles krav til måling av produksjonen. Utfyllende bestemmelser om måling vil kunne gis i forskrifts form.

En lov som utpeker et organ som skal være ansvarlig for å forvalte en ordning med opprinnelsesgaranti, og som inneholder bestemmelser som er beskrevet over, vil etter NVEs oppfatning være tilstrekkelig til å oppfylle kravene i artikkel 5 i direktivet.

Det konkrete innhold i kontrollordningen må utvikles og nedfelles i lov eller forskrift. I tillegg må en vurdere hvordan denne bør utformes for å kunne fungere godt og i samsvar med politiske mål for kraftsektoren.

10.1.5 Garanti kontra sertifikat

Opprinnelsesgaranti kan tolkes som et dokument (en datafil) med både faste opplysninger om produksjonsenheten (anleggsbekreftelse) og om produsert kraft fra denne enheten i en gitt periode. Garantien ligner i så fall mye på det som innen f eks i RECS-ordningen kalles et sertifikat.

I direktivets motiver punkt 11 sies imidlertid at ”det bør skilles klart mellom opprinnelsesgarantier og salgbare grønne sertifikater”. Sammenholdt med formuleringene i artikkel 5, tolkes dette av mange slik at en opprinnelsesgaranti ikke kan være et selvstendig verdipapir, men kun er en opplysning om en gitt kraftproduksjon. I det siste tilfelle kjøpes kun kraften fra anlegget og en får dokumentet eller datafilen med opplysningene på kjøpet. Tolket på denne måten er en opprinnelsesgaranti et bevis på at man har kjøpt kraft fra produsent med fornybare kilder.

Noen land ønsker å bruke opprinnelsesgaranti direkte som sertifikat og å utvikle nødvendige kontrollordninger i tillegg (eksempelvis Nederland). Andre land ønsker ikke at opprinnelsesgarantiene skal ha funksjoner som et sertifikat, men kun som opplysninger som produsenter kan benytte i frivillige avtaler. Implementering av direktivets artikkel 5 vil i sistnevnte tilfelle være en minimumsløsning, uten vesentlige kontrollmekanismer for kjøpers videre bruk av garantien.

Hvilken tolking av ordningen med opprinnelsesgaranti man legger til grunn, betyr mye både for framtidig praktisk bruk av ordningen og for de praktiske rutiner og kontrollordninger som må etableres. I det følgende drøftes derfor disse spørsmålene nærmere.

10.1.6 Opprinnelsesgaranti som varedeklarasjon?

Kraft brukes ved å tas ut fra nettet på gitte steder og i gitte volumer. Transporten betales med overføringstariffer uavhengig av kraftkjøpsavtaler. Fysisk kraftflyt påvirkes ikke av hvilken kraftprodusent eller -omsetter som mottar økonomisk vederlag. Uttak fra nettet og produksjon inn på nettet måles. Kraft er for de fleste formål en homogen vare med ett sett egenskaper. Unntaket er eventuelle avvik som skyldes svakheter ved nettet. Den fysiske kraften kan ikke varemerkes, noe som gir utfordringer ved utvikling av kontrollordninger.

De ulike *kraftprodusenter* vil derimot kunne skille seg klart fra hverandre avhengig av hvilke energikilder som benyttes og hvilke miljøvirkninger kraftproduksjonen gir. Dermed kan man tenke seg at både samfunnet og enkelte kraftkjøpere ønsker å skille mellom ulik type produksjon og gi større fordeler til produsenter av fornybar kraft. Samfunnet kan lage ordninger som gir økonomiske fordeler til de produsenter som vurderes å ha en ønsket produksjon: Ønsket ut fra kilde og/eller miljøvirkninger. Enkeltkjøpere kan ønske å gi økonomiske fordeler til noen produsenter, enten for å fremme mindre miljøskadelig produksjon (idealisme), eller for å skaffe seg økonomiske fordeler overfor sine kunder eller innefor gjeldende juridiske ordninger, som skatteregler med mer.

Kjøper får alltid kjøpt kraft nok. Det han kan ha behov for er et bevis eller en garanti for at han har støttet enkelte typer produsenter økonomisk. Disse garantiene må være godt kontrollerbare for å kunne legges fram for kjøpers kunder eller for myndighetene. De må dessuten gjelde et bestemt kraftvolum og ha opplysninger om produksjonsenheten. Garantienes volum i en viss tidsperiode må kunne sammenholdes med det kraftvolum kjøper har konsumert i samme periode. Sum av pålydende volum kan være mindre enn, like stort som, eller større enn den kraftmengde kjøper har konsumert i perioden. Har han ervervet beviser/garantier med pålydende volum lik hans forbruk, er det nettopp *det* han har gjort.

Innen Eldirektivets ordning med spesifisering av brenselssammensetning, se kap 10.2, og for andre formål vil slike garantier kunne benyttes som dokumentasjon, og i den forbindelse ha en informasjonsverdi.

Ordninger der det kreves at en skal kunne *følge kraften* fra produsent fram til forbruker, er ut fra overstående særlig uheldige. For det første kan den fysiske kraften ikke merkes. For det andre gir slike ordninger unødig kompliserte forsøk på å beregne ledig nettkapasitet gjennom land og over en rekke landegrenser. Og for det tredje har en allerede observert at slike ordninger omfordeler det meste av fortjenesten til netteierne langs den tenkte ruta, i stedet for, som ønsket, å støtte produsenter med fornybare kilder. Land med skatteordninger eller annet kan velge at en bare vil godta avtaler med produsenter av fornybar kraft i visse regioner, f eks for å fremme inntekter eller forsyningssikkerhet i egen region. En kan også velge å fremme fornybar produksjon over alt.

10.1.7 Kontroll med garantier

Spørsmålet er så hvordan en kan etablere godt kontrollerbare og hensiktsmessige ordninger for kraftkjøp med tilhørende garantier. Ordningen kan baseres på at selgere av fornybar kraft gir kunden en garanti på kjøpet. Denne garanti er et dokument (datafil) med nødvendige opplysninger om produksjonsenheten og med pålydende volum tilsvarende kraftsalgets volum. Dette dokumentet skal kraftkunden deretter kunne bruke som troverdig bevis overfor sine kunder eller overfor sine nasjonale myndigheter. Ordningen må da ha følgende egenskaper:

- Garantiene kan bare erverves som biprodukt ved kjøp av kraft
- Pålydende i kWh er like stort som kjøpt kraftvolum

- Garantiene er ikke omsettbare, utstedelsen er koblet til kraftkjøpet
- Garantiene kan kun nyttes av kjøper overfor hans kunder og hans myndigheter, f eks kan de ha en informasjonsverdi overfor en etablert ordning
- Kraften som kjøpes samtidig kan ikke skilles fra annet kraft og har samme verdi som denne
- Det som gir en ekstra verdi for kjøper er selve garantien
- Kjøp av kraft pluss garanti kan det dermed ønskes betalt mer for enn kun for kraften
- Det må finnes kontrollordninger som følger garantiene inn på konto hos kjøper og videre til innløsning/annullering når garantien brukes overfor kunde eller myndighet
- Garantien blir dermed et selvstendig og verdibærende dokument, men ikke et omsettbart verdipapir.

En slik garanti skiller seg da fra et sertifikat ved at det ikke er omsettelig og dermed ikke kan erverves uavhengig av kraftkjøp. Det som er felles for garanti og sertifikat er egenskapen som selvstendig, verdibærende dokument og behovet for gode kontrollordninger ved utstedelse og innløsning.

Kontrollen ved utstedelse av garanti vil måtte være mye likt rutinene innen den frivillige RECS-ordning og rutinene ved obligatoriske sertifikater: Basert på kontroll av opplysninger om anlegget, godkjenning av anlegget, og på periodisk rapportering av måleverdier, utstedes fortløpende garantier med anleggsopplysninger og kraftvolum. Dette fordrer at det er utpekt et organ som ivaretar denne oppgaven. Garantiene kan være flere med fast pålydende, f eks 1 MWh, eller kun én samlet garanti tilpasset avtaleperiode og kjøpsvolum. Det må også avklares om garantiene skal tildeles kraftkjøper direkte, eller først skal overføres til konto hos produsent og så kunne overføres til kjøper i samsvar med kjøpt volum. Ved slike ordninger vil forholdet mellom produsent og kraftkjøper kunne garanteres.

Stopper den lovbestemte ordning her, sikres imidlertid ingen kontroll på forholdet mellom kjøper av kraft med garantier og hans kunder eller myndigheter. For å sikre samsvar mellom kjøpers kraftforbruk i en periode og hans garantierverv i samme periode, bør det lages ordninger med innløsning/ugyldiggjøring av garantier hos kjøper, der han samtidig får en kvittering på at en gitt garantimengde er trukket tilbake. Disse kvitteringer kan gis av det samme selskap som utsteder garantier og driver datasystem over disse med kjøperkonti. At hver garanti kan være svært forskjellige etter forskjellige egenskaper ved produksjonsenheten, gjør dette arbeidet vanskelig, men neppe umulig.

Hvis ordningen blir populær i land med mye eksisterende fornybar kraft og det meste av kraften selges direkte til sluttbrukere som ”kraft med tilhørende spesifikk garanti” utenom børs, kan dette være uheldig.

10.1.8 Måloppnåelse gjennom krafthandel med tilhørende opprinnelsesgarantier

Det neste spørsmål blir så om det vurderes som ønskelig å legge til rette for omfattende etterspørsel etter opprinnelsesgarantier. Ved troverdig kontroll og ingen begrensinger fra myndighetene, kan handel tilknyttet garantier bli vanlig. Ordninger for utstedelse og kontroll kan dermed tilpasses om en politisk vil begrense eller fremme handel der garantier inngår.

Direktivets veiledende mål for det enkelte land om økt fornybar produksjon i forhold til landets kraftforbruk, vil normalt søkes oppfylt ved en økt fornybar kraftproduksjon innen hvert lands grenser. Direktivet åpner imidlertid også for at et land kan oppfylle sitt mål gjennom handel med land med større tilgang innen fornybar produksjon enn det som trenges for å nå landets egne mål. Dette forutsetter imidlertid at den samme fornybare kraftproduksjon ikke regnes inn i selgerlandets måloppfyllelse. Ved oppfylling av mål delvis gjennom garanti- eller sertifikathandel, må en dermed ha systemer som holder orden på fornybar produksjon over landegrensene.

Kontrollerbare opprinnelsesgarantier vil her kunne være ett element, i tillegg må det finnes avtaler mellom de land som inngår i handelen, der garantier for en gitt mengde fornybar kraft kjøpt i ett land kommer som fratrekk i det selgende lands oversikt over egen fornybar kraft. Foreløpig fins ikke slike avtaler med tilhørende rutiner, men noen land synes interessert i å utvikle slike.

Skulle Norge inngå i slik handel for å oppfylle sine mål (netto kjøp av garantier eller sertifikater), eller for å tilrettelegge for økt lønnsomhet og volum i innenlandsk fornybar produksjon (netto salg), må en bl.a.:

- Ha en praktisk ordning for opprinnelsesgarantier som kan anerkjennes av andre land ved å være grundig og troverdig. Dette betyr sannsynligvis at en må ha kontrollordninger som kan følge garantier tilknyttet en produsert kraftmengde fra vogge til grav, på samme måte som for et sertifikat innen obligatorisk handel
- Stille tilsvarende krav til kontrollordninger hos handelspartnerne
- Ha god statistikk for all kraftproduksjon og all kraftforbruk innenlands
- Faktisk ønske en slik handel ved at en finner fordelene klart større enn ulempene.

Fordelene ved å tilrettelegge for oppfylling av andre lands mål gjennom frivillig handel tilknyttet fornybar kraft er at dette kan gi økte inntekter til norske kraftprodusenter. Dette kan igjen gi nettoinntekter til Norge og kan samtidig gi større forsyningssikkerhet gjennom økt innenlandsk kraftproduksjon. Begrenser en slik handel, vil en samtidig sterkt begrense den frivillige sertifikathandel. En viktig grunn for at andre land tilrettelegger for slik handel vil nok være at vedkommende land kan utnytte dette for å nå egne veiledende mål innen fornybar kraft.

Ulempene ved slik handel er at dette kan gjøre det vanskelig å oppfylle Norges mål for fornybar produksjon ved at fornybaregenskapene ved mye av produksjonen eksporteres. I opptellingen kan dermed innenlands forbruk bli regnet som dekket av import av ikke-fornybar kraft. Det kan også bli vanskeligere å forutsi virkninger av innenlandske

støtteordninger som obligatoriske sertifikatmarkeder, bl.a. mht produsert mengde og sertifikatpris til forbruker. Nettoeksport av sertifikater kan også gi mer lokale miljøvirkninger fra ny kraftproduksjon i Norge.

Legger en vekt på fordelene ved internasjonal handel tilknyttet fornybaregenskaper, må en ha ordninger som er godt kontrollerbare og ikke gir ulemper for kraftmarkedet. Ønskes ikke internasjonal handel, kan en velge ordninger eller gi andre rammer som ikke oppmuntrer til slik handel.

10.1.9 Sammenfatning om opprinnelsesgaranti

Vi har sett at disse reglene tolkes ulikt i ulike land, at praktiske ordninger med tilhørende kontroll må tilpasses tolkingen, at visse ordninger kan gi klare ulemper, og at reglene kan tilpasses om det vurderes som ønskelig å fremme omfattende internasjonal handel tilknyttet fornybar kraft.

Våre juridiske vurderinger tilsier at det er vanskelig å tolke direktivet på annen måte enn at opprinnelsesgarantier må følge et konkret salg av kraft fra produsent til kjøper. Dette betyr at kun etablering av en ordning for utstedelse og kontroll med omsettbare sertifikater neppe kan fungere som implementering av artikkel 5.

Opprinnelsesgarantier kan vurderes som et selvstendig, verdibærende dokument som skiller seg fra et sertifikat ved at det ikke er omsettelig og ikke kan erverves uavhengig av kraftkjøp. Ved en slik tolking vil det være mulig å lage gode kontrollordninger både ved utstedelse og innløsning, noe som synes nødvendig både ut fra direktivtekst og for aktiv bruk av ordningen.

Omfattende krafthandel med opprinnelsesgarantier kan innskrenke ordinær børsomsetning til fordel for bilaterale avtaler om salg av kraft og garantier samtidig. Vurderes dette som et reelt problem, bør en velge ordninger som begrenser slik bruk av opprinnelsesgarantier.

Ønskes det å legge til rette for omfattende internasjonal handel tilknyttet fornybar kraft, kan det i tillegg til en minimumsløsning innen opprinnelsesgaranti, etableres offentlig tilrettelagte ordninger for internasjonal, frivillig sertifikathandel. Slike sertifikater kan selges separat fra kraftomsetningen og får dermed ikke de nevnte uheldige virkninger på det ordinære kraftmarked.

Alle ordninger kan overlates til et organ uavhengig av myndighetene, men organet bør ha lovhjemler for arbeidet og myndighetene må ta aktiv del i utvikling av regelverk. Opprinnelsesgarantier og eventuelle frivillige sertifikater bør forvaltes av Statnett og så langt mulig kobles til hverandre og til en eventuell obligatorisk sertifikatordning.

10.2 El-direktivet og brenselsammensetning

Det nye direktivet for kraftmarkedet i EU trer i kraft 1. juli 2004. (Dir. 2003/54/EC). I artikkel 3 punkt 6 stilles krav om at kraftleverandørene skal spesifisere hvordan deres samlede leveranse av kraft er sammensatt av kraft fra ulike kilder, dette kan gjøres på

strømregningen. Det skal også opplyses om hva hver av de ulike kilder gir av utslipp. Kraft fra kraftbørs eller import kan spesifiseres ved samlet statistikk for foregående år. Myndighetene i hvert land skal gjøre nødvendige tiltak, for å sikre at opplysningene er pålitelige.

Formålet med dette kravet synes å være å fremme interesse for en mest mulig miljøvennlig sammensetning av kraftproduksjonen. Det forventes at en mer ”gunstig” sammensetning enn vanlig kan gi økte inntekter til leverandøren og dermed interesse hos denne for å kjøpe det som politisk vurderes som miljømessig ønsket kraft. Av begrepet ”brenselssammensetning” i direktivet kan en kanskje slutte at den største interesse gjelder utslipp fra kraftproduksjonen.

10.2.1 Konsekvenser for varen kraft

Innenfor denne ordningen skiller en ikke ut de ”grønne” egenskapene ved kraftproduksjonen i et eget produkt som kan selges ved siden av den ordinære kraften, som ved sertifikat. Mindre utslipp fra kraftproduksjonen skal tvert om kunne gi grunnlag for litt økt pris på den vanlige kraften.

Ut fra ønsket om fri kraftomsetning på et internasjonalt marked er det ønskelig med kraft som et entydig, homogent produkt. Dette vil gi et stort volum som basis for etablering av en sikker produktpris. Et krav om spesifisering av brenselssammensetning bak kraften vil på sin side virke til å splitte opp kraftproduksjonen i mange ulike produkter med ulike priser.

10.2.2 Skillet mellom typer kraft

Av dette direktivet går det fram at det ønskes opplysninger om all kraft som leveres, da CO2-utslipp og radioaktivt avfall varierer med kildene. En skal altså skille mellom kullkraft, oljekraft, gasskraft, atomkraft og fornybar kraft.

På den andre side er det ikke åpenbart at en her skal skille mellom *eksisterende og ny* produksjon innen fornybar kraft. Gammel vannkraft vil f eks ha de samme positive virkninger for CO2-utslipp som nylig etablert vannkraft. En synes heller ikke å være pålagt å skille mellom ulike *typer fornybar kraft*, eller skille etter størrelse på produksjonsenhetene innen vannkraft. Samlegruppen ”all fornybar kraft” vil ha de samme (fraværende) konsekvenser for CO2-utslipp og for radioaktivt avfall.

10.2.3 Sammensetning bak børskraft

Ordningen med spesifisert brenselssammensetning synes å bygge på en forestilling om at kraftleverandører primært kjøper fra én eller et begrenset antall leverandører hver med kraftproduksjon fra én kilde. I et marked der store deler av leverandørenes kraft er kjøpt på en børs med svært mange ulike leverandører som selgere, blir dette vanskeligere. Løsningen som er skissert med statistikk over fjoråret, er ingen løsning gitt at mye av kraften kommer fra børs. Da må en enten i praksis ignorere ordningen eller gjøre ett av tre: Leve med lite verifiserbare opplysninger, gjøre stor internasjonal innsats med regler om registrering av all kraft i alle omsetningsledd, eller foreta en oppsplitting i flere

børser: Kullkraftbørsen, atomkraftbørsen mv. Ingen av løsningene synes spesielt rasjonelle.

10.2.4 Myndighetenes rolle

Hvilke oppgaver som pålegges myndighetene i denne sammenheng er uklart. Hvordan en skal legge grunnlag for pålitelige opplysninger fra kraftleverandør til forbruker, avhenger av hvilke opplysninger som kreves. Skal en bare sikre god statistikk over all kraftproduksjon og fra samlegruppen ”eksisterende og ny fornybar kraft”, vil dagens norske statistikk være tilstrekkelig.

Det er imidlertid mulig at den enkelte kraftprodusent ønsker å dokumentere at han leverer en gitt mengde fornybar kraft. Dette for å kunne få del i den økte betalingsvillighet i visse land for slik kraft. I så fall kan det kreves en ordning som ved utstedelse av opprinnelsesgarantier.

Hvis en etablerer en ordning for opprinnelsesgaranti som skissert ovenfor, bør kraftprodusenter kunne registrere seg innen denne ordningen og utnytte den også til bruk i markeder som er opptatt av brenselssammensetning. Dette kan gi økt etterspørsel etter opprinnelsesgarantier, men krever neppe ytterligere opplysninger eller ordninger enn det som følger av krav til opprinnelsesgaranti.

Sammensetningskravet er foreløpig ikke samordnet med, og ikke en gang utredet i sammenheng med, internasjonal sertifikathandel eller krav om opprinnelsesgaranti. De virkninger ulike ordninger og ulike krav til aktørene til sammen gir, er dermed ukjente. Herunder forskjellen mellom påvirkning av kraftpris og et eget bevis ved siden av en homogen kraft.

Kontroll av bruk at samme kraftproduksjon til både økt kraftpris gjennom sammensetningskrav og til internasjonal sertifikathandel er en utfordring for alle land. Kanskje etableres en praksis det ”gammel” fornybar produksjon inngår i sammensetningshandel, mens nyetablert produksjon selger sertifikater.

10.2.5 Konsekvenser og tiltak

For norske forbrukere vil en varedeklarasjon på fakturaen være lite relevant. Opplysningene vil være ca de samme for alle leverandører: Ca 95% ”fornybar kraft” og resten ”utenlandsk børskraft med i fjor år 80 % kullkraft samt diverse annet”.

Fordelen med ordning vil være at norske produsenter med gammel vannkraft kanskje kan få solgt denne for noe høyere pris til utenlandske kjøpere. Ulempene kan være negativ påvirkning av kraftmarkedet og store kontrollproblemer.

Hvis norske myndigheter følger opp fornybardirektivets krav om opprinnelsesgaranti og ellers har god statistikk for norsk kraftproduksjon, har en sannsynligvis i tilstrekkelig grad bidratt til å sikre at opplysningene er pålitelige. I tillegg må en i forskrift om bl.a. fakturering stille krav til leverandørene om ”varedeklarasjon” i samsvar med artikkel 3 punkt 6, men dette drøftes ikke nærmere i denne sammenheng.

10.3 Rapportering etter fornybardirektivet

Ifølge artikkel 3 i fornybardirektivet skal hvert medlemsland sørge for at tilstrekkelige tiltak blir satt i verk for å oppnå landets veiledende målsetning når det gjelder fremtidig forbruk av fornybar kraft.

10.3.1 Veiledende målsetning

De veiledende målene for konsum/forbruk av kraft fra fornybare energi kilder for hvert medlemsland er foreslått i vedlegget til direktivet. Disse referanseverdiene er beregnet ut fra EUs totale målsetning om 22,1 % elektrisitet fra fornybare energi kilder innen 2010. Fordelingen mellom landene er basert på, blant annet, landenes ressursgrunnlag og den eksisterende elektrisitetsproduksjonen i 1997, både i TWh og som prosentvis andel av totalt forbruk. Det er foreløpig ikke satt opp noe slikt mål for Norge[22].

Medlemslandene skulle innen oktober 2002 gi en tilbakemelding til Kommisjonen på disse målene. Det er også de enkelte lands ansvar å sørge for at de veiledende målene samsvarer med de nasjonale forpliktelsene de har påtatt seg i forbindelse med EUs signering av Kyotoprotokollen.

10.3.2 Rapporteringsrutiner

Rapportering av fremtidig veiledende målsetning

Ifølge direktivet skal hvert land rapportere om sin veiledende målsetning for fremtidig forbruk av elektrisitet fra fornybare energikilder hvert femte år, første gang oktober 2002. Rapporten skal inneholde et prosentvis mål for de neste 10 årene og en oversikt over nasjonale planer for hvordan dette målet skal nås, samt hvilke tiltak som allerede er iverksatt. Nasjonale støttesystem og forventet ny produksjon skal beskrives. Det er de politiske målsetningene som skal rapporteres hvert femte år, det er derfor naturlig at NVE gjør denne jobben i nært samarbeid med departementet.

Rapportering av måloppnåelse

I tillegg til rapportering om veiledende mål, skal hvert medlemsland også hvert annet år, første gang oktober 2003, publisere en rapport som inkluderer en analyse av måloppnåelsen i forhold til den veiledende målsetning. Rapporten skal inneholde en oversikt over hvor stort forbruket av fornybar kraft har vært både i prosent av totalt forbruk og i TWh. Det skal også rapporteres om hvilken effekt økt andel fornybar kraft produksjon har på utviklingen av de nasjonale klima forpliktelsene. Den norske kraftproduksjonen er allerede basert på fornybare energikilder (vann), den har derfor liten direkte effekt på klimautslippene fra Norge. Kraftproduksjonen kan likevel ha en indirekte effekt på energi bruket ved en substitusjon fra fossile energikilder til elektrisk kraft.

[22] Det er likevel verdt å merke seg fotnoten som er knyttet til referanse verdien/ det veiledende målet satt for Sverige. Det påpekes at land som har stor andel vannkraft i sin produksjon er svært avhengig av de klimatiske forholdene, referanse verdien er derfor kalkulert ut fra gjennomsnittlig vannkraft produksjon over et langt tidsspenn. Det er også bemerket at mulighetene for videre utbygging av vannkraft er små, siden mange vassdrag er vernet

På bakgrunn av de innsendte rapportene vil Kommisjonen få en oversikt over hvilken progresjon som er gjort i forhold til å øke den fornybare kraft produksjonen både på nasjonalt nivå men også i EU totalt. Hensikten er å kontrollere at utviklingen er i tråd med målsetningen om 22,1 % kraft fra fornybare energi kilder innen 2010. Konklusjonene fra Kommisjonen skal publiseres hvert annet år, første gang i oktober 2004. Dersom det viser seg at utviklingen ikke går i ønsket retning vil Kommisjonen vurdere obligatoriske målsetninger, og mulig harmonisering av støttesystem.

10.3.3 Oppsummering av hva andre land har rapportert[23]

Finland[24]:

Finland sendte sin første rapport på fornybardirektivet til Kommisjonen 24.01.2003. Rapporten inneholder en bekreftelse på veiledende målsetning slik den ble beregnet i vedlegget til fornybardirektivet[25]. Finland har laget en Nasjonal klima strategi som belyser sammenhengen mellom klima forpliktelser og fornybar energi, det er også utarbeidet en ny tiltaksplan for å fremme fornybare energikilder, men denne var ikke vedtatt da rapporten ble sendt til Kommisjonen. Videre rapporteres det om satsing på teknologiutvikling og økonomiske støttesystemer for fornybar energi, med hovedvekt på energi skatter og investeringsstøtte. Det legges også opp til eliminering av administrative barrierer, informasjonsutveksling og tett samarbeid med EU.
Rapporten inneholder en detaljert oversikt over hvilke energikilder som skal bidra til å nå det nasjonale målet, samt hvor mye hver teknologi skal bidra med i % og TWh. Det er også laget en oversikt over hva dette skal koste for Finland og hvordan dette skal finansieres.

Sverige

Sverige sendte inn sin rapport i oktober 2002. Der de redegjør for sitt nasjonale mål for konsum av kraft produsert fra fornybare energikilder. Målet er satt i økning av antall TWh fra 2002 til 2010. Som virkemiddel/støttesystem rapporterer Sverige om sin elsertifikat-ordning, samt noe ekstra støtte til vindkraft. Rapporten inneholder en oversikt over fornybar kraft produksjon i år 2002 og hvert år frem til 2012, både i TWh og i % av forbruket. Avslutningsvis nevnes det også at det er satt i gang et omfattende utredningsarbeid for å kartlegge potensialet for å bygge ut fornybar kraftproduksjon i Sverige.

Danmark

Danmark sendte sin rapport til Kommisjonen i november 2002. Den inneholder en oversikt over forbruket av fornybar energi i 2001, spesifisert etter teknologi/kilde, samt prosentvis andel. Videre gir den en oversikt over støttesystem for å fremme fornybar energi, også dette spesifisert pr energikilde. Tilslutt blir Danmarks veiledende mål

[23] Per februar 2004

[24] http://www.ktm.fi/index.phtml?menu_id=198&lang=3

[25] Det veiledende målet er basert på Finlands "*Action Plan to Promote renewable energy sources*" fra 1999.

kommentert. Dersom igangsatte tiltak ferdigstilles vil Danmark nå sitt mål om 29% kraft fra fornybare energi kilder innen 2010 allerede i 2005. Den danske regjering utarbeider et nytt beslutningsgrunnlag for oppfyllelse av Danmarks klimaforpliktelser, dette beslutningsnotatet var ikke ferdig da denne rapporten ble sendt, og blir derfor ikke videre kommentert.

10.3.4 Forslag til rapportering for Norge

Det foreslås at det lages en oversikt, i form av en tabell, over all fornybar kraft produksjon i Norge, spesifisert etter kilde/teknologi. Tabellen bør inneholde totalt forbruk av elektrisitet i Norge samt import og eksport, og vise økningen i fornybar kraft produksjon både som prosent av totalt forbruk og i TWh. Dette er data som NVE har tilgjengelig i dag, og det vil derfor være naturlig at NVE tar dette ansvaret. I den samme rapporten skal det beskrives hvordan utviklingen i forbruk av fornybar kraft påvirker utviklingen av de nasjonale klimaforpliktelsene. Som nevnt ovenfor har ikke Norges kraftproduksjon noen direkte effekt på klimautslippene i Norge. Det kan likevel tenkes at den økte produksjonen av fornybar kraft kan få en indirekte virkning på fremtidige klimautslipp idet økningen av fornybar kapasitet blir så stor at behovet for annen ikke-fornybar kraftproduksjon ikke lenger er nødvendig for forsyningssikkerheten. En annen indirekte effekt i klimaregnskapet total sett kan være at Norge selger sitt overskudd av fornybar kraft til land med kullbasert kraftproduksjon og erstatter denne.

Et velfungerende system med opprinnelsesgarantier (se kapittel 10.1) kan benyttes som en database over Norges fornybare kraftproduksjon, et slikt system kan også benyttes til å kontrollere at den samme kraftproduksjonen ikke telles med i flere lands måloppnåelse i henhold til fornybardirektivet dersom det legges til rette for handel med fornybar kraft. Det er viktig å merke seg at et slikt system kun kan fungere hvis det er harmonisert over landegrensene, underlagt troverdige kontroll rutiner og det er enighet om hvilket land som kan inkludere den økte fornybare kraften i sitt fornybar regnskap.

11 Definisjoner av sentrale begreper

Nedenfor følger en liste over definisjoner av sentrale begreper benyttet i rapporten:

Elsertifikat: Sertifikater i det svenske pliktige sertifikatmarkedet. Med et elsertifikat menes et bevis utstedt av staten på at en megawattime (MWh) fornybar el er produsert etter bestemmelsene i lov om elsertifikat

Fornybar kraft/elektrisitet: Kraft/elektrisitet produsert fra fornybare energi kilder. Også kalt RES-E.

Fornybare energikilder: Med fornybar energikilde menes en energikilde som fornyes på naturlig måte. Alle energikilder som ikke er fossil energi eller kjerneenergi. Vannkraft, vindkraft, bioenergi, bølge- og tidevannskraft, solenergi, geotermisk energi (se også kapittel 3.1.1)

Kvoteplikt:: plikten en forbruker har til å per en gitt dato inneha sertifikater i forhold til sitt forbruk av kraft i løpet av det foregående kalenderåret (beregningsåret)

Kvotepliktsavgift: Den avgiften en forbruker må betale for manglende sertifikater i forhold til pålagt kvoteplikt.

Opprinnelsesgarantier: En ordning beskrevet i fornybardirektivets artikkel 5, som har til hensikt å garantere/dokumentere hvilken energikilde kraften stammer fra.

Renewable Energy Certificate System (RECS): Er et initiativ fra deler av den europeiske kraftbransjen, som har som formål å utarbeide et frivillig sertifikatmarked for handel med kraft fra fornybare energikilder

Sertifikatavgift*:* Den avgiften som legges på kraftforbrukerens strømregning, for oppfylt kvoteplikt (se kapittel 4.1).

STEM: Svenske energimyndigheter

12 Referanser

Bye T. (2003): ”Grønne sertifikater – Skjult subsidiering av forurensning”. Økonomisk forum nr. 9 2003.

Bye, Greaker og Rosendahl (2003); ”Grønne sertifikater og læring”. SSB

Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003. Concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC (El direktivet)

Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced form renewable energy sources in the internal electricity market. (Fornybardirektivet)

European Union (1997) White Paper on Renewable Energies. COM (97)599

Econ (2002); ”Praktisk utforming av sertifikatordning for grønn varme”, Econ-rapport 65/02

Enova (2003); Utredning av overgangsordninger til et grønt sertifikatmarked, Notat til OED

Greenstream Network (2004);”Et felles svensk/norsk pliktig sertifikatmarked; Vurderinger av eventuelle markedsvirkninger av ulike kriterier i Norge og Sverige”, Rapport AJ-040223-9420

Institutt for Energiteknikk (1997) ”Enøkpotensialet i industrien 195”, IFE/KR/F-97/246

Joule AS (2002); ”Obligatoriske markeder for grønne sertifikater – Virkemiddelbruken i andre land” av Kjell Kristiansen, Rapport til OED januar 2002.

Joule AS (2002); ”Økonomiske og administrative konsekvenser – Myndighetsoppgaver forbundet med et obligatorisk marked for sertifikater for energiproduksjon fra fornybare energikilder”, av Kjell Kristiansen, rapport til OED Juli 2002.

Norges vassdrags- og energidirektorat (2002) Kraftbalansen i Norge mot 2015. NVE rapport 4/2002.

Olje- og energidepartementet (2003); ”Strategi for økt etablering av små vannkraftverk”.

Regeringens proposition 2002/02:40: ”Elcertifikat för att främja förnybara energikällor”

SNF (2002): ”Sertifikatordning for ”grønn” varme – Prinsipielle og praktiske utfordringer”, SNF rapport nr. 2/2002 av Tom Eldegard

Statens Offentliga Utredningar (2001); ”Handel med elcertifikat – Et nytt sätt att främja el från förnybara energikällor”, SOU 2001/77

Statistisk Sentralbyrå (2002): ”Grønne sertifikater – design og funksjon” SSB rapport nr 2002/11 av Torstein Bye, Ole Jess Olsen og Klaus Skytte

Statkraft SF/EBL: ”Samordning av konsesjonsprosesser og et mulig sertifikatmarked for fornybar energi i Norge”.

Stortingsmelding nr 9 (2002-2003), Om innenlands bruk av naturgass

Stortingsmelding nr 18 (2003-2004); Om forsyningssikkerhet

Vogstad, Kristiansen og Wolfgang ; *Tradeable green certificates: the dynamics of coupled electricity markets”* NTNU

13 Vedlegg

13.1 Handelsmodell for sertifikater

Det følgende er en oversikt over ligningene i sertifikathandelsmodellen som er benyttet i denne rapporten. Modellen beregner en statisk frikonkurranselikevekt for en periode på et år i et kraftmarked som består av to land. Hvert land har 2 produsenter, en som produserer grå kraft og en som produserer kraft basert på fornybare energikilder. Kraft basert på fornybare energikilder gir sertifikater som selges til forbrukere for å dokumentere oppfylt kvoteplikt. Produsentene er representert med profittmaksimerende kraft- og sertifikattilbud, og konsumentene representeres ved nyttemaksimerende kraftetterspørsel. Sertifikatetterspørsel oppstår fra et kvotepliktskrav i form av et TWh-mål. Modellen er formulert i GAMS og løses ved å maksimere samlet produsent og konsumentoverskudd.

Tilbud av kraft

$$X_o^b = A_o^b + B_o^b P$$

$$X_o^b = \sum_{\forall d} X_{od}^b$$

$$X_o^g = A_o^g + B_o^g (P + PS)$$

$$X_o^g = \sum_{\forall d} X_{od}^g$$

Tilbud av sertifikater

$$S_{od} = X_{od}^g$$

Kjøperpris og sertifikatavgift

$$T_o = \frac{\sum_{\forall d} PS * S_{do}}{XD_o}$$

$$PK_o = P + T_o$$

Etterspørsel etter kraft

$$XD_o = A_o^{dem} + B_o^{dem} PK_o$$

Etterspørsel etter sertifikater/kvoteplikt

$$Kvoteplikt_o \leq \sum_{\forall d} S_{do}$$

Likevekt i kraftmarkedet

$$XD_o = \sum_{\forall d} X_{do}^b + \sum_{\forall d} X_{do}^g$$

Variable:

P = Kraftpris

PS = Sertifikatpris

PK_o = Kjøperpris i land (o)
T_o = Sertifikatavgift i land (o)
XD_o = Kraftetterspørsel i land (o)
X_o^b = Grå kraft produsert i land (o)
X_o^g = Grønn kraft produsert i land (o)
X_{od}^b = Grå kraft produsert i land (o) og brukt i land (d).
X_{od}^g = Grønn kraft produsert i land (o) og brukt i land (d).
S_{do} = Sertifikater brukt i land (d) med opprinnelse i land (o)