

Rapport 2004-108

**Konsekvenser av
sertifikatmarked i
Norge**

Konsekvenser av sertifikatmarked i Norge

Utarbeidet for
Olje- og
energidepartementet

Innhold:

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1 INNLEDNING	5
1.1 Oppdraget.....	5
1.2 Et marked for sertifikater for fornybar kraft	5
1.2.1 Sertifikater i Norge	6
1.2.2 Det svenske sertifikatmarkedet	6
1.3 Gjennomføring av analysen.....	7
1.4 Organisering av rapporten.....	8
2 GRUNNFORUTSETNINGER.....	9
2.1 Drivere for etterspørselen.....	9
2.2 Utvikling i produksjonskapasitet	10
2.3 Avgifter og kostnader.....	12
2.4 Handel.....	13
3 TILBUDET AV SERTIFISERBAR KRAFT	15
3.1 Erfaringer fra Sverige	16
3.2 Teoretiske potensialer	16
3.2.1 Vannkraft	16
3.2.2 Vindkraft	17
3.2.3 Fjernvarme	19
3.2.4 Industriell mottrykkskraft og energigjenvinning	20
3.3 Kostnader	21
3.3.1 Kostnadselementer.....	21
3.3.2 Vannkraft	23
3.3.3 Vindkraft	24
3.3.4 Bioenergi.....	26
3.3.5 Energigjenvinning i industrien.....	26
3.3.6 Kostnader over tid	27
3.4 Tilbudskurver.....	27
3.4.1 Tilbudskurver.....	29
4 MARKEDSTILPASNING MED OG UTEN SERTIFIKATER.....	31
4.1 Basisforløp	31
4.2 Innføring av sertifikater i Norge	32
4.2.1 Engrospris på kraft	33
4.2.2 Sertifikatpris.....	35
4.2.3 Sluttbrukerpriser.....	35
4.2.4 Kraftproduksjon og -investeringer.....	37
4.2.5 Kraftbalansen.....	41
4.2.6 Handel med sertifikater	42
4.3 Sensitivitetsanalyser.....	43
4.3.1 Vannkraft over 5 MW ikke sertifiserbar.....	43
4.3.2 Økt kvotepris på CO ₂	45
4.4 Oppsummering.....	46
5 KOSTNADER VED ORDNINGEN	48
5.1 Utvikling i total kostnader ved ordningen pr. år	49

5.1.1	Investeringskostnader og driftskostnader	49
5.1.2	Kostnader til håndtering av sertifikatplikten.....	52
5.2	Utviklingen i kostnader for sluttbrukerne	54
5.3	Produsentoverskudd for ny fornybar kraft.....	55
5.4	Skatteproveny.....	57
VEDLEGG: KRAFTMARKEDSMODELLEN		60

Sammendrag og konklusjoner

Resymé

Hva er de økonomiske konsekvensene av at det innføres et felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater? Vi finner at en stor del av utbyggingen av ny fornybar kapasitet i et felles marked vil skje i Norge, og at Norge vil eksportere sertifikater til Sverige. Sertifikatprisen blir betydelig lavere i et felles marked enn den er i dagens svenske marked. Dette gjelder også i et scenario med høyere ambisjonsnivå for ny fornybar kraft i Norge enn i dag. Dette innebærer også at dagens ambisjonsnivå for ny fornybar kraft i Norge og Sverige kan nås til betydelig lavere kostnader, i størrelsesorden 1-1,5 mrd. NOK/år, i et felles norsk-svensk sertifikatmarked. Sertifikatplikten gir en liten økning i gjennomsnittsprisen til husholdningene. Det årlige utlegget for en norsk gjennomsnittshusholdning er beregnet til mellom 280 og 400 NOK pr. år. Det er stor usikkerhet knyttet til resultatene, noe som først og fremst skyldes grunnleggende usikkerhet om hvor mye fornybar kraft som realistisk kan bygges ut på kort til mellomlang sikt.

Bakgrunn

I forbindelse med behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003) ble det vedtatt at det skulle tas initiativ til et pliktig, fortrinnsvis felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater. Innføringen av et slikt sertifikatmarked er et virkemiddel for å implementere fornybardirektivet som pålegger EU- og EØS-landene å øke andelen av fornybar kraftproduksjon.

Problemstilling

Hovedformålet med analysen som presenteres i denne rapporten er å *beregne de viktigste økonomiske konsekvensene av å innføre et pliktig sertifikatmarked for fornybar elektrisitet i Norge.*

Konklusjoner og tilrådinger

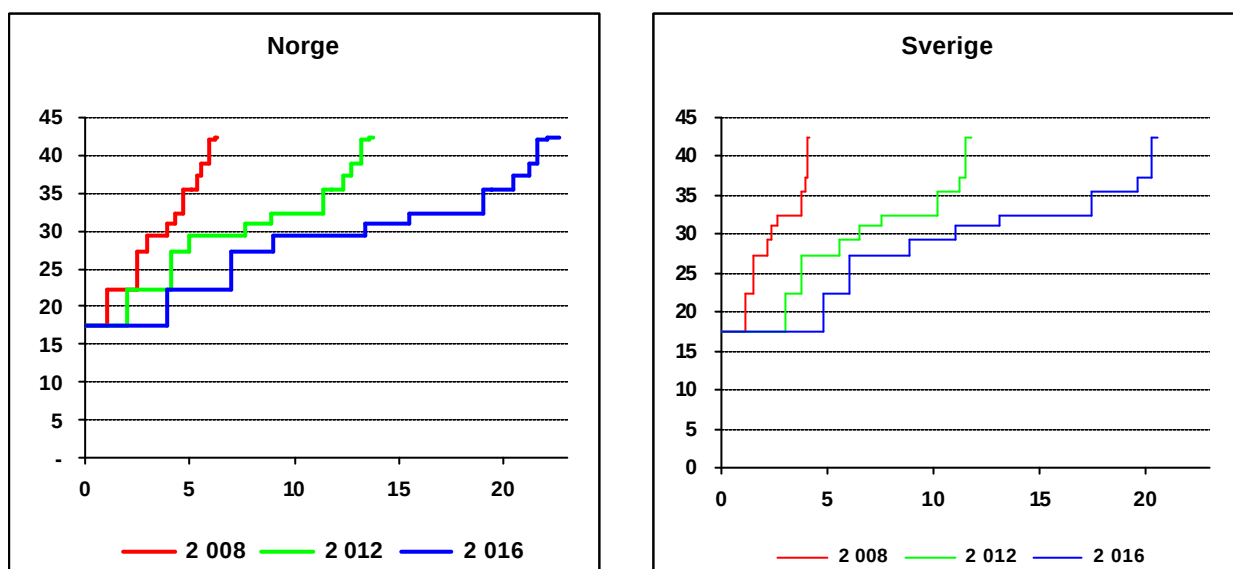
Vi har simulert virkningene av et norsk-svensk marked for grønne sertifikater ved hjelp av ECONs klassiske kraftmarkedsmodell. I tillegg til selve kraftmarkedet, er sertifikatmarkedet modellert. Det er gjort modellsimuleringer for 2006, 2008, 2012 og 2016. To ulike alternativer for et felles sertifikatmarkedet er analysert: Ett tilfelle der sertifikatkravet øker lineært til 8 TWh i 2016 og ett der kravet øker til 12 TWh i 2016. Resultatene er sammenlignet med et basisforløp der dagens støtteordninger og målsettinger videreføres. I alle tilfellene er sertifikatkravet i Sverige det samme, og det samme som ligger til grunn for dagens svenske

sertifikatmarked. Vi har også gjort sensitivitetsanalyser for tilfellet der vannkraft over 5 MW ikke er sertifikatberettiget, og for tilfellet med en høyere CO₂-pris.

Tilbudet av fornybar kraft

Antagelser om tilgangen på ny kapasitet, dvs. den langsiktige tilbudskurven for (ny) kraftproduksjon, er sentral i analysen av både kraftmarkedet og sertifikatmarkedet. I sertifikatmarkedet er etterspørselen gitt som et krav som settes av myndighetene. Vi har imidlertid begrenset informasjon om tilbudssiden. Vi har foretatt en omfattende gjennomgang av analyser og anslag for kostnader og potensialer for ny fornybar kraft i Norge og Sverige for å få en så realistisk representasjon av tilbudskurven som mulig. De tilbudskurvene som ligger til grunn for analysen er vist i figuren under.

Figur 1.1 Tilbudskurver for ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige i 2008, 2012 og 2016.



Konsekvenser i kraftmarkedet

De viktigste markedseffektene av at det innføres et felles sertifikatmarked – sammenlignet med dagens støtteordninger i Norge og et isolert svensk sertifikatmarked – er oppsummert i punktene under.

- *Engrosprisen på kraft reduseres, men bare marginalt.*

Årsaken til dette er ikke sertifikatmarkedet som sådan, men at målsettingen for ny fornybar kraftproduksjon øker, og at den nye produksjonskapasiteten har svært lave marginalkostnader. Effekten på engrosprisen er naturlig nok større jo mer ambisiøs målsettingen er. På lang sikt (etter 2012) blir det i alle tilfeller (vi har analysert) lønnsomt å investere i konvensjonell kraftkapasitet (gasskraft), og prisnivået endres ikke ved innføring av et sertifikatmarked.

- *Sertifikatprisen blir tildels betydelig lavere i et felles marked enn i et isolert svensk marked.*

Det kommer av at det er et stort potensial for relativt rimelig ny fornybar kraft i Norge. Sertifikatprisen blir høyere med høyere sertifikatkrav i Norge, men likevel

lavere enn i tilfellet med sertifikatmarked bare i Sverige. I begge tilfeller faller imidlertid sertifikatprisen utover i perioden. Det kommer av at vi har forutsatt at omfanget av tilgjengelige prosjekter øker etter hvert. De nye prosjektene som blir tilgjengelige for utbyggerne, er ikke dyrere enn de tidligere prosjektene.

- *Sluttbrukerprisene – i de forbrukerkategoriene som ilegges sertifikatplikt – øker i Norge og reduseres i Sverige.*

For norske forbrukere blir sertifikatprisen noe høyere enn reduksjonen i engrospris. Kostnadsøkningen er større utover i perioden og er rundt 1 øre/kWh for et sertifikatkrav på 8 TWh og rundt 2 øre/kWh for et sertifikatkrav på 12 TWh. I Sverige kan sertifikatkravet dekkes til en lavere kostnad når sertifikater produsert i Norge også kan benyttes. For sektorer som ikke er sertifikatpliktige, synker sluttbrukerprisen som følge av lavere engrospris.

- *Norge eksporterer mellom 3 og 4 TWh sertifikater til Sverige hvert år.*

Produksjonen av fornybar kraft i Norge blir 50 til 100 prosent høyere med felles sertifikatmarked enn i basisforløpet. Dette innebærer også at det felles sertifikatmarked styrker *kraftbalansen* i Norge og svekker kraftbalansen noe i Sverige.

Totalkostnader og fordelingsvirkninger

Vi har også beregnet av hvordan fordelingen av kostnader og overskudd endrer seg mellom ulike grupper som følge av at det innføres et felles sertifikatmarked. Resultatet av disse beregningene er oppsummert under:

- *Utleget til kjøp av sertifikater for en gjennomsnittlig husholdningskunde i Norge blir mellom 280 og 400 NOK/år.*

En norsk gjennomsnittshusholdning har et normalt årsforbruk på 20 000 kWh. De refererte utleggene er gjennomsnittlige utlegg pr. år i 2008, 2012 og 2016, og for et sertifikatkrav på henholdsvis 8 og 12 TWh. Dersom Enova-påslaget halveres som følge av sertifikatmarkedet, blir kostnadene for husholdningene bli 100 NOK lavere.

- *Utleget til kjøp av sertifikater for en gjennomsnittlig husholdningskunde i Sverige blir mellom 330 og 460 NOK/år, og reduseres med mellom 160 og 350 NOK/år i forhold til et isolert svensk marked.*

En svensk gjennomsnittshusholdning har et årsforbruk på rundt 13 500 kWh i året. Til gjengjeld er sertifikatkravet høyere i Sverige.

- *Besparelsene for svenske husholdninger er størst når sertifikatkravet i Norge er lavt.*

Det kommer av at sertifikatprisen blir lavere når etterspørselen er lavere. I 2008 reduseres utgiften for husholdningskunder i Sverige med nesten 3 øre/kWh for begge ambisjonsnivåene for det norske sertifikatkravet. For et samlet sertifikatpliktig forbruk på 40 TWh, utgjør det 1,2 mrd. NOK. Resultatet er imidlertid avhengig av at prisen i det isolerte svenske sertifikatmarkedet er høy, noe som er svært usikkert gitt det overskuddet av sertifikater vi har nå. Utgiftene til norske husholdninger øker i det samme tilfellet, men bare med 100 mill. NOK.

- *Målsettingene om fornybar kraftproduksjon kan nås til en betydelig lavere kostnad i et felles sertifikatmarked enn i dagens regime. Vi har beregnet besparelsen til mellom 1 og 1,5 mrd. NOK/år for likt ambisjonsnivå i Norge.*

Det kommer av at sertifikatkravet kan oppfylles til en lavere kostnad ved å bygge ut kapasitet i Norge enn i Sverige, at man får en annen takt i utbyggingen enn det administrerte støtteregetimet tilsier og at flere teknologier og energibærere omfattes av sertifikatregimet enn i det administrerte. Med likt ambisjonsnivå for ny fornybar kraft vil de samlede årlige kostnadene i Norge og Sverige bli 1-1,5 mrd. NOK lavere pr. år fra 2012 sammenlignet med basisforløpet.

- *Dersom vannkraft over 5 MW ikke blir sertifikatberettiget vil 2 til 4 TWh produksjon flyttes fra Norge til Sverige.*

Dette gjelder fra 2012. I 2008 blir virkningen mindre. Norges nettoimport vil øke, og sertifikatprisen vil stige med fra 2,8 til 7,8 øre/kWh fra 2012.

- *Høyere CO₂-kostnad vil gi lavere sertifikatpris.*

Årsaken til det er at engrosprisen stiger slik at mindre sertifikatpris er nødvendig for å utløse ønskede investeringer i ny fornybar kraftproduksjon; Det er summen av sertifikatpris og kraftpris som er relevant for investorene.

Usikkerhet og forbehold

Det er stor usikkerhet knyttet til anslagene for potensialer og kostnader for ny fornybar kapasitet. Den største usikkerheten er knyttet til hvor mye av disse potensialene som lar seg realisere på kort til mellomlang sikt. Vi har f.eks. ikke full oversikt over betydningen av lokal motstand mot utbyggingsprosjekter og hvilke kostnader ved utbedring av flaskehalser en storstilt utbygging av fornybar kraft til kreve. I beregningene har vi vært forsiktige med anslagene for realistisk potensial for vindkraft i Norge. Det er slett ikke utenkelig at dette potensialet kan dobles, særlig på litt sikt. Det vil i så fall føre til lavere sertifikatpriser og en enda større andel kraftproduksjon i Norge.

Videre er det usikkert om markedet vil fungere like effektivt som modellsimuleringene predikerer. For det første er det avgjørende at markedet oppfattes som tilstrekkelig langsiktig og stabilt blant markedsaktørene. For det andre er det avgjørende at konkurransen i markedet fungerer slik at vi får en effektiv prisdannelse. Usikkerhet rundt disse forholdene kan føre til at investorene vil være mer tilbakeholdne med å investere enn modellresultatene indikerer.

1 Innledning

Olje- og Energidepartementet har bedt ECON bedt om å gjøre beregninger av konsekvensene av at det innføres et felles marked for sertifikater i Norge og Sverige.

Sverige innførte et nasjonalt marked for sertifikater, såkalte Elcertifikater, den 1. mai 2003. Ordningen har altså eksistert i mindre enn to år, og erfaringsgrunnlaget er fremdeles begrenset. Samtidig har norske myndigheter besluttet at et norsk marked for sertifikater skal utredes, der man tar sikte på å tre inn i den svenske ordningen, slik at det etableres et felles marked i Norge og Sverige.

1.1 Oppdraget

Hovedformålet med analysen som presenteres i denne rapporten er å *beregne de viktigste økonomiske konsekvensene av å innføre et pliktig sertifikatmarked for fornybar elektrisitet i Norge.*

Herunder skal det gjøres rede for virkningene på

- *Engrosprisen på kraft*
- *Pris til sluttbruker*
- *Kraftbalansen*
- *Kraftproduksjon og handelsbalanse*
- *Sertifikatpris*
- *Totalkostnader ved ordningen og fordeling mellom landene*
- *Skatteproveny*

1.2 Et marked for sertifikater for fornybar kraft

Markeder for grønne sertifikater er introdusert som et markedsbasert virkemiddel for å stimulere til økte investeringer i ny fornybar kraftkapasitet. Kort skissert går et grønt sertifikatmarked ut på at det fastsettes et krav til forbrukerne i markedet om at en viss andel av forbruket skal dekkes av produksjon basert på fornybare energikilder. Forbrukerne må med andre ord kjøpe sertifikater tilsvarende det myndighetspålagte kravet. Det defineres et sett av energikilder og produksjonsteknologier som får rett til å utstede sertifikater. Sertifiserte anlegg

genererer dermed inntekter fra to markeder, engrosmarkedet for kraft og sertifikatmarkedet. I begge markedene bestemmes markedsprisen av tilbud og etterspørsel. Hovedhensikten med ordningen er å få til en mer kostnadseffektiv utbygging av fornybar kraftproduksjon enn i et administrert system.

1.2.1 Sertifikater i Norge

I forbindelse med behandlingen av Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003) ble det vedtatt at det skulle tas initiativ til et pliktig, fortrinnsvis felles norsk-svensk marked for grønne sertifikater. Innføringen av et slikt sertifikatmarked er et virkemiddel for å implementere fornybardirektivet som pålegger EU- og EØS-landene å øke andelen av fornybar kraftproduksjon.

Det er en uttrykt intensjon at et norsk sertifikatmarked skal integreres med det svenske sertifikatmarkedet (se neste avsnitt). Den viktigste grunnen til dette, er bekymring for at et eget norsk marked vil bli for tynt til at prisdannelsen blir effektiv.

Hvilke produsenter som skal tildeles sertifikater er utredet i NVE (2004). Her foreslås det at all ny vannkraft, vindkraft, solenergi, bølge- og tidevannsenergi, bioenergi og energigjenvinning skal tildeles sertifikater. I tillegg foreslås det at etablert fornybar kraftproduksjon som i dag mottar støtte, også inkluderes. I våre beregninger er ikke sertifikatenes varighet kun 10 år, men har varighet lik anleggenes levetid.

Omfanget av sertifikatkravet til norske forbrukere er ikke fastsatt. Det er heller ikke endelig avklart hvilke forbrukerkategorier som skal omfattes av kravet.

1.2.2 Det svenske sertifikatmarkedet

Sverige innførte et sertifikatmarked, det såkalte Elcertifikatmarkedet, den 1. mai 2003 (SOU 2001). I Sverige er all ny vannkraft (også kapasitetsutvidelser av eksisterende vannkraftverk) samt nyetablerte og eksisterende vannkraftverk under 1,5 MW inkludert i ordningen. I tillegg er vindkraft, solenergi, bølgeenergi og geotermisk energi inkludert. Bioenergi inkluderes i sertifikatordningen dersom den kommer innunder de svenske miljøkrav for grønn energi. Det samme gjelder energi fra avfall med biologisk opprinnelse.

Kvotepliktige sektorer i Sverige er husholdninger, næringslivskunder og visse deler av industrien.

En erfaring fra det svenske markedet er betydningen av å lage en langsiktig ordning, som skaper stabile rammebetingelser for investorene (STEM, 2004). Uten langsiktighet er det vanskelig å få noe omfang på nyinvesteringer. Det første året elsertifikater fungerte i Sverige (1. mai 2003 til 30. april 2004) ble det produsert 9,7 TWh, basert på antall utstedte elsertifikat. Dette var mye mer enn det Elcertifikatutredningen forutså (STEM, 2004). Biobrenselbasert produksjon stod for 74 prosent, vannkraft for 18 prosent og vindkraft for 7 prosent av den totale sertifiserte produksjonen.

Til tross for overskudd av sertifikater, har prisen på elsertifikatene i nesten hele perioden ligget på ca. 240 SEK/MWh, kun med unntak av en kortere periode

våren 2004. Sertifikatplikten medførte en kostnadsøkning på ca. 3 SEKøre/kWh for konsumentene i 2003/04. Kun 49 prosent av det konsumentene har betalt har gått til fornybar elproduksjon. Resten har gått til moms, transaksjonsavgifter og kvotepliktsavgift.

1.3 Gjennomføring av analysen

Beregningene tar utgangspunkt i et basisforløp som reflekterer dagens støtteordninger til fornybar kraft i Norge og Sverige, dvs. Enovas målsettinger og virkemidler, og det svenske sertifikatmarkedet. Det stilles så opp to alternativer for det felles sertifikatmarkedet som begge reflekterer et økt ambisjonsnivå for fornybar kraft sammenlignet med i dag. De to alternativene vi har undersøkt, setter et mål på henholdsvis 8 og 12 TWh fornybar kraft i Norge, jf. NVEs rapport om grønne sertifikater (NVE, 2004).

Beregningene er gjort ved hjelp av modellsimuleringer i ECONs kraftmarkedsmodell. Modellsimuleringene er gjort for 2006, 2008, 2012 og 2016. For hvert av disse årene finner vi tilpasningen i det nordiske kraftmarkedet og i det norsk-svenske sertifikatmarkedet simultant.

Den største utfordringen i modellarbeidet har vært å få en god og realistisk beskrivelse av tilbudskurven for ny fornybar kraft. Informasjonen som trengs for å konstruere realistiske tilbudskurver er mangelfull. Vi har derfor gjort et omfattende arbeid for å kartlegge og vurdere de data som foreligger fra ulike kilder. I tillegg til å ta hensyn til hva som er de tekniske og økonomiske potensialene innenfor ulike fornybare energikilder på lang sikt, har vi forsøkt å anslå hvor mye som realistisk kan bygges ut innenfor de kortere perspektivene som våre modellberegninger relaterer seg til. Årsaken til at vi har foretatt slike anslag er at det på kort sikt ikke vil være kostnaden ved utbygging som vil være utslagsgivende for investering. Det er andre faktorer som spiller inn, som for eksempel offentlige saksbehandlingstider, lokal motstand mot utbygging og fysisk byggetid. Det innebærer at det er stor usikkerhet omkring disse anslagene, noe man bør ha i mente når man vurderer resultatene.

I tillegg er det gjort sensitivitetsberegninger av effektene av markedet dersom det settes krav om at bare vannkraftanlegg inntil 5 MW opptjener sertifikater, og dersom kvoteprisen for CO₂ fordobles i forhold til det vi har antatt i basisforløpet.

ECON har også gjennomført et forskningsprosjekt for EBL og NFR om konsekvensene av et sertifikatmarked.¹ Analysen som presenteres i denne rapporten skiller seg fra dette arbeidet bl.a. ved at vi har gjort en ny gjennomgang og oppdatering av tilbudskurvene for ny fornybar kraft basert på nye data, og at vi har gjort beregninger av andre scenarier for sertifikatmarkedet. Basisforløpet er også oppdatert i forhold til siste tilgjengelige informasjon og nye vurderinger på basis av dette.

¹ Sluttrapporten fra forskningsprosjektet "Byrdefordeling i klimapolitikken" ferdigstilles rundt årsskifte 2004/2005.

1.4 Organisering av rapporten

Rapporten er organisert på følgende måte: I kapittel 2 gjør vi nærmere rede for hvilke forutsetninger vi har lagt til grunn for utviklingen i kraftmarkedet generelt. I kapittel 3 dokumenterer vi gjennomgangen av potensialer og kostnader for fornybar kraftproduksjon og hvordan vi har kommet frem til de tilbudskurvene vi bruker i modellberegningene. I kapittel 4 gjør vi rede for resultatene av modellsimuleringene. Kapittel 5 drøfter og gir anslag for de samlede kostnadene ved ordningen, herunder fordelingen mellom land.

2 Grunnforutsetninger

For å simulere virkninger på kraftmarkedet av et norsk/svensk sertifikatmarked benytter vi ECONs modell for det Nord-Europeiske kraftmarkedet. Den tekniske utformingen av modellen er nærmere beskrevet i Vedlegg 1.

Først beskrives et referanseforløp, hvor vi har antatt at det svenske sertifikatmarkedet forlenges frem mot 2016. I Norge satses det videre på ny fornybar kraftproduksjon, og ambisjonene frem mot 2012 øker i samme takt mot 2016.

2.1 Drivere for etterspørselen

Sammen med prisutviklingen, er den underliggende veksten i økonomien den viktigste drivkraft for endringer i kraftetterspørselen i alminnelig forsyning. Forventet BNP-vekst i de nordiske land er basert på offisielle anslag og ECONs egne prognoser, og er presentert i Tabell 2.1 under. Vi antar at etterspørselsutviklingen i husholdningene avhenger av utviklingen i privat disponibel inntekt, mens utviklingen i alminnelig industri, servicenæringen og kjelmarkedet drives av utviklingen i BNP.

Tabell 2.1 Årlig vekst i BNP.

	<i>Norge</i>	<i>Sverige</i>	<i>Finland</i>	<i>Danmark</i>	<i>Tyskland</i>	<i>Nederland</i>	<i>Polen</i>
2004	3,0 %	3,2 %	3,0 %	2,0 %	1,5 %	1,2 %	4,7 %
2005	2,7 %	3,0 %	3,3 %	2,3 %	2,3 %	2,1 %	4,5 %
2006	2,4 %	2,5 %	2,7 %	2,2 %	2,3 %	2,5 %	4,0 %
2007	2,3 %	2,3 %	2,5 %	2,0 %	2,0 %	2,5 %	3,8 %
2008- 2016	2,5 %	2,3 %	2,5 %	2,0 %	1,8 %	2,5 %	3,5 %

Kilde: SSB og ECON

Inntektselastisitetene i neste tabell er beregnet av ECON.

Tabell 2.2 *Inntektselastisiteter.*

	<i>Norge</i>	<i>Sverige</i>
Husholdninger	0,4	0,4
Service	0,6	0,6
Kjelmarkedet	1,2	1,0
Industri	0,6	0,6

Kilde: ECON

Kraftforbruket i kraftintensiv industri (KII) er eksogent bestemt fordi aktiviteten i disse industriene i større grad er drevet av utviklingen i verdensmarkedet enn av innenlands økonomisk vekst. Prognosen for forbruket i KII er basert på en gjennomgang av utsiktene i verdensmarkedet og planer for industriproduksjon i Norge, Sverige og Finland.

I 2004 har vi hatt en forholdsvis kraftig vekst i KII, spesielt i Norge. Det har sammenheng med kapasitetsutvidelser. På lengre sikt antar vi at Hydro Aluminiums vedtak om ikke å bygge om de gamle Søderberg-ovnene, frigjør etter hvert til sammen 3,3 TWh energi. I Sverige og Finland forventer vi vekst i KII ved at ledig produksjonskapasitet blir tatt i bruk. På lengre sikt antar vi en årlig produksjonsvekst på 2 prosent i alle land. I modellanalysen er det tatt høyde for en viss effektivisering i elektrisitetsforbruket, slik at veksten i kraftforbruket er mindre enn veksten i produksjonen.

Sluttbrukerpriser

I tillegg til den klare positive sammenhengen mellom vekstanslag og kraftforbruk, spiller det en viktig rolle hvordan kraftprisene til sluttforbrukerne utvikler seg. Vi har forutsatt små endringer i nettariffer, handelsmarginer og moms. Sammenhengen mellom endringer i sluttbrukerpris og forbruk ivaretas i modellen av et sett med priselastisiteter. Sammenhengene bygger på elastisiteter som er beregnet av ECON og SSB:

Tabell 2.3 *Priselastisiteter.*

	<i>Norge</i>	<i>Sverige</i>
Husholdninger	-0,4	-0,4
Service	-0,3	-0,5
Kjelmarkedet	-0,8	-0,8
Industri	-0,6	-0,3

Kilde: ECON

2.2 Utvikling i produksjonskapasitet

Når det gjelder utvikling i produksjonskapasitet legger vi i utgangspunktet inn utvidelser som allerede er planlagt, og/eller som vi anser for sannsynlige. Det samme gjelder utfasing av kapasitet. Disse eksogene kapasitetsendringene er punktviss sammenfattet pr. land:

Norge

- *Vannkraft.* Produksjonen i et normalår øker med 0,6 TWh til 2006, 2,6 TWh i 2012 og 3,7 TWh i 2016.
- *Vindkraft.* Myndighetenes mål om 3 TWh vindkraft nås i 2010. Vi forventer 0,8 TWh i 2006, 2,1 TWh i 2008 og 4,0 TWh i 2012. Produksjonen øker videre til 5,9 TWh i 2016.
- *Gasskraft.* Nye gasskraftverk legges inn i den grad prisutviklingen tilsier at det er lønnsomt.

Sverige

- *Kjernekraft.* I henhold til politiske signaler den senere tid antar vi at Barsebäck 2 (600 MW) blir stengt før 2006. Resterende kjernekraft opprettholdes til 2012. Årsproduksjonen i disse verkene forventes å øke med 6 TWh (850 MW) fra 2004 til 2012. Produksjonsøkningen kommer som følge av investeringer i eksisterende verk. Mellom 2012 og 2016 stenges Oscarshavn 1 (500 MW) og Ringhals 1 (835 MW) i henhold til planene om å fase ut svensk kjernekraft.
- *Annen termisk.* Eksisterende kapasitet som i dag er basert på fossile brenslers beholdes. Sertifikatmarkedet fører imidlertid til konvertering til biobasert brensel.
- *Fornybar kraftproduksjon.* Det investeres i ny fornybar kraft i den grad sertifikat- og kraftprisene gjør det lønnsomt fra 2008. I 2006 forutsetter vi (eksogent) etablert 100 MW ny vindkraft, 50 MW ny vannkraft, 140 MW ny el fra fjernvarme og 103 MW ny el fra industriell kraftvarme.

Danmark

- *Vind offshore.* I henhold til eksisterende planer og politiske signaler vil totalt fem offshore vindparker med en samlet kapasitet på 918 MW blir installert før 2012, tre på Jylland og to på Sjælland. Frem mot 2016 kommer det på plass ytterligere 200 MW på Sjælland.
- *Vind på land.* Kapasiteten i vindkraft på land øker frem til 2012 med 40 MW på Sjælland og 410 MW på Jylland som følge av støtte til erstatning av eldre små møller med nye større møller. Deretter vil det være en beskjedent utbygging på land.

Finland

- *Vannkraft.* Det vil foretas gradvise (mindre) kapasitetsutvidelser i vannkraftverkene.
- *Kraftvarme.* Kapasiteten øker både i fjernvarmesystemet og i industrien. Industriell kraftvarme øker i takt med kapasitetsutvidelser i industrien, slik at andelen egenproduksjon holder seg på dagens nivå, som er på om lag 30 prosent.
- *Kjernekraft.* Et femte kjernekraftverk blir bygget mellom 2008 og 2012, med en kapasitet på 1 600 MW.

Tyskland

- *Kjernekraft.* Kjernekraften fases ut i henhold til atomkompromisset. Det innebærer at kjernekraftkapasiteten blir redusert fra rundt 20 000 MW i 2004 til ca. 14 000 MW i 2012.
- *Kullkraft.* Eldre kullkraftverk fases ut og det bygges 2-3 nye brunkullverk. Netto forsvinner 8 000 MW kullkraftkapasitet fra 2004 til 2012.
- *Fornybart.* Av fornybar el har vi antatt at det kommer (netto) 600 MW ny kraftvarme og 12 300 MW ny vindkraft frem til 2012.
- *Spisslast.* Gammel oljefyrt spisslast vil bli skrotet, men vi antar at ny gassfyrt spisslast kommer inn i den grad det er lønnsomt, dvs. når topplastprisene kommer opp i 70-80 øre/kWh.
- *Gasskraft.* Nye gasskraftverk legges inn i den grad prisutviklingen tilsier at det er lønnsomt.

2.3 Avgifter og kostnader

Produksjonsavgifter

Et felles kvotemarked for CO₂ blir innført i EU fra og med 2005. Vi forventer at Norge slutter seg til dette kvotemarkedet, og antar at vi får en felles kvotepris i EU og Norge på 20 NOK pr. tonn i 2006, stigende til 50 NOK pr. tonn f.o.m. 2008. Økningen har sammenheng med at vi går inn i den forpliktende Kyoto-perioden (2008 til 2012) hvor kvotekravene og –prisene forventes å stige.

Vi forventer at CO₂-kvoteregimet i Danmark og gasskatten i Tyskland avløses av den felles kvoteprisen på CO₂ -utslipp.

Nye gasskraftverk antas å få tildelt gratiskvoter tilsvarende 60 prosent av normale årlige utslipp med utgangspunkt i 58 prosent virkningsgrad og 7500 timer driftstid pr. år. Gratiskvoter vil ikke påvirke gasskraftverkenes driftsbeslutning siden kvoteprisen vil være en alternativkostnad for CO₂-utslipp uavhengig av hvor mye kraft som produseres. Investeringsbeslutningen derimot, vil bli påvirket av antall gratiskvoter, siden denne "gaven" utgjør en inntektsstrøm uavhengig av hvor mye kraft som produseres.

Brenselspriser

Brenselsprisene vil i ulik grad påvirke kraftmarkedet. Oljeprisen er i seg selv ikke spesielt viktig, bortsett fra i kjelmarkedet hvor olje som oftest er det alternative brenselet. Kullprisen er svært viktig for kraftprisen, siden det som regel er kullkraft som produserer på marginen og dermed er prissettende. Gassprisen er avgjørende for likevektsprisen på lang sikt, siden vi antar at det er gasskraft som er rimeligst produksjonsteknologi.

- *Oljeprisen* antas å svinge rundt et langsiktig nivå på 25 \$/fat. Det relativt høye prisnivået har sammenheng med en forventet lav dollarkurs i årene fremover.
- *Kullprisen* faller gradvis fra dagens nivå på 75 \$/tonn til et langsiktig normalnivå på 40 \$/tonn i 2008. Denne prisutviklingen er i overensstemmelse med terminprisene i kullmarkedet frem til 2007.

- Gassprisen i Zeebrugge er anslått til 90 øre/sm³, som tilsvarer ca 3,5 \$/BTU (British Terminal Units), eller 8,3 øre/kWh.

Kostnader for ny gasskraft

Gasskraftverk i Norge betaler prisen i Zeebrugge *minus* transportkostnaden fra terminal i Norge til Zeebrugge. Vi forutsetter at transportkostnaden reduseres noe, og kommer ned i 10 øre/sm³ fra 2008 og utover. I de andre landene blir gasskostnaden høyere fordi de må betale Zeebrugge-pris *pluss* transportkostnad. Tabellen under viser den antatte prisen for gass levert kraftverk i de ulike landene. Tabell 2.4 viser kostnadene for gasskraftverk i de nordiske landene.

Tabell 2.4 *Fulle kostnader for CCGT i de nordiske landene med en CO₂-avgift på NOK 50/tonn. NOK øre/kWh hvis ikke annet er angitt.*

	Norge	Sverige	Danmark	Finland
Gasspris øre/sm ³	80	129	129	95
Brenselkostnader	13,1	21,1	21,1	15,5
Andre variable kostnader	2,0	2,0	2,0	2,0
Faste kostnader	7,8	7,8	7,8	7,8
Fulle kostnader	22,9	30,9	30,9	25,3

Kilde: ECON

Gassprisen forklarer forskjellene i brenselkostnad mellom landene. Vi antar at verkene har en virkningsgrad på 58 prosent. Det langsiktige kraftprinsnivået er i tillegg til gassprisene avhengig av andre kostnader for gasskraft som ikke forventes å variere mellom landene. Andre variable kostnader (enn gass) utgjør til sammen 2,0 øre/kWh. Det inkluderer variable driftsavhengige kostnader på 1,5 øre/kWh og en gjennomsnittlige CO₂-kostnad på 0,5 øre/kWh. En CO₂-pris på 50 NOK/tonn tilsvarer 1,7 øre/kWh på marginen, men vi antar at anleggene får tildelt 70 prosent gratiskvoter, noe som gir gjennomsnittlige CO₂-kostnader på om lag 0,5 øre/kWh.

Faste driftsavhengige kostnader utgjør 1 øre/kWh, og inkluderer bl.a. innmatingsavgift. Kapitalkostnaden er beregnet med utgangspunkt i en investeringskostnad på USD 600/kW, et avkastningskrav på 10 prosent (reelt før skatt), 2 års byggeperiode, en tilbakebetalingstid på 20 år og 7500 timer driftstid/år. Vi har regnet med en dollarkurs på 7,0 NOK. Disse forutsetningene gir en kapitalkostnad på 6,8 øre/kWh, slik at summen av faste kostnader blir 7,8 øre/kWh.

2.4 Handel

Overføringskapasitet i Norden

Planlagte utvidelser av overføringskapasiteten innen Norden gjennomføres. Noe vil være på plass i 2005, men hovedtyngden kommer på plass mellom 2008 og 2012, når Nordels fem prioriterte snitt blir forsterket². Dette inkluderer:

² I Nordel har man vurdert behovet for å forsterke sentralnettet i Norden. Tidligere har organisasjonen rangert prosjekter etter samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Høsten 2004 ble det i stede foreslått å gjennomføre en pakke av forsterkninger, siden prosjektene påvirker hverandre gjensidig.

- Ny Skagerrak 4 (Norge – Jylland) 600 MW
- Storebæltkabel (Sjælland – Jylland) 600 MW
- Nea Järpeströmmen (Norge – Sverige) 500 MW
- Ny Fennoskan (Sverige – Finland) 600 MW
- Forsterkning av Snitt 4 (internt i Syd-Sverige)

Handel med omverden

Handelen med Kontinentet forutsettes å bli mer effektiv enn i dag, men det kreves fortsatt en viss prisforskjell før handel utløses.

Importen fra Russland til Finland antas å ligge på 11 TWh pr. år i hele perioden. Vi forutsetter også at det blir bygd en kabel på 350 MW mellom Finland og Estland før 2008. Det er stor overkapasitet i Baltikum, og vi antar derfor at det vil være full import over kabelen i hvert fall de første årene. Vi forventer at NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland vil være på plass i løpet av 2008.

3 Tilbudet av sertifiserbar kraft

Det er helt avgjørende for kvaliteten av konsekvensberegningene at vi har en så god og realistisk representasjon av tilbudet av ny fornybar kraft som mulig. For å estimere tilbudskurven for ulike teknologier og land trenger vi anslag for potensialer og kostnader. Datagrunnlaget når det gjelder både potensialer og kostnader er ganske omfattende, men også mangelfullt, og må baseres på ulike kilder som tar ulike utgangspunkt og legger ulike metoder til grunn for sine anslag.

Særlig er de teoretiske, fysiske potensialene for vindkraft og små vannkraftverk enorme, men det er samtidig vanskelig å få grep om hva som vil være et realistisk potesial for utbygging i overskuelig framtid. Vi har benyttet en fremgangsmåte der vi først ser på de teoretiske potensialene som er anslått i ulike kilder, se avsnitt 3.1. I avsnitt 3.2 går vi gjennom kostnadselementer og –anslag. I denne analysen skal vi beregne investeringer i markedet på relativt kort sikt, dvs. i perioden 2006 til 2016. Det er urealistisk at det kan komme inn nyinvesteringer i markedet i 2006 som ikke allerede er konsesjonsbehandlet og byggingen påbegynt. Tilsvarende vil det være begrenset hvor mange prosjekter som kan planlegges, konsesjonsbehandles, besluttes og bygges innen 2008. På noe lenger sikt er det imidlertid realistisk at en større del av potensialet kan realiseres dersom investorene finner det lønnsomt. Ut fra slike resonnementer og på basis av anslagene for potensialer og kostnader, estimerer vi realistiske tilbudskurver for ny fornybar kraft i Norge og Sverige i avsnitt 3.3.

I forbindelse med dette prosjektet har vi gått nøye gjennom de viktigste kategoriene av fornybar kraftproduksjon for et eventuelt felles sertifikatmarked i Norge og Sverige. Dette kapitlet omhandler dermed kapasitet og kostnader i Norge og Sverige for:

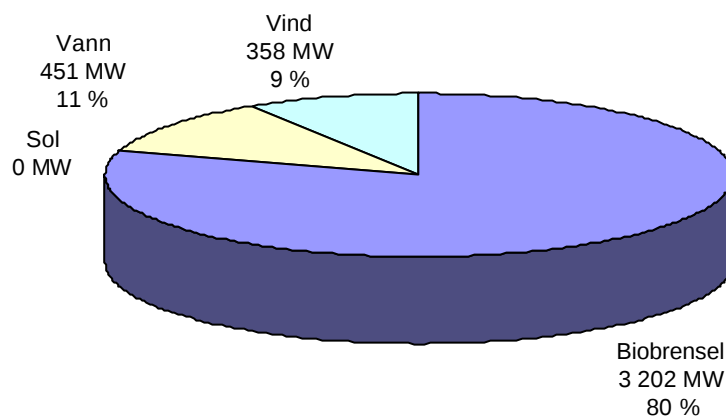
- Vannkraft
- Vindkraft
- Fjernvarme
- Industriell mottrykkskraft
- Energigjenvinning fra prosessindustrien

Også andre land og teknologier ligger inne i modellen, men vil ikke bli gjennomgått her.

3.1 Erfaringer fra Sverige

Erfaringene fra det svenske sertifikatmarkedet viser at det tar tid å utløse nye investeringer i fornybar kraft. Hoveddelen av sertifikatene er utstedt til produksjonskapasitet som var i drift før sertifikatmarkedet ble innført. I tillegg er noe sertifikater utstedt til produksjon hvor det har vært brenselsbytte fra fossile brenslers til biobrensel. Det er således tilført lite ny kraft til markedet totalt sett. Til nå er det i hovedsak biobrensel som har fått tildelt sertifikater, jf. figur 3.1.

*Figur 3.1 Teknologier som har fått tildelt elsertifikater i Sverige.
Fordeling pr. 1. september 2004*



Det er i og for seg en fornuftig tilpasning vi har sett i det svenske markedet; de tiltakene som er utløst, er de billigste tiltakene for produsentene. Det som vil være avgjørende for om ordningen blir vellykket, er om man oppnår nyinvesteringer fremover. De aktørene innen biobasert kraftproduksjon som vi har vært i kontakt med, rapporterer at det ikke er planlagt nyinvesteringer, noe som er mer bekymringsfullt. Årsaken aktørene oppgir for de manglende investeringsbeslutningene er at det til nå har vært en for kort tidshorisont på elsertifikatordningen (2010) til å kunne gi tilstrekkelig grunnlag for investeringer. Det er imidlertid grunn til å tro at tidshorisonten vil bli forlenget (STEM 2004).

3.2 Teoretiske potensialer

3.2.1 Vannkraft

Vannkraftpotensialet deles her i to kategorier, store og små kraftverk. Norge og Sverige har litt ulik definisjon av disse kategoriene. Norge opererer med en kategori for større vannkraftverk som er identifisert gjennom Samlet plan. Kategorien innbefatter verk fra 1 MW og oppover. Den andre kategorien er småskala vannkraft, for anlegg mellom 50 kW og 5 MW – som ikke er inkludert i Samlet plan eller vernet. Sverige skiller mellom verk som er større eller mindre enn 1,5 MW.

Vannkraftpotensialet i både Norge og Sverige er allerede i større eller mindre grad utnyttet. I Norge er vannkraftproduksjonen i hovedsak konsentrert i større verk. Utnyttelsen av mindre vassdrag er ikke utbredt i Norge pr. i dag. I Sverige er det

også mange store verk, spesielt i nord, men i tillegg er også en del av de mindre vassdragene utnyttet. Vannkraftproduksjonen i Sverige er i større grad basert på elvekraft enn i Norge.

Norge

I NVE (2004) er det gjort en estimering av de gjenstående vannkraftressursene i Norge fordelt på små og store kraftverk. Basert på årelang kartlegging har NVE svært gode tall for ressursene i Samlet plan. Gjenstående ressurser inkluderer både bygging av nye verk og opprusting og utvidelse av eksisterende anlegg. Til sammen er det teknisk/økonomiske potensialet ca. 30 TWh for kraft omfattet av Samlet plan. Til fratrekk kommer sannsynligvis 6-7 TWh som i dag ligger i Stortinget med forslag om verving. ECON anslår derfor potensialet for prosjekter i samlet plan til å være ca. 23 TWh.

Småskala vannkraft er, som tidligere nevnt i mindre grad utnyttet i Norge. Basert på et kartleggingsprosjekt som er i gang, anslår NVE (2004) at potensialet for utnyttelsen av disse ressursene er stort; ca. 52 TWh, dersom vi tar med potensialet som er realiserbart til en kostnad på under 45 øre/kWh.

Sverige

I 1993 ble det gjenstående potensialet for vannkraftanlegg større enn 1,5 MW i Sverige (fratrasket ikke-økonomiske tilgjengelige ressurser og vernede ressurser) anslått til ca. 5 TWh, ifølge SOU (2001). I tillegg til dette potensialet kommer et begrenset potensial som følge av effektivisering av eksisterende anlegg. Dette anslås til ca. 1 TWh. Til sammen er det altså ca. 6 TWh som et realistisk potensial i større vannkraftanlegg frem mot 2016.

Når det gjelder vannkraftanlegg som er mindre enn 1,5 MW, anslår SOU (2001) potensialet til å være om lag 1 TWh ved å gjenåpne de ca. 2500 mindre anleggene som er ute av drift. Potensialet for nye små kraftverk i store og små vassdrag er anslått til 1,5 TWh. Til sammen er det altså mulig å utnytte ca. 2,5 TWh fra små vannkraftverk i Sverige.

3.2.2 Vindkraft

Norge

I Norge har NVE (Hofstad, 2003) analysert *fysisk potensial* for vindkraft langs norskekysten. Fysisk vindkraftpotensial i områder med større gjennomsnittlig vindhastighet enn 6 m/s er beregnet til 1121 TWh.³ I dette anslaget er det kun tatt med områder som har et areal på minst 1 km². Dersom vi avgrenser oss til områder med høyere vindhastigheter, blir potensialet henholdsvis 820 TWh i områder med over 7 m/s i gjennomsnitt, 380 TWh i områder med over 8 m/s og 105 TWh i områder med over 9 m/s.

Det teoretiske potensialet er med andre ord nærmest ubegrenset. For vårt formål er imidlertid nytten av disse tallene begrenset. Det er flere årsaker til det. For det første vil slike beregninger overdrive vindressursene fordi de ikke tar tilstrekkelig

³ Gitt en tetthet på vindturbiner på 15 MW pr km².

hensyn til "ruhet" i landskapet som reduserer vindhastigheten. Dessuten er det store arealer som er regulert til annen bruk, og som ikke kan settes av til vindkraftproduksjon.

For å få et mer detaljert bilde av potensialet har NVE gjennomført en dybdeundersøkelse i Sør-Trøndelag, og forsøkt å kartlegge et realistisk *økonomisk vindkraftpotensial*. En rekke områder er utelatt:

- Kuperte områder
- Bratt terreng
- Innsjøer og kystlinje
- Minsteavstand til tettsted på 1000 meter
- Minsteavstand til boliger på 600 meter

Dette siste reduserer potensialet betraktelig. Ekspropriasjon av boliger kan imidlertid øke potensialet tilsvarende. Med en antatt utbyggingskostnad på 120 mill. NOK/km², vil ekspropriasjonskostnadene være ubetydelige i gravgrendte strøk.

Basert på disse (relativt strenge) kriteriene er potensialet i Sør-Trøndelag som vist i tabell 3.1.

Tabell 3.1 Fysisk og økonomisk vindkraftpotensial i Sør-Trøndelag

<i>Minimum middelvind</i>	<i>Fysisk potensial, TWh/år</i>	<i>Økonomisk potensial, TWh/år</i>
9,0 m/s	9,8	na
8,0 m/s	47,2	9,9
7,5 m/s	na	15,5
7,0 m/s	90,5	17,0

Kilde: Hofstad (2003)

Dersom vi antar en lik sammenheng mellom økonomisk og fysisk potensial i resten av Norge, dvs. ca. 20 prosent, innebærer det et økonomisk potensial som vist i Tabell 3.2.

Tabell 3.2 Fysisk og beregnet økonomisk vindkraftpotensial langs norskekysten

<i>Minimum middelvind</i>	<i>Fysisk potensial, TWh/år</i>	<i>Økonomisk potensial, TWh/år</i>
Over 9,0 m/s	105	21
8,0 til 8,9 m/s	380	76
7,0 til 7,9 m/s	820	164
6,0 til 6,9 m/s	1121	224

Kilde: ECON

Disse beregningene tar ikke hensyn til begrensninger i overføringsnettet som kan variere fra område til område. F.eks. er det begrenset hvor mye som kan bygges ut i Finnmark før det er nødvendig med milliardinvesteringer i sentralnettet. Tabell

3.3 viser anslag på potensialet i ulike vindintervaller i hele Norge dersom vi på bakgrunn av nettbegrensninger reduserer mulig potensial i Finnmark til 0,8 TWh, og i tillegg utelater områder med gjennomsnittlig vindhastighet under 7,0 m/s. Begrunnelsen for det siste er at det ikke vil være naturlig å bygge ut vannkraft i områder med relativt lite vind siden det finnes så store potensialer i områder med bedre vindressurser.

Tabell 3.3 Fysisk og beregnet økonomisk vindkraftpotensial langs norskekysten i ulike vindintervaller. Potensial i Finnmark er redusert til 0,8 TWh.

<i>Minimum middelvind</i>	<i>Fysisk potensial, TWh/år</i>	<i>Økonomisk potensial, TWh/år</i>
Over 9,0 m/s	76	15
8,0 til 8,9 m/s	154	31
7,0 til 7,9 m/s	310	62
Samlet	540	108

Kilde: ECON

Vi antar at det ikke vil bli bygd ut offshore vindkraft i Norge. Det er flere årsaker til dette; en årsak er at vind offshore er avhengig av grunne havområder, noe det ikke er mange av utenfor kysten vår. I de områdene hvor det er grunt nok, vil investorene likevel foretrekke å investere på land på grunn av de høye kostnadene til både bygging av selve møllen og tilknytningskostnadene til nettet.

Sverige

Vindressursene i Sverige er begrenset sammenlignet med de norske. Det er flere årsaker til det. For det første er det kun langs syd- og vestkysten det blåser like mye som langs norskekysten. For det andre er det atskillig tettere bebyggelse i områder med mye vind i Sverige enn i Norge. Det er derfor vanskelig å se for seg store potensialer for vindkraft på land i Sverige.

I SOU (1988) ble vindkraftpotensialet på land beregnet til 3-7 TWh, mens potensialet offshore ble beregnet til 22 TWh.

26. oktober 2004 presenterte Energimyndigheten i Sverige (STEM) sine vurderinger av hvor det vil være gunstig å plassere vindkraftparker i årene fremover. De fleste områdene er offshore i Syd-Sverige. Til sammen antar STEM det er realistisk å bygge ut 5 TWh. Dette er betydelig lavere sammenlignet med tidligere anslag, selv om tallene ikke nødvendigvis er sammenlignbare. Vi har fått tilgang til foreløpige upubliserte vindkart for Syd-Sverige. De viser at gjennomsnittlig vindhastighet langs kysten er i området 8,0 til 8,5 m/s. På land er middelvinden med få unntak under 7,5 m/s.

På basis av dette anslår vi at det realiserbare potensialet for vindkraft i Sverige på lang sikt er 3 TWh på land og 10 TWh offshore.

3.2.3 Fjernvarme

Biobrensel blir primært benyttet til å produsere varme med kraft som et "biprodukt", ifølge NVE (2004). Mulighetene til å utnytte bioenergi til ren

kraftproduksjon (kondensverk) begrenses i hovedsak av høye kostnader. Kostnadene kommer vi nærmere inn på i avsnitt 3.3.4.

Norge

Potensialet for kraftproduksjon basert på fjernvarme er relativt beskjedent i Norge. I følge Jørgensen (2004) er mulighetsområdet for ny kraft fra fjernvarme begrenset oppad til 45 GWh/år frem mot 2010.

Sverige

I Sverige er det langt større produksjon av elektrisitet fra fjernvarmeanlegg enn i Norge. I 2000 ble det produsert 4,2 TWh el fra slike anlegg i Sverige, men bare 20 prosent eller 0,8 TWh av denne produksjonen var basert på bioenergi.

Det er mulig å øke biobasert kraftproduksjon i fjernvarmesektoren på både kort og lang sikt. På kort sikt kan anleggene både bytte brenselstype og øke utnyttelsestiden. Bytte av brensel gir økt produksjon av el som er sertifikatberettiget, men ikke økt kraftproduksjon totalt sett. I forhold til gass, gir biomasse mindre kraftproduksjon for et gitt varmeunderlag. Økt utnyttelsestid bidrar også til økt kraftproduksjon. Ved konvertering fra fossile brensel til bio-brensel har bransjen estimert et potensial på ca. 1,5 TWh per år. Tiden anleggene brukes til å produsere el kan også i mange tilfeller økes. Ved å legge brenselsblandingen (fossil/bio) fra 2000 til grunn, har bransjen estimert at anleggene kan brukes til å øke kraftproduksjonen med 0,5 TWh årlig. Tall fra Sverige tyder på at potensialet som ligger i konvertering av innsatsfaktor og økt utnyttelsesgrad allerede til dels er tatt ut (se Figur 3.1).

På lengre sikt kan det komme en økning i kraftproduksjonen, men en slik økning vil være avhengig av behovet for mer varme. En langsiktig økning i elkraftproduksjonen fra kraftvarmeanlegg vil være avhengig av investorenes forventninger om sum av pris på el og sertifikatpris. Hvor mye el som kan produseres i nye anlegg vil også være avhengig av anleggenes alfaverdi (forholdet mellom hvor stor andel av brennstoffet som brukes til varme og andelen som brukes til kraftproduksjon).

Basert på en gjennomgang av potensialet i SOU (2001) har vi i våre beregninger lagt til grunn et potensial på 0,5 TWh ved å øke brukstiden for fjernvarme, og 2,0 TWh ved fjernvarmeutbygging frem mot 2016.

3.2.4 Industriell mottrykkskraft og energigjenvinning

Industriell mottrykkskraft er energi i damp med høyt trykk og høy temperatur som omdannes til elektrisk kraft i en turbin. Resten av energien i dampen kan utnyttes som prosessvarme. Hvor mye varme som tas ut, vil være bestemmende for hvor mye el som kan produseres. Energigjenvinning vil i denne sammenheng være å benytte spillvarme fra prosessindustrien til kraftproduksjon.

Norge

I Norge er det et relativt stort potensial for gjenvinning av spillvarme fra kraftintensiv industri. Denne typen kraft finnes i hovedsak innen treforedling og ferrolegeringsindustrien. Dersom vi antar at alt er sertifikatberettiget, blir

realiserbart potensial på sikt 3,4 TWh. Dette fordeler seg med 2,0 TWh fra ferrolegeringsindustrien, 0,9 TWh fra treforedlingsindustrien og 0,5 TWh fra kjemisk industri (Sandviknes 2004). Tar vi ut gjenvunnet kraft med innsatsfaktor som ikke er fornybar, reduseres potencialet. Fra treforedlingsindustrien er det beregnet at om lag 85 prosent av innsatsfaktorene kommer fra fornybar energi. Ferrolegeringsindustrien har en andel på 55 prosent, mens andelen fornybar energi i kjemisk industri kun er 5 prosent. Det totale potencialet reduseres i så fall til 1,9 TWh.

Kraftproduksjon basert på industriell kraftvarme er beskjedent i Norge sammenlignet med for eksempel Sverige og Finland. Ved utgangen av 2003 var installert effekt i disse landene hhv. 979 MW og 2 830 MW, i følge Nordel. I Norge var det til sammenligning en installert kapasitet på 185 MW. Vi legger til grunn at det er et potensial på 200 MW i Norge frem mot 2016, først og fremst knyttet til treforedlingsindustrien.

Sverige

Hele 95 prosent av produksjonen av industriell mottrykkskraft og mer enn 85 prosent av installert effekt finner vi innenfor masse- og papirindustrien. Øvrige anlegg finner vi innen jern- og stålindustrien, ved oljeraffinerier og innen kjemisk industri. Det er imidlertid først og fremst i masseindustrien elektrisitet produseres vha biobrensel. Vi ser derfor bort fra annen produksjon i den videre analysen.

Ifølge SOU (2001) ble det produsert 3 TWh elektrisitet basert på biobrensel i anlegg i masseindustriens i 2000. Det biobrenselbaserte potencialet for elektrisk kraft i masse- og papirindustrien kan komme opp i ca. 6 TWh i 2010, gitt at det investeres i teknologi som gjør at mer energitett brensel (pellets) kan brukes.

Basert på dette antar vi at 7 TWh ny kraft i denne sektoren er et realistisk potensial på lang sikt.

3.3 Kostnader

Kostnadene til bygging og drift av ny fornybar kraftproduksjon er viktige byggesteiner i tilbudskurven for ny fornybar kraftproduksjon.

3.3.1 Kostnadselementer

Kostnadene som inngår i beregningene av langsiktig marginalkostnad for de ulike teknologiene er i hovedsak:

- *Brenselskostnader* varierer i betydelig grad mellom anlegg. Kraftproduksjon basert på biomasse kan f.eks. stå ovenfor en positiv eller negativ brenselskostnad. Avfallsanlegg vil typisk bli betalt for å bruke brensel. For andre produsenter kan brenselet være et restprodukt fra deres hovedproduksjon – noe som medfører at brenselet har lave kostnader. Andre igjen må kjøpe biobrensel i markedet, noe som medfører høyere kostnader. Vindkraft og vannkraft har naturligvis ikke brenselskostnader.
- *Andre variable driftskostnader* består av kostnader pr. kWh som kjemikalier, innmatingstariffer, tap, etc. Dette er typisk ingen stor utgiftspost.

- *Faste driftavhengige kostnader* omfatter kostnader til drift og vedlikehold, inklusiv lønn, men ikke kapitalkostnader.
- *Kapitalkostnader* utgjør typisk en stor andel av kostnadene i kraftanlegg. Slike anlegg er m.a.o. kapitalintensive investeringer. Hvor store kostnadene er, avhenger bl.a. av hvilket avkastningskrav og hvilken nedbetalingstid som legges til grunn. Vi går nærmere inn på våre antagelser om disse størrelsene i neste avsnitt.

Nærmere om kapitalkostnader

De årlige kapitalkostnadene for ulike typer fornybar kraftproduksjon anslås ved å gjøre forutsetninger om investors avkastningskrav og anleggenes levetid. I selve modellberegningene benytter vi reelle kapitalkostnader før skatt.

Avkastningskrav

Vi beregner reelle avkastningskrav før skatt basert på antagelser om investors *nominelle* avkastningskrav *etter skatt*. For en privat investor er det avkastningen etter skatt som er det relevante beslutningskriteriet. Videre er det nominelle størrelser som kan observeres i kapitalmarkedene (dessuten er skattesystemet nominelt). Avkastningskravet skal i prinsippet bare reflektere systematisk risiko. Med systematisk risiko mener vi faktorer som svinger i takt med utviklingen i økonomien generelt, mens usystematisk risiko skyldes risikofaktorer som ikke kan knyttes til de forholdene som påvirker økonomien som helhet. For en vannkraftprodusent er svingninger i kraftprisen som skyldes variasjoner i tilsig et godt eksempel på en usystematisk risikofaktor, mens svingninger som kan spores tilbake til den generelle konjunkturutviklingen er en systematisk risikofaktor.

I tillegg kan det reises spørsmål om politisk risiko og usikkerhet om framtidige støttenivåer (for eksempel som følge av volatile sertifikatpriser) bør reflekteres i avkastningskravet for fornybar produksjon, jf. Roland og Tennbakk (2004). I teorien er slik regulatorisk risiko hovedsakelig usystematisk, og bør derfor ikke reflekteres i investors avkastningskrav. Analyser av kapitalkostnadene til regulerte infrastrukturselskaper (som også er gjenstand for regulatorisk risiko) tyder imidlertid på at regulatorisk risiko likevel har betydning i kapitalmarkedet (se Alexander et al., 1998, og Buckland og Fraser, 2000).

Forskjeller i kostnadsstruktur, produksjonsprofil, støtteordninger osv. kan tilsi at en bør differensiere avkastningskravet mellom teknologier. Vi har imidlertid ikke hatt anledning til å studere slike spørsmål nærmere innenfor dette prosjektet. Vi har derfor valgt å bruke et felles avkastningskrav ved beregning av kapitalkostnadene.

Med dagens forventninger til framtidige renter og rimelige antagelser om den systematiske risikoen vil et nominelt avkastningskrav etter skatt for kraftproduksjon anslagsvis ligge i intervallet 6-8,5 prosent. Med en skattesats på 28 prosent og forventet inflasjon lik 2,5 prosent svarer det til et intervall på ca. 6-9 prosent reelt før skatt. Vi velger 8 prosent som et basisanslag for alle produksjonsteknologiene. Da har vi skjønnsmessig oppjustert fra midtpunktet i intervallet for å ta høyde for at kapitalkostnadene (via avkastningskrav) kan være høyere for nye fornybare teknologier relativt til etablert kraftproduksjon som følge av politisk risiko og usikkerhet om verdien av støtteordninger.

Se ECON (2002) og Gjesdal og Johnsen (1999) for en nærmere omtale av valg av metode og forutsetninger samt ytterligere referanser.

Avskrivningstider

Grunnlaget for å beregne avskrivningstider er antagelser om levetid som benyttes av kommersielle investorer i fornybar kraftproduksjon. Vi har ikke gjort noen kartlegging av levetidsforutsetningene som benyttes, men lagt til grunn grove anslag. Levetidsforutsetningene i kalkylene er uansett kortere enn den fysiske levetiden til anleggene tilsier. Som hovedregel legger vi til grunn 20 års avskrivningstid for samtlige teknologier med unntak av storskala vannkraft, hvor vi bruker 40 år. I storskala vannkraft vil en betydelig andel av realkapitalen bestå av tunneler, dammer og andre anleggsmidler med svært lange levetider. For småskala vannkraft vil generatorer, maskinteknisk og elektroteknisk utrustning utgjøre hovedandelen. Disse anleggsmidlene har vesentlig kortere levetider (jf. også de særskilte avskrivningsreglene for vannkraftproduksjon i skattelovens § 18).

Tabell 3.4 Avskrivningstider for investeringer i fornybar kraftproduksjon

Teknologi	Avskrivningstid
Småskala vannkraft	20
Vannkraft	40
Vind	20
Bio	20
Energigjenvinning i industrien	20

3.3.2 Vannkraft

Som tidligere nevnt deler vi vannkraft inn i store og små vannkraftverk. Disse vil også stå overfor ulike kostnader, hvor det typisk vil være dyrere å tilføre markedet kraft fra små verk enn fra store. Imidlertid er elementene som kostnadene består av, de samme for store og små anlegg.

I SOU (2001) opplyses det at kostnadene for oppføring av vannkraftverk er knyttet til;

- *Byggekostnader.* Kostnader for å bygge dammer, tilførselsrenner og kraftstasjon vil typisk stå for om lag 55 prosent av de totale prosjektkostnadene.
- *Kostnader for mekanisk og elektrisk utstyr.* Dette er utstyr som f.eks. turbiner, løfteanordninger, luker, grunder, generatorer, transformatorer, kontrollutrustning og øvrig elektrisk utstyr. Slike kostnader står typisk for om lag 40 prosent av kostnadene.
- *Andre kostnader.* 5 prosent av kostnadene kommer fra administrasjonskostnader, prosjekteringskostnader og renter i byggetiden.

I Sverige kan det komme inn en del kraft fra restaurering og oppstart av nedlagte kraftverk. Kapasitetsøkning ved opprustning og utvidelse av eksisterende verk vil også være relativt rimelig.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for vannkraftverk vil variere med verkets beliggenhet, alder og størrelse. Typisk vil store og nye kraftverk ha mindre vedlikeholdskostnader enn små. Driftskostnader kan variere fra 1 til 8 øre/kWh, avhengig av ovennevnte forhold.

I sum konkluderer SOU (2001) med at kostnadene for større vannkraftverk i Sverige vil variere fra 16 øre/kWh til 28 øre/kWh, forutsatt 40 års levetid. Kostnadene ved mindre vannkraftverk anslås til opp mot 45 til 50 øre/kWh.

I våre beregninger tar vi utgangspunkt i tilbudskurver NVE har utarbeidet (NVE 2004). Vi antar at vannkraftprosjektene i Sverige fordeler seg kostnadsmessig på samme måte som prosjekter i Norge.

3.3.3 Vindkraft

Kostnadene for vindkraft er sterkt avhengig av gjennomsnittlig vindhastighet. Energien i vinden øker lik tredjepotens av vindhastigheten. Sammenhengen mellom vindenergi målt i W/m^2 og vindhastighet er:

$$P_{kin} = 0,625 * v^3$$

Hvor:

- P_{kin} er vindens kinetiske effekt
- v er vindhastighet i meter pr. sekund (m/s)

Vindmøllene er gjerne konstruert for å tåle maksimal utnyttelse av vindenergien når vindhastigheten er rundt 15 m/s. Fra denne vindhastigheten, og opp til ca 25 m/s, er møllens effekt konstant. Dette oppnås ved å vri rotorbladene slik at de fanger mindre vind når vindhastigheten øker. Ved hastigheter over 25 m/s stanser produksjonen for at ikke turbinene skal bli ødelagt. Dette, sammen med andre fysiske beskrankninger, leder til følgende sammenheng mellom gjennomsnittlig vindhastighet over året og årlig produksjon pr. installert MW:

$$\text{Netto energiproduksjon pr MW (MWh)} = - 44,92 V^2 + 1195 V - 3738$$

Hvor V er gjennomsnittlig årlig vindhastighet. Ligningen er utarbeidet av NVE (NVE, 2003) på basis av typiske variasjoner i vinden langs norskekysten. Det er antatt en vindmølletetthet på 15 MW/km². Dette er en større tetthet enn hva som anbefales av mølleprodusentene. Tettheten forsvares av NVE ved at det er et selvstendig poeng å konsentrere vindmøllene av miljø- og arealhensyn.

Mølle og mølletårn

Selve mølletårnet, giret, generatoren og møllebladene koster omtrent det samme uavhengig av om det dreier seg om en mølle på land eller en havmølle. Fundamentet er dyrere offshore enn onshore, og havmøller er noe mer utsatt for salt enn møller på land. Det er imidlertid mer turbulens på land enn til havs, noe som bidrar til lavere levetid for landbaserte møller. Møller i kalde strøk er i tillegg utsatt for ising, noe som medfører ekstrakostnader.

Når det gjelder investeringskostnader pr. mølle på land, opererer flere kilder med 8 mill. NOK/MW for en mølle på 2 MW. For havmøller varierer kostnadene mer,

siden vanndybde og grunnforhold varierer mye. I Elforsk (2003) er det lagt til grunn en kostnad på 11,5 mill. SEK/MW for en mølle på 3 MW, eksklusive nettilknytning. Dette stemmer godt overens med tall fra Danmark.

Vi har i våre modellsimuleringer benyttet en kostnad på 8 mill. NOK/MW for landbaserte møller, og 10 mill. NOK/MW for havbaserte møller.

Tilførselsveier og nettilknytning

For landbaserte mølleparker utgjør vei- og (lokal)nettkostnader en ubetydelig del av de totale kostnadene. Basert på Hofstad (2003) finner vi at disse kostnadene utgjør til sammen i størrelsesorden 0,25 til 0,75 øre/kWh. For en park med 50 møller på 2 MW og en gjennomsnittlig vindhastighet på 8 m/s vil kostnadene utgjøre 0,31 øre/kWh.

For havmølleparker stiller det seg annerledes. Elkraft Systems Transmissionsplan 2004 (Elkraft System, 2004) opererer med kostnadsanslag som er presentert i tabell 3.5.

Tabell 3.5 Kostnad for nettilknytning for en ny havmøllepark på 160 MW.

Plassering	Mill. DKK
Kriegers Flak	450
Lysegrund	320 – 415
Gedser	290
Rødsand	214
Omø	190

Kilde: Elkraft Systems Transmissionsplan 2004

Antar vi en gjennomsnittlig vindhastighet på 8,5 m/s, vil nettilknytning dermed utgjøre fra 5 til 11 øre/kWh.

Kostnader i sentralnettet er ikke inkludert i denne sammenhengen. I stedet for å anslå kostnader i sentralnettet, har vi for Finnmarks del valgt å redusere potesialet for ny vindkraft i tråd med hva som er av ledig kapasitet i sentralnettet.

Andre kostnader

Andre kostnader knyttet til vindkraft omfatter drift og vedlikehold. Ulike kilder opererer med ulike nivåer for disse kostnadene. I Elforsk (2003) benyttes en kostnad på SEK 8 øre/kWh for havmølleparker og SEK 7 øre/kWh for landbaserte møller. I NVE (2003) opereres det med en kostnad på NOK 5 øre/kWh for landbaserte parker. Dette stemmer godt overens med svenske tall når vi tar i betraktning at de landbaserte parkene i Norge forutsettes å være atskillig større enn de svenske.

I Energistyrelsen (2002) er det lagt til grunn drifts- og vedlikeholdskostnader på DKK 10,3 øre/kWh basert på erfaringer fra eksisterende havmølleparker.

I Danmark påløper det en ekstrakostnad på grunn av vindkraftens variasjon, og usikkerhet knyttet til vindprognoser. Dette fører til balanseringskostnader. Disse er av Energistyrelsen beregnet til DKK 2,5 øre/kWh. I Norge vil disse kostnadene

være betydelig lavere. Årsaken til det er at de store regulerbare vannkraftverkene lettere kan variere i takt med vinden. Syd-Sverige står i en mellomstilling fordi området i perioder har interne flaskehalser mot områder lenger nord med mye vannkraftproduksjon.

3.3.4 Bioenergi

I Norge er det i dag to teknologier som er mest aktuelle for utnyttelse av bioenergi til kraftproduksjon; den ene benytter dampturbiner og dampmotorer og den andre gassmotorer. Dampturbiner og dampmotorer benytter høytrykk dampkjeler i kraftproduksjonen, og er en dyr teknologi. Innfasing av teknologien gir kraft til en kostnad på fra 40 øre/kWh til i overkant av 100 øre/kWh. Jo mindre anlegget er, jo høyere enhetskostnader vil påløpe.

For gassmotorer som produserer el med utgangspunkt i deponigass og biogass, er kostnadsbildet noe gunstigere. Kostnadene spenner fra i underkant av 20 øre/kWh til 30 øre/kWh. Ulempen er at ressurstilgangen her er svært begrenset.

I Sverige er kraftvarmeverk til fjernvarmeproduksjon mer utbredt enn i Norge. De delene av denne produksjonen som bruker bioenergi faller innunder produksjon som kan tildeles sertifikater. I denne produksjonen er det varme som er hovedproduktet, og kraftproduksjon er et biprodukt. Det vil altså ikke bli bygget et fjernvarmeanlegg med tanke på å produsere el, men ved bygging av nye kraftvarmeverk er det mulig å ta hensyn til el som produkt i større eller mindre grad. Denne avveiningen mellom varme og el blir uttrykt i en alfaverdi; der større alfaverdi innebærer at produksjonen av el øker i forhold til varme. Anlegg med høy alfaverdi har dermed høyere kraftproduksjon for et gitt varmegrunnlag enn anlegg med lav alfaverdi.

På kort sikt er det, som tidligere nevnt, mulig å øke kraftproduksjonen fra fjernvarmeanlegg som er sertifikatberettiget på to måter; ved konvertering av brennstoff fra fossilt brensel til biomasse, og ved å øke driftstiden. Kostnadene ved konvertering består dels i økte kapitalkostnader og dels i økte brenselskostnader. Kostnadsforskjellen antas å ligge mellom 6 og 8 øre/kWh. Kostnadene ved å øke kraftproduksjonen ved å øke driftstiden til anleggene har vi ikke funnet tall for, men vi antar at det vil gi noe økte variable kostnader.

På lang sikt er det kostnaden for å produsere el i nye fjernvarmeanlegg som er relevant. I SOU (2001) er det oppgitt kostnader ved kraftproduksjon i noen nye fjernvarmeanlegg. Kostnadene i disse anleggene varierer fra 26 øre/kWh el til 46 øre/kWh el.⁴

3.3.5 Energigjenvinning i industrien

Som nevnt finnes det også et potensial for energigjenvinning i kraftkrevende industri. Investeringene i anlegg for produksjon av el fra bioenergi vil være vesentlig høyere enn for anlegg som bare produserer varme. Dette kommer av at det må gjøres investeringer i kjelen for at den skal tåle det høye trykket som må til

⁴ Her er det brukt 6 prosent kapitalavkastningskrav, 20 års avskrivningstid og en brenselskostnad på 10 øre/kWh.

for å produsere elektrisitet. I tillegg må kjelen ha overheter, forbedret vannrenseanlegg, kondensator osv.

Kostnader for økning av kraftproduksjonen i treforedlingsindustrien er beregnet til ca. 30 øre/kWh for middels store investeringer, mens større investeringer medfører kostnader på opp mot 7,50 kroner/kWh. Sandviknes (2004) anslår at 80-90 prosent av denne kraften vil være sertifikatberettiget. I aluminiumsindustrien er kostnadene ved produksjon av elektrisk kraft beregnet til ca. 1,5 kroner/kWh for en middels investering, mens en større investering vil medføre kostnader opp mot 2 kroner/kWh.

I Sverige ser en kun på kraft fra papir- og masseindustrien ift. sertifikatberettiget kraft. Den billigste teknologien er å bruke eget, mer energitett internt brensel. Her kan produksjonen av elektrisitet økes til en kostnad på 4 øre/kWh. Dersom en må kjøpe mer energitett brensel øker kostnaden til 17 øre/kWh. Ved å gå over til pellets og foreta noen mindre investeringer kommer produksjonskostnaden opp til 24 øre/kWh. Kreves det større investeringer i brennere eller panne- og turbin-kapasitet, øker kostnadene ytterligere.

3.3.6 Kostnader over tid

I denne analysen har vi lagt til grunn uendrede kostnader i perioden. For etablerte teknologier som vannkraft og til dels kraftvarme er dette en rimelig forutsetning. Når det gjelder vindkraft stiller det seg litt annerledes. Det er forventet at kostnadene faller noe i årene fremover, i takt med at møllene blir stadig større. En lavere kostnader for vindkraft vil øke vindkraftens konkurransekraft ytterligere. Den begrensende faktor for omfanget av vindkraft er imidlertid først og fremst samfunnets villighet og mulighet til å bygge ut vindkraft i stor stil. Lavere kostnader kan imidlertid medføre at sertifikatprisen blir lavere. Alternativt kan konsekvensen være at sertifikatprisen ikke påvirkes, siden tilbudet er gitt, men at renprofitten for produsentene som har fått godkjent sine anlegg blir høyere.

3.4 Tilbudskurver

Vi har til nå sett på det økonomiske potensialet for ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige. Som vi har vært inne på tidligere er potensialet for enkelte teknologier meget stort, og vi antar at det bare er realistisk at en fraksjon av dette kan bygges ut. I dette avsnittet vil vi gå nærmere på de dynamiske tilbudskurvene for Norge og Sverige. Vi rapporterer kun de investeringer som kan realiseres til 45 øre/kWh eller mindre.

Prosjektene må godkjennes!

Potensialet for vind- og til dels vannkraft med relativt lave utbyggingskostnader er meget stort. Den begrensende faktoren er dermed i hvilken grad, og i hvilket tempo, nye anlegg vil bli godkjent. Dette omfanget beror først og fremst på hvilke prosjekter som går gjennom en konsesjonssøknad med positivt resultat. I tillegg vil det være en begrensende faktor hvor mange prosjekter investorene klarer å håndtere samtidig. Her må vi gjøre antagelser om "realistisk andel" av det økonomiske potensialet som kan bli bygget ut frem mot 2016. Vi har svært lite håndfast å støtte oss til; vi må foreta en kvalifisert gjetning. Det er derfor

nødvendig å drøfte hvor realistiske våre antagelser er – og evt. gjøre forbedringer i datagrunnlaget på et senere tidspunkt.

Vannkraft

Tilbudskurven for vannkraft i Norge baserer seg på NVE (2004), hvor det som beskrevet i avsnitt 3.2.1 er ført opp et potensial på 23,2 TWh for stor vannkraft og 52 TWh for små vannkraftverk. Det er tverrpolitisk enighet at tidene for de store vannkraftutbygginger er forbi. Dette betyr at kun en liten andel av det gjenværende potensialet for store vannkraft kommer til å bli bygget ut. Når det gjelder små vannkraftverk er motstanden mindre siden inngrepene er mindre og det i begrenset grad vil innebære oppdemming og magasinering av vann. Potensialet for små vannkraft er imidlertid beregnet "maskinelt" i den forstand at det er summert potensial for elver og bekker basert på fallhøyde. I motsetning til stor vannkraft er ikke vassdragene vurdert individuelt.

Potensialet som er beskrevet for Sverige kan ikke direkte sammenlignes med tallene for Norge. I Sverige er små vannkraftprosjekter avgrenset oppad til 1,5 MW, mot 5 MW i Norge. Det svenske potensialet er i større grad å anse som et realistisk potensial, ikke bare et teoretisk.

I våre beregninger har vi antatt tak for realistisk utbygging av små og stor vannkraft frem mot 2016 som vist i Tabell 3.6. Disse anslagene må betraktes som svært usikre. 2006 er ikke med, siden utbyggingen i dette året er lagt inn eksogent.

Tabell 3.6 Maksimal utbygging av vannkraft i Norge og Sverige opp til 45 øre/kWh. TWh/år. Tallene er aggregert over år.

	2008	2012	2016
Små Norge	1,2	2,8	5,9
Store Norge	1,1	2,5	5,2
Små Sverige	0,5	1,2	1,9
Store Sverige	1,2	2,9	4,6

Vindkraft

Vi antar at det tar noen år fra et kraftselskap vurderer et konkret prosjekt til vindmøllener klar for produksjon. Vi regner derfor ikke med at det i noen av landene vil komme inn vindkraft i 2006 som vi i dag ikke kjenner til. Vi legger derfor vindkraftkapasiteten i 2006 inn eksogent i modellen.

I 2008 vil noe av vindkraften som er konsesjonssøkt komme inn i markedet, pluss litt som pr. i dag ikke er konsesjonssøkt. Etter 2008 vil det kunne realiseres større mengder kapasitet, avhengig av investorenes vilje til å investere, og ikke minst hvor mange områder som vil få konsesjon for utbygging. Vi har vært relativt konservative, og antatt at hhv. 1,5 TWh, 4,5 TWh, og 7,5 TWh kan komme på plass i årene 2008, 2012 og 2016. Dette er øvre beskrankninger som legges i modellen. Hva som blir resultatet bestemmes i modellen avhengig av sertifikatkrav, kraftpriser, sertifikatpriser og kostnader sammenlignet med andre teknologier.

Også i Sverige antar vi at det tar tid å realisere vindkraftprosjekter. Vi antar derfor at vi kan følge et liknende resonnement som for Norge. Resultatene er oppsummert i Tabell 3.7.

*Tabell 3.7 Maksimal utbygging av vindkraft i Norge og Sverige. TWh/år.
Tallene er aggregert over år.*

Plassering	2008	2012	2016
På land Norge	1,5	4,5	7,5
På land Sverige	0,4	1,0	1,5
Offshore Sverige	0,3	2,0	5,0

Bioenergi og energigjenvinning

Av potensialet på 2,5 TWh kraft fra fjernvarme og 7,0 TWh fra industriell kraftvarme i Sverige antar vi at det meste vil være mulig å realisere innen 2016. Vi antar at hele det beskrevne potensialet for energigjenvinning fra kraftintensiv industri og industriell kraftvarme i Norge vil være tilgjengelig. Hva som blir realisert, vil imidlertid bestemmes endogent i modellen basert på kostnadene ved bioenergi og energigjenvinning sammenlignet med andre produksjonsteknologier. De samlede realistiske potensialene er vist i Tabell 3.8.

*Tabell 3.8 Maksimalt potensial for kraft fra bioenergi og energigjenvinning
fra industrien. TWh/år. Tallene er aggregert over år.*

Plassering	2008	2012	2016
Energigjenvinning Norge	1,5	2,9	2,9
Industriell kraftvarme Norge	1,2	1,2	1,2
Fjernvarme Sverige	0,5	1,3	2,0
Industriell kraftvarme Sverige	1,4	3,5	5,6

3.4.1 Tilbudskurver

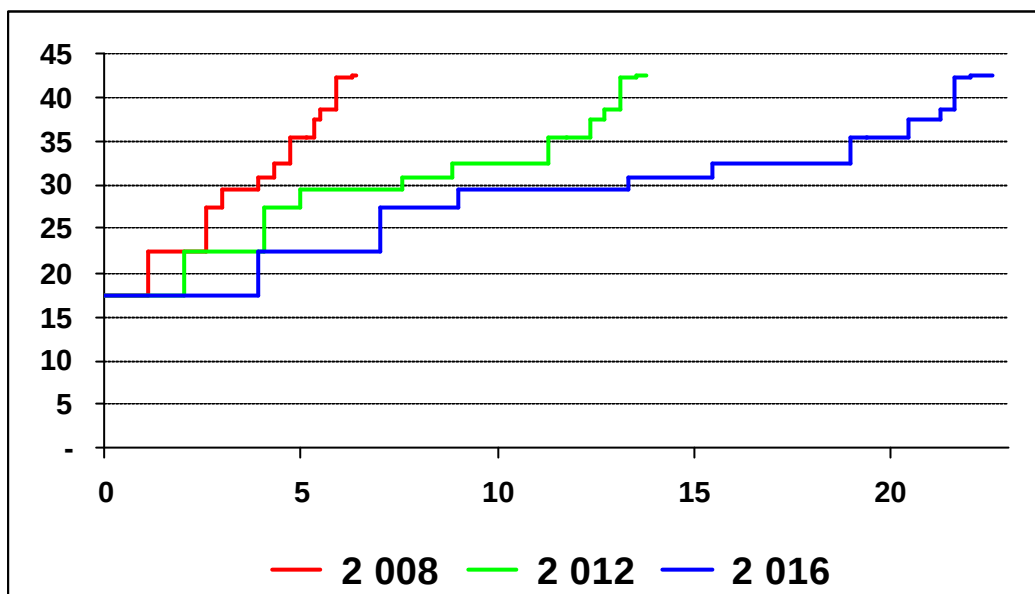
Siden realistisk potensial for ny fornybar kraft øker over tid, har vi laget tilbudskurver for hvert av de tre årene vi modellerer sertifikatmarkedet. Både vindkraft, vannkraft, industriell kraftvarme og gjenvinning fra industrien er representert i hele tilbudskurven. Det er med andre ord ikke mulig å identifisere enkelte produksjonsteknologier i deler av kurven.

Tilbudskurvene viser vel og merke ikke marginalkostnader, men langtids grensekostnader. Dette er dermed tilbudskurver for nyinvesteringer. Marginalkostnadene er svært lave, og for industriell kraftvarme ikke relevante siden kraften er et biprodukt av annen virksomhet. Når produksjonskapasiteten først er på plass, vil kraftproduksjonen dermed være uavhengig av spotprisen.

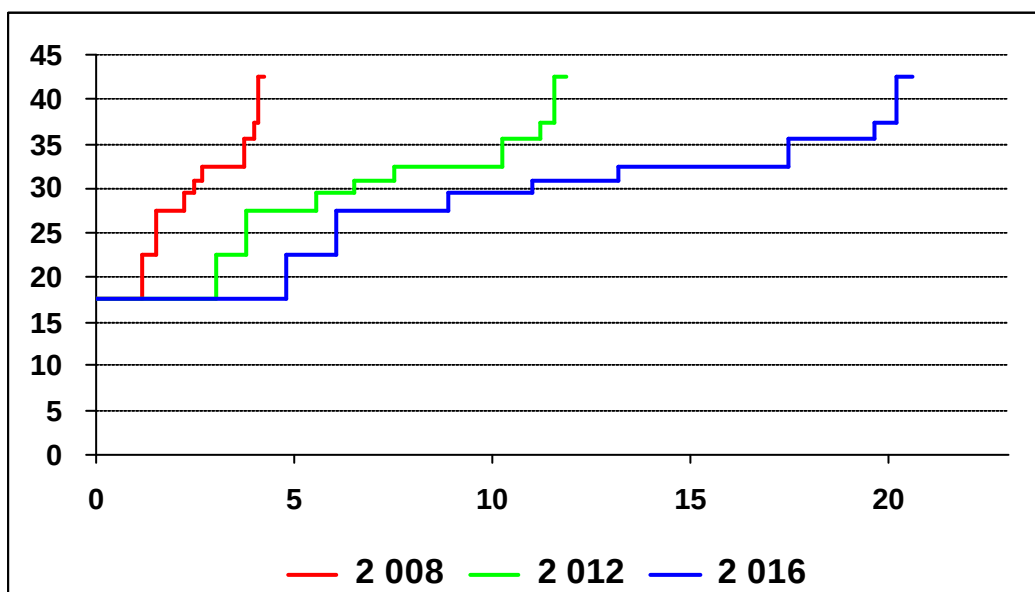
Tilbudskurvene i Figur 3.1 og Figur 3.2 er ment å være illustrative, og viser ikke eksakt langtids grensekostnader. Årsaken til det er først og fremst at det ved utarbeidelse av figurene ikke er tatt hensyn til revisjoner, hvilket det er i modellberegningene. Omfanget av revisjoner varierer mellom ulike teknologier.

Det er, slik modellen er satt sammen, komplisert å beregne eksakte tilbudskurver. Innenfor rammene av dette prosjektet er det ikke blitt prioritert å beregne eksakte tilbudskurver.

Figur 3.1 *Tilbudskurven for sertifikatberettiget kraft i Norge i 2008, 2012 og 2016. NOK øre/kWh.*



Figur 3.2 *Tilbudskurven for sertifikatberettiget kraft i Sverige i 2008, 2012 og 2016. NOK øre/kWh.*



4 Markedstilpasning med og uten sertifikater

I dette kapitlet skal vi gjøre rede for utviklingen i markedet med to ulike scenarier for et norsk sertifikatkrav. Resultatene sammenlignes med tilpasningen i basisforløpet. Grunnforutsetningene for basisforløpet er beskrevet i kapittel 2. Noen nøkkeltall for markedsutviklingen er gjengitt i avsnitt 4.1 under.

4.1 Basisforløp

Basisforløpet representerer en utvikling som viderefører hovedtrekkene i dagens politikk for fornybar kraftproduksjon. Det innebærer en utvikling der det nasjonale sertifikatmarkedet i Sverige videreføres, mens Norge fortsatt satser på å oppnå Enovas målsettinger gjennom ulike direkte støtteordninger (se kapittel 2). Vi bruker basisforløpet som en målestokk for å vurdere effektene av at det innføres et sertifikatmarked i Norge som er integrert i det svenske markedet.

I basisforløpet legger vi til grunn at Enova – i fravær av et sertifikatmarked – vil nå sine oppsatte mål vha. de virkemidlene de i dag har til rådighet.

Resultater

I basisforløpet får vi en prisutvikling som tilsier at det ikke blir lønnsomt å bygge gasskraft i Norge før etter 2012. Da blir det til gjengjeld plass til en stor mengde gitt forutsetningene om forbruksutvikling og etablering av fornybar kapasitet.

Tabell 3.1 og 3.2 viser utviklingen i noen nøkkeltall for henholdsvis Norge og Sverige.

Tabell 4.1 Nøkkeltall for markedsutviklingen i Norge i Basisforløpet.

	2006	2008	2012	2016
Engrospris, øre/kWh	25,4	23,3	21,0	22,9
Produksjon, TWh	119,4	121,7	124,6	143,4
Gasskraft, TWh	0	0	0	15,9
Fornybart, TWh	0,8	3,0	5,9	8,8
Netto import, TWh	7,8	6,4	12,5	-2,0

I den første delen av perioden er prisene høye pga. høye kullpriser. Etter hvert kommer kullprisene ned på et mer normalt nivå. Etter 2012 får vi utbygging av

gasskraft og en stabilisering av prisnivået rundt langtids grensekostnad. Økningen i produksjon i Norge frem til 2012 skyldes utbygging av vannkraft og vindkraft. Likevel forverres kraftbalansen slik at Norge i 2012 har et netto importbehov på 12,5 TWh i normalår.

Tabell 4.2 Nøkkeltall for markedsutviklingen i Sverige i Basisforløpet.

	2006	2008	2012	2016
Engrospris, øre/kWh	25,4	23,3	21,0	22,9
Sertifikatpris, øre/kWh		30	21,1	14,7
Produksjon, TWh	144,1	151,1	160,9	155,7
Fornybart, TWh	7,0	11,9	18,2	21,9
Netto eksport, TWh	2,2	0,4	1,0	13,9

Prisutviklingen i Sverige er den samme som i Norge. Sertifikatprisen er høy og ligger faktisk på pristaket i 2008, noe som betyr at tilbudet av sertifisert el er lavere enn etterspørselen (kravet). Utover i perioden faller sertifikatprisen fordi det realiserbare potensialet øker. Sertifikatmarkedet bidrar til at Sveriges importbehov holder seg relativt stabilt frem til 2012. I 2016 importerer Sverige imidlertid 13,9 TWh. Det henger sammen med utfasing av kjernekraft, samtidig som utbyggingen av sertifikatkraft – i henhold til kravet – øker mindre enn forbruket i perioden. Produksjonen av fornybar kraft øker med 3,7 TWh fra 2012 til 2016, mens forbruket øker med 7,5 TWh og samlet produksjon reduseres med vel 5 TWh.

4.2 Innføring av sertifikater i Norge

Forskjellen mellom basisforløpet og sertifikatscenariene er at de direkte støtteordningene til ny fornybar kraftproduksjon i Norge erstattes av sertifikatmarkedet. Vi forutsetter at norske forbrukere fra og med 2006 pålegges å kjøpe sertifikater for en nærmere bestemt andel av sitt kraftforbruk.

Vi styrer mot to ulike ambisjonsnivåer. I det ene scenariet er ambisjonsnivået for ny fornybar kraftproduksjon omtrent som det som ligger i dagens målsettinger, dvs. til sammen 8 TWh ny produksjonskapasitet til 2016. I det andre scenariet forutsetter vi at ambisjonene øker som følge av sertifikatmarkedet, og at man styrer mot til sammen 12 TWh ny fornybar kraftproduksjon i 2016. Det kan være flere grunner til at ambisjonsnivået øker. For det første forventes sertifikatmarkedet å gi en mer kostnadseffektiv utbygging av fornybar kraft enn administrative støtte ordninger. For det andre kan det være lettere for politikerne å fastsette og fastholde høyere krav når belastningen på Statsbudsjettet er mindre.

I begge scenariene skjer opptrappingen gradvis og gjennom en tilnærmet lineær økning i sertifikatkravet til forbrukerne. Forbrukere i alminnelig forsyning, dvs. husholdninger, servicenæringer og alminnelig industri, ilegges sertifikatplikt. De prosentvise kravene som legges til grunn for sertifikatscenariene er presentert i tabell 4.1. Her har vi også tatt med sertifikatplikten for svenske forbrukere. I utgangspunktet er krav til svenske forbrukere satt frem til 2010, men vi har fremskrevet til 2016 ved å anta en lik utvikling i sertifikatkravet fra 2010 til 2016 som fra 2008 til 2010 (ca 1 TWh/år)

Tabell 4.3 Sertifikatkrav for sertifikatpliktig forbruk i Sverige og Norge i basisforløpet og i scenario med ambisjon om 8 og 12 TWh i Norge i 2016.

Plassering	2006	2008	2012	2016
Sverige alle scenarier	10,4%	14,1%	18,5%	21,3%
8 TWh i Norge	1,0%	2,9%	6,5%	9,7%
12 TWh i Norge	1,5%	4,4%	9,7%	14,5%

I begge sertifikatscenariene forutsetter vi et felles norsk-svensk sertifikatmarked. Selv om sertifikatkravet i det lave sertifikatscenariet er på nivå med dagens målsettinger, kan den realiserste utbyggingen bli både høyere og lavere enn dette. Sertifikatmarkedet innebærer en plikt til å betale for ny fornybar kapasitet, men i et felles marked kan utbyggingen like gjerne komme i et annet land.

Dersom sertifikatmarkedet ikke lykkes i å frembringe det forventede omfanget av investeringer og/eller ordningen viser seg å bli svært dyr for forbrukerne, kan det føre til at sertifikatkravet – og dermed investeringene i fornybar produksjon – blir lavere enn det vi har lagt til grunn.

2006 er det første året det felles sertifikatmarkedet er forutsatt implementert. Vi regner ikke med at det vil være mulig for aktørene å planlegge, konsesjonssøke og bygge anlegg som kan komme inn i markedet før 2006, ut over det vi allerede kjenner til i dag. Det innebærer at vi ikke forventer at sertifikatmarkedet vil utløse nye investeringer som kan realiseres før i 2008.

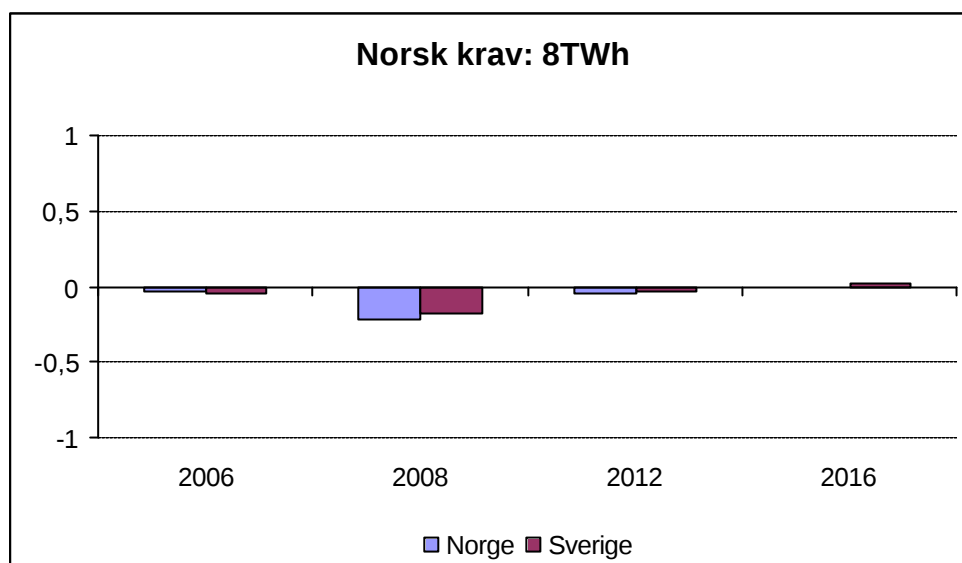
Av denne grunn er sertifikatmarkedet behandlet eksogent i modellsimuleringene. Dette betyr at vi ikke får frem sertifikatpriser eller fordeling av produksjon mellom teknologier og land ut av modellen. Dette er størrelser som vi etter beste skjønn har lagt inn.

4.2.1 Engrospris på kraft

Innføring av sertifikatmarkedet i Norge innebærer, i de scenariene vi har sett på og dersom ordningen virker etter hensikten, at vi får en raskere utbygging av fornybar kraft enn vi ellers ville fått.

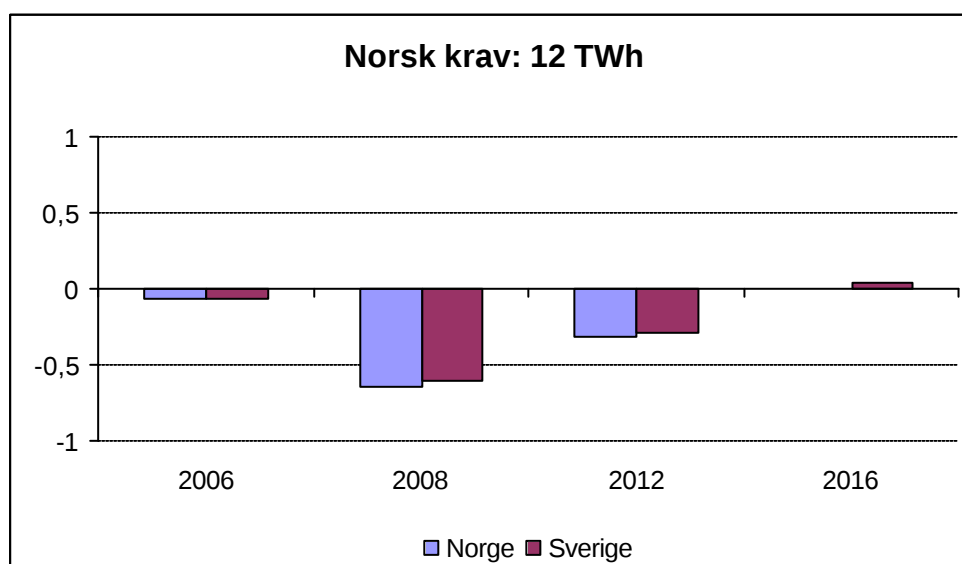
Som vi ser av figur 4.1, har et norsk sertifikatkrav på 8 TWh svært liten innvirkning på kraftprisen. Den største endringen får vi i 2008; da finner vi at gjennomsnittlig engrospris faller med vel 0,2 øre/kWh i Norge og i underkant av 0,2 øre/kWh i Sverige. I de andre årene er endringene helt marginale. Årsaken til at prisene reduseres, er at sertifikatmarkedet gjør det lønnsomt å investere i mer ny kapasitet enn markedet ellers ville gitt grunnlag for. Vi får med andre ord en lengre periode med overkapasitet i markedet. I 2016 er engrosprisen på langsiktige likevektsnivå – som i basisforløpet.

Figur 4.1 *Norsk sertifikatkrav 8 TWh: Endringer i engrospriser i forhold til basisforløpet. NOK øre/kWh.*



Mønsteret er det samme når sertifikatkravet øker til 12 TWh i Norge, men utslagene er noe større. Dette ser vi i figur 4.2. Her finner vi at engrosprisen faller med over 0,6 øre/kWh i både Norge og Sverige i 2008. Også i 2012 får vi et fall i engrosprisen som er lite, men ikke ubetydelig; utslaget er ca. 0,3 øre/kWh i både Norge og Sverige. Også for et sertifikatkrav på 12 TWh i Norge, finner vi at engrosprisen er kommet opp på langsiktig likevektsnivå i 2016.

Figur 4.2 *Norsk sertifikatkrav 12 TWh: Endringer i engrospriser i forhold til basisforløpet. NOK øre/kWh.*

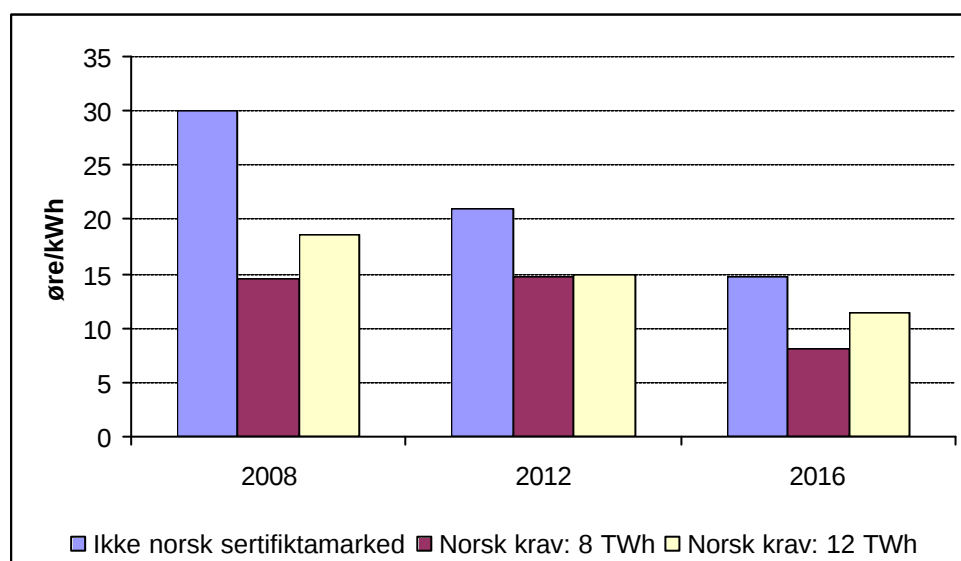


Årsaken til at prisene faller, er at markedet i utgangspunktet har overkapasitet, slik at mer fornybar kraftproduksjon gir prisfall – og fortrenge *produksjon* fra andre kilder i stedet for å fortrenge *investeringer* i ny konvensjonell kapasitet. Det kommer vi tilbake til i avsnittet om produksjon lenger ned.

4.2.2 Sertifikatpris

Figur 4.3 under viser utviklingen i sertifikatprisen i de tre alternativene. Her viser vi ikke endringer, men det absolutte nivået på sertifikatprisene. Vi ser at det har dramatiske konsekvenser for sertifikatprisen i Sverige at det blir etablert et felles sertifikatmarked med Norge. Faktisk finner vi at Sverige, med de forutsetningene vi har lagt inn, ikke når sertifikatkravet i 2008, slik at sertifikatprisen blir lik pristaket som vi har satt til 30 øre/kWh. Til sammen tilsier sertifikatkravet at det skal skaffes til veie vel 14 TWh sertifisert produksjon i 2008, men slik vi har modellert tilbudskurvene for ny fornybar kapasitet, blir det et underskuddstilbud på 2,2 TWh. Årsaken til det er at våre forutsetninger om realistisk potensial for ny kraftproduksjon i 2008 ikke er tilstrekkelig til å dekke kravet.

Figur 4.3 Utvikling i sertifikatpris i ulike scenarier. NOK øre/kWh.



Vi ser at sertifikatprisene i det felles markedet ligger mellom 15 og 20 øre/kWh i 2008, rundt 15 øre/kWh i 2012, for så å falle til et nivå rundt 10 øre/kWh i 2016. Det er flere årsaker til det. Kravet i Sverige stiger raskt de første årene, og flater ut etter det. Samtidig har vi forutsatt at potensialene for kraftproduksjon øker over tid. Til sammen gjør dette at en lavere sertifikatpris er tilstrekkelig for å få utløst nok investeringer i fornybar kraftproduksjon. (jf. avsnitt 3.3).

Dette innebærer igjen at kapasitet som er lønnsom i 2012 – med de sertifikat- og kraftprisene som gjelder da, ikke nødvendigvis er det til de prisene som gjelder etter 2012. Dette skaper problemer for modelleringen, men det kan også skape problemer i praksis, noe vi kommer tilbake til nedenfor.

4.2.3 Sluttbrukerpriser

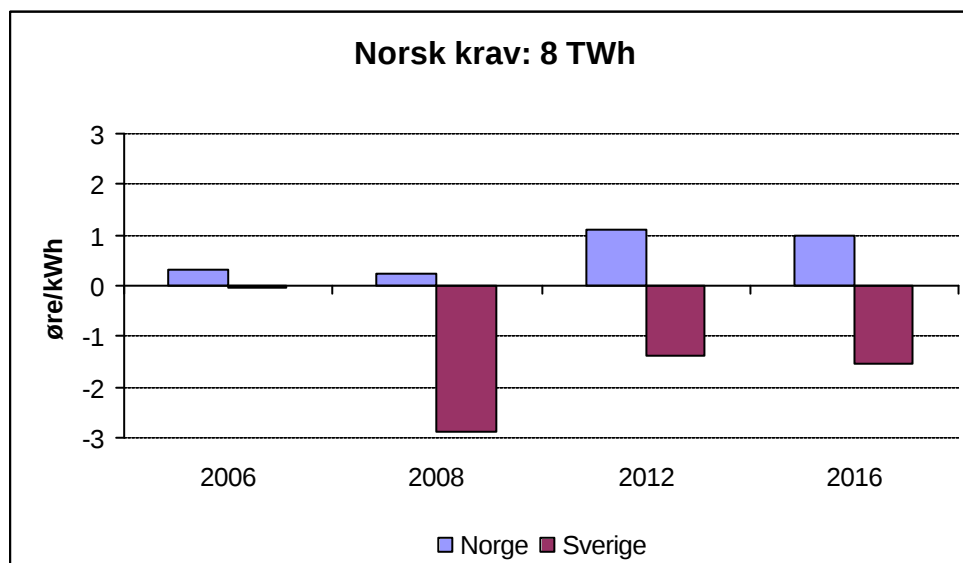
Hvorvidt sluttbrukerprisene i Norge faller eller øker som følge av sertifikatmarkedet, kommer an på om kostnaden ved kjøp av sertifikater er større eller mindre enn gevinsten ved at engrosprisene faller. I Sverige vil sluttbrukerprisene falle i forhold til basisforløpet dersom sertifikatprisen blir lavere i et felles marked enn i et nasjonalt marked. Siden potensialet for ny

fornybar kraftproduksjon i Norge er så stort, vil vi forvente at sertifikatprisen faller når norsk produksjon inkluderes i markedet.

Sluttbrukerprisen består av engrospris på kraft, moms, nettleie, elavgifter, gjennomsnittlig sertifikatkostnad pr. kWh forbruk (sertifikatpris/andel av forbruket) og margin i handelsleddet. Vi har, svært forenklet, antatt at omsetningsmarginen for sertifikathandelen er 0,6 øre pr. kWh forbruk (se avsnitt 5.1.2).

Figur 4.4 viser endringene i sluttbrukerpriser til husholdningene dersom det norske kravet settes til 8 TWh. Økningen i sluttbrukerprisen er svært beskjeden i 2006 og 2008, noe som skyldes lavt sertifikatkrav og lavere engrospris på kraft enn i basisforløpet. Prisøkningen blir større med økende sertifikatkrav, og er rundt 1 øre/kWh i 2012 og 2016. Når økningen i sluttbrukerpris er mindre i 2016 enn i 2012, skyldes det at sertifikatprisen er lavere, til tross for høyere sertifikatkrav. Det henger igjen sammen med at vi har modellert tilbudskurven i markedet slik at potensialet i alle kostnadsklasser øker over tid. Økningen i sluttbrukerpris i øvrige sertifikatpliktige sektorer blir som for husholdningene.

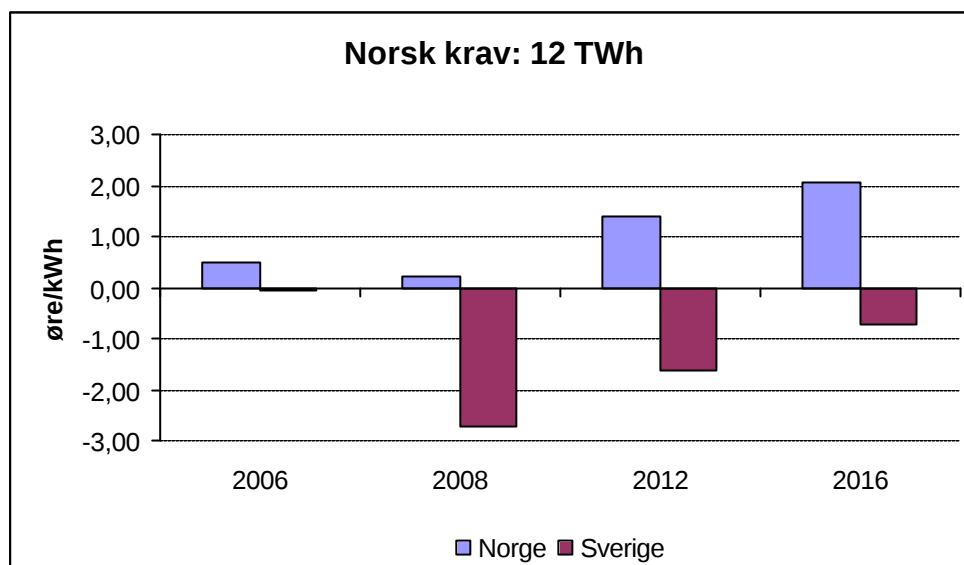
Figur 4.4 *Norsk sertifikatkrav 8 TWh: Endring i sluttbrukerpris for husholdningskunder. NOKøre/kWh.*



Sluttbrukerprisen i Sverige blir lavere i et felles sertifikatmarked, noe som skyldes at både engrosprisen på kraft og sertifikatprisen blir lavere. Effekten er størst i 2008, da sluttbrukerprisen blir mer enn 3 øre/kWh lavere i Sverige enn i basisforløpet. Det skyldes først og fremst at sertifikatprisen som svenske kunder betaler – og som når pristaket i basisforløpet – blir mer enn halvert når Norge kommer med. Men også utover i perioden tjener svenske sertifikatkunder og sluttbrukere på at sertifikatprisen blir lavere når markedet blir felles.

Effektene blir tilnærmet de samme dersom sertifikatkravet øker til 12 TWh i Norge, jf. figur 4.5.

Figur 4.5 Norsk sertifikatkrav 12 TWh: Endring i sluttbrukerpris for husholdningskunder. NOKøre/kWh.



Utslagene blir større med økt sertifikatkrav. Det gjelder særlig i 2016. Det skyldes ikke at sertifikatprisen er høy, jf. forrige avsnitt, men at en større del av forbruket skal dekkes av sertifikater og at sertifikatmarkedet ikke fører til endringer i engrosprisen på kraft.

4.2.4 Kraftproduksjon og -investeringer

Produksjon av fornybar kraft

Tabell 4.6 viser utviklingen i fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige i de ulike scenariene.

Tabell 4.4 Utvikling i ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige i scenariene. Endringer i produksjon, TWh/år.

	Norge			Sverige			Samlet		
	Basis	N 8	N 12	Basis	N 8	N 12	Basis	N 8	N 12
2006-2008	2,2	5,9	6,5	4,9	3,9	4,4	7,1	9,8	10,9
2008-2012	2,9	3,7	5,5	7,3	4,4	4,2	10,2	8,2	9,7
2012-2016	2,9	3,1	4,6	3,7	3,7	3,4	6,6	6,8	8,0
2006-2016	8,0	12,7	16,6	15,9	12,0	12,0	23,9	24,7	28,6

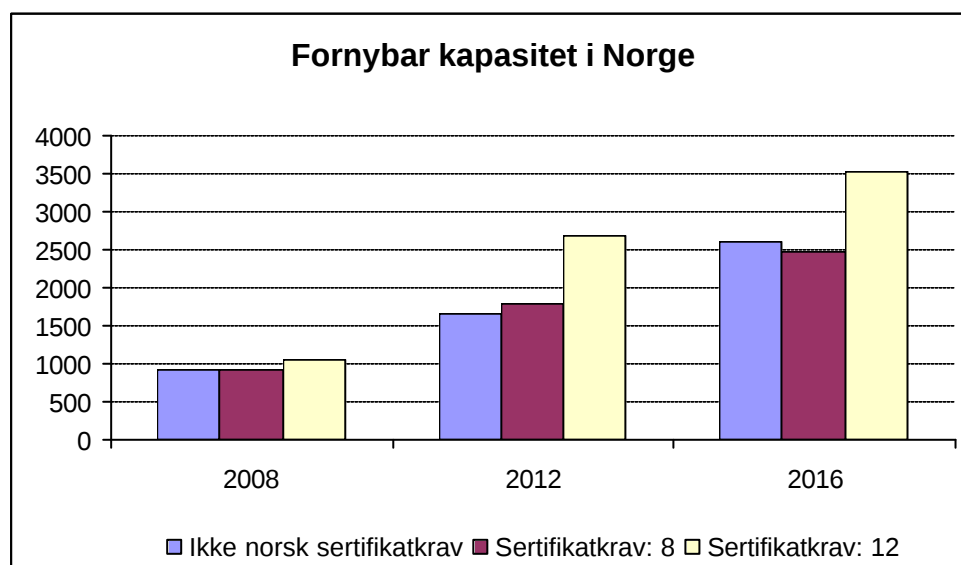
Vi ser at innføringen av sertifikatmarked i Norge innebærer en kraftig økning i produksjonen av fornybar kraft i Norge. I scenariet med 8 TWh sertifikatkrav, får vi en utbygging som er hele 4,7 TWh høyere, analyseperioden sett under ett. Samtidig reduseres produksjonen av ny fornybar kraft i Sverige med 3,9 TWh. Vi får altså en netto økning i produksjonen av ny fornybar kraft også i scenariet med relativt lav ambisjon for utbyggingen. Også i scenariet med høy ambisjon får vi en lavere samlet utbygging i Sverige enn i basis. Økt sertifikatkrav i Norge slår i sin helhet ut i økte investeringer og økt produksjon av fornybar kraft i Norge.

Den kraftigste økningen i fornybar produksjon i Norge får vi allerede i begynnelsen av perioden (2006-2008). Dette skyldes bare delvis redusert utbygging i Sverige. Sammenlignet med basisforløpet øker den samlede produksjonen av ny fornybar kraft fra 2006 til 2008 med nesten 3 TWh i Norge og Sverige med det lave sertifikatkravet, og med ytterligere 1 TWh hvis sertifikatkravet økes ytterligere. Den økte utbyggingen i Norge skyldes ikke at de langsiktige målene øker, men at utbyggingen skjer rasker og at en større andel av fornybar produksjon skjer i Norge. Dette er knyttet til at vi har lagt til grunn en relativt rask opptrapping av det norske sertifikatkravet. Jf. diskusjonen i avsnitt 3.3 er det usikkert om vi kan få en så kraftig utbygging på så kort sikt. Vi vil likevel minne om at vi har lagt inn relativt begrensede tilgjengelige potensialer i 2008.

Investeringer i kapasitet

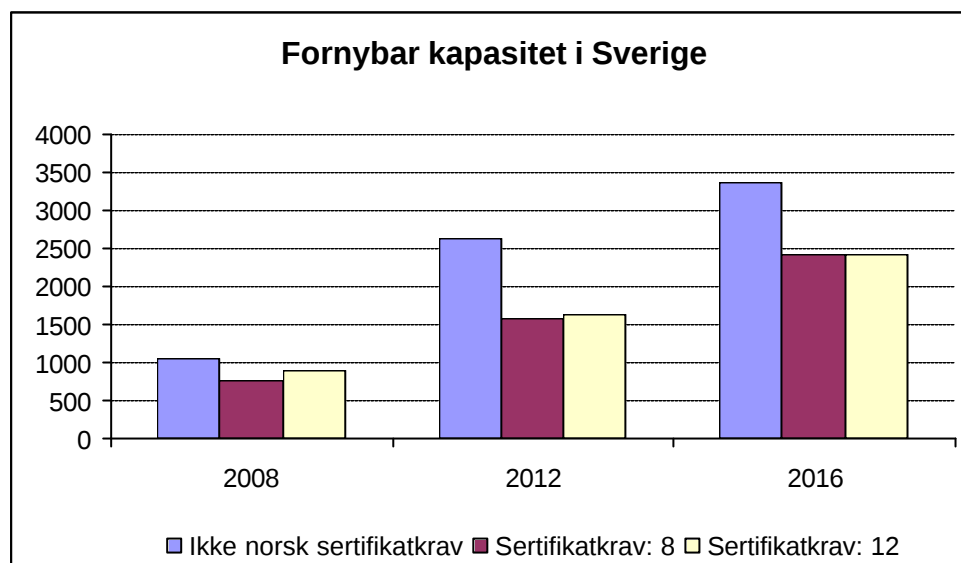
Utviklingen i fornybar produksjonskapasitet følger mye det samme mønsteret som utviklingen i produksjonen, men siden produksjonen av kWh pr. MW installert effekt varierer mellom teknologiene, blir bildene likevel ikke helt sammenfallende. Figur 4.6 viser utviklingen i fornybar kapasitet i Norge i de ulike scenariene. Vi ser at sertifikatmarkedet stort sett gir økt utbygging av fornybar kapasitet i Norge, sammenlignet med basisforløpet. Unntaket er 2016, da vi får en liten reduksjon i kapasiteten når det norske sertifikatkravet settes til 8 TWh.

Figur 4.6 *Utvikling i fornybar kapasitet i Norge i ulike scenarier. MW.*



Figur 4.7 viser utviklingen i fornybar kapasitet i Sverige. Her får vi, som vi ser, en relativt betydelig nedgang i investeringene i forhold til basisscenariet, særlig i 2012. Omfanget av fornybar kapasitet reduseres med rundt 1000 MW eller ca. 40 prosent i begge "fellesscenariene". Utslagene er ikke så store i 2008, og særlig ikke hvis vi styrer etter et norsk krav på 12 TWh i 2016, noe som skyldes at det realiserbare potensialet i Norge er begrenset på så kort sikt.

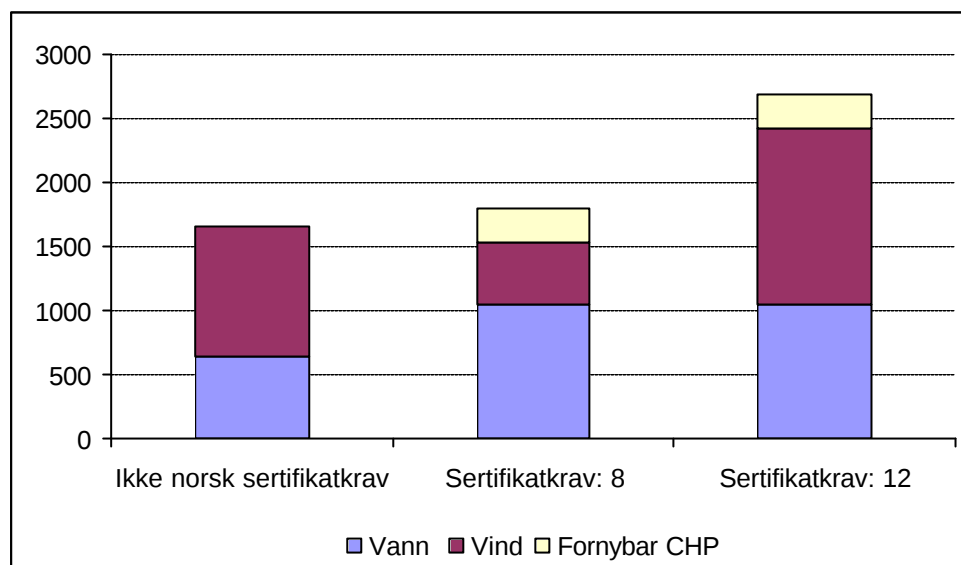
Figur 4.7 Utvikling i fornybar kapasitet i Sverige i ulike scenarier. MW.



Som ventet fører altså innføringen av et felles sertifikatmarked til at utbyggingen av fornybar kraft i Sverige blir mer begrenset enn i et nasjonalt marked.

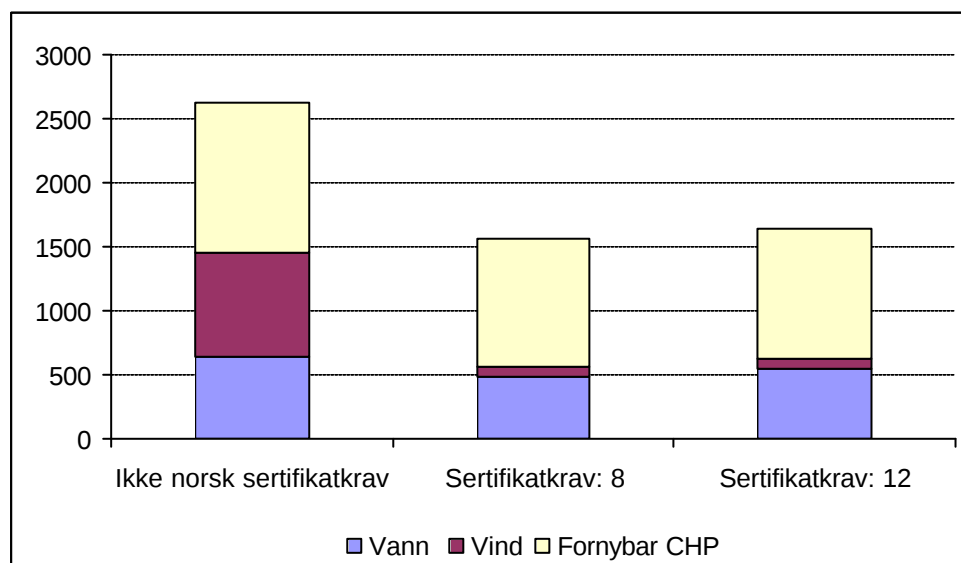
Figur 4.8 viser *sammensetningen* av fornybar kapasitet i Norge i de ulike forløpene. Vi har plukket ut 2012 for å illustrere effektene. Vi ser for det første at industriell kraftvarmeproduksjon og energigjenvinning kommer inn i sertifikatscenariene – først og fremst til fortrengsel for vind. Sertifikatmarkedet gir en mer effektiv utbygging av ressursene enn basisforløpet, der det er satt mål for noen typer teknologier – med tilhørende øremerkede støttebeløp. Det fører til at vi får en sterkere vindkraftutbygging i basisforløpet enn i sertifikatmarkedet. I sertifikatmarkedet er det lønnsomt å bygge ut mer vannkraftkapasitet "før" man starter den store vindkraftutbyggingen, og vi får også inn teknologier som i dag ikke får støtte. Men vi ser også at når det er bygd ut vel 1000 MW vannkraft i sertifikatmarkedet, slår en økning i sertifikatkravet ut i at det blir bygd mer vindkraft.

Figur 4.8 Sammensetning av fornybar kapasitet i Norge i ulike scenarier. 2012. MW.



I figur 4.9 viser vi tilsvarende størrelser for Sverige: Sammensetning av fornybar kapasitet i 2012 i de ulike scenariene.

Figur 4.9 Sammensetning av fornybar kapasitet i Sverige i ulike scenarier. 2012. MW.

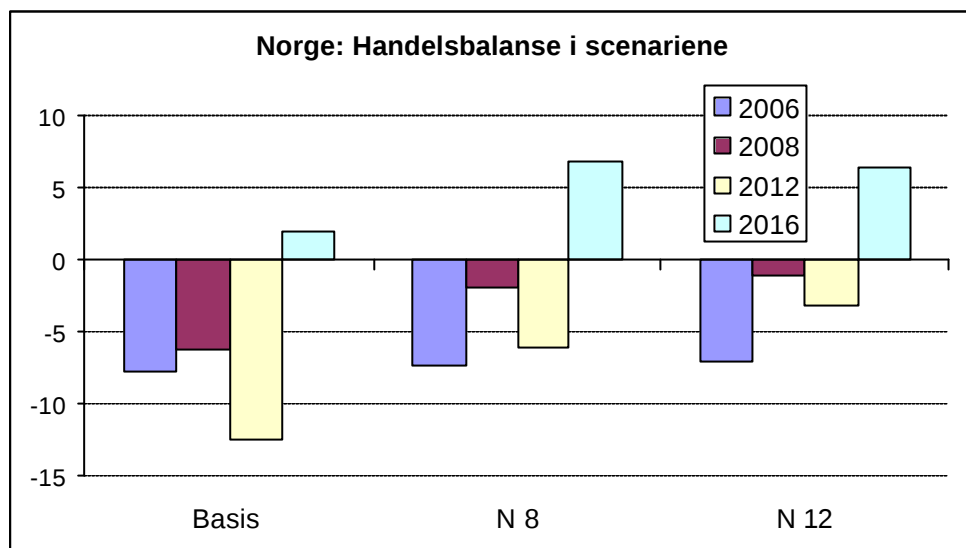


Den mest slående endringen sammenlignet med basisforløpet er at vindkraft i Sverige nesten faller bort når Norge kommer med i et felles sertifikatmarked. Den vindkraften som fortrenses, er havvindmøller. Disse er dyrere å bygge ut enn vindkraft på land i Norge. Ellers reduseres utbyggingen av både vannkraft og biobasert kraftvarme noe, men her er det snakk om mindre endringer. Vi ser også at økt sertifikatkrav i Norge nesten utelukkende fører til økt utbygging i Norge.

4.2.5 Kraftbalansen

Innføring av et felles sertifikatmarked fører til at produksjonen øker i Norge og reduseres i Sverige. Det har naturligvis konsekvenser for kraftbalansen. Utslagene for den norske handelsbalansen i de ulike scenariene er vist i figur 4.10.

Figur 4.10 Norge: Utvikling i handelsbalanse i scenariene. TWh/år.

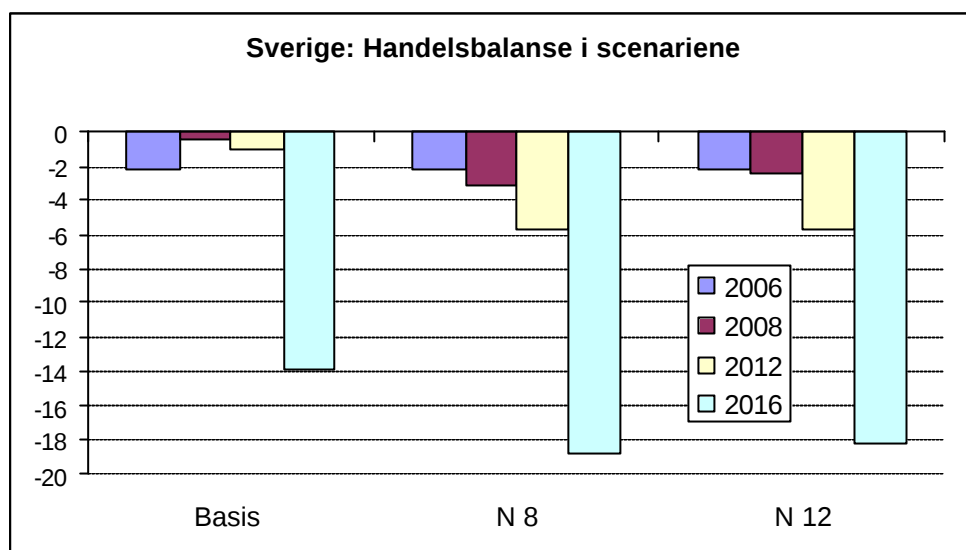


I basisforløpet svekkes den norske handelsbalansen inntil det blir lønnsomt å investere i ny gasskraft etter 2012. I tråd med de økte investeringene i fornybar kraft som sertifikatmarkedet utløser, selv med det lave ambisjonsnivået, bedres den norske kraftbalansen med så mye som nesten 8 TWh i 2012. Også i 2008 og 2016 finner vi en betydelig bedring i kraftbalansen i Norge med i underkant av 5 TWh redusert netto import. Dette innebærer at Norge totalt sett kommer i tilnærmet balanse i 2008, og får en betydelig eksport i 2016. Netto importbehovet i 2012 halveres.

Med et mer ambisiøst sertifikatkrav i Norge styrkes handelsbalansen ytterligere. Kraftbalanse styrkes med over 10 TWh i 2012 og med nesten 6 TWh i 2008. Effekten av sertifikatmarkedet på kraftbalansen i 2016 blir imidlertid ikke større når sertifikatkravet øker fra 8 til 12 TWh: netto styrkingen av handelsbalansen er fremdeles vel 4 TWh i 2016. Det skyldes at det økte sertifikatkravet fører til økt utbygging av fornybar kraftproduksjon i Norge og at denne kapasiteten fortrenger investeringer i gasskraft i Norge. I forhold til basisforløpet halveres omfanget av lønnsom gasskraftkapasitet i 2016.

Figur 4.11 viser utviklingen i kraftbalansen i Sverige. I basisforløpet er Sverige stort sett i balanse til utfasingen av kjernekraften starter etter 2012. Et felles sertifikatmarked medfører at kraftbalansen for Sverige svekkes, men ikke like mye som den norske styrkes. Det skyldes at sertifikatmarkedet netto fører til økt produksjon i Norge og Sverige sett under ett.

Figur 4.11 Sverige: Utvikling i handelsbalanse i scenariene. TWh/år.



For Sverige gir ikke økt sertifikatkrav i Norge de store utslagene, i 2008 er til og med virkningen på svensk handelsbalanse noe mindre enn med et sertifikatkrav på 8 TWh. Det skyldes noe lavere forbruk pga. høyere sluttbrukerpris.

4.2.6 Handel med sertifikater

Handelen med sertifikater er resultat av den geografiske fordelingen av krav og sertifisert produksjon. Tabell 4.5-4.6 nedenfor oppsummerer nøkkeltallene for sertifikatmarkedet.

Tabell 4.5 Sertifikatkrav fordelt på land i scenariene med felles marked. TWh/år.

	Norge 8 TWh			Norge 12 TWh		
	Norge	Sverige	Samlet	Norge	Sverige	Samlet
2006						
2008	2,3	14,3	16,6	3,5	14,3	17,8
2012	5,6	18,3	23,9	8,1	18,3	26,4
2016	8,4	22,1	30,5	12,5	22,0	34,5

Tabell 4.6 Sertifikatproduksjon fordelt på land og netto eksport fra Norge i scenariene med felles marked. TWh/år.

	Norge 8 TWh				Norge 12 TWh		
	Basis Sverige	Norge	Sverige	Eksport	Norge	Sverige	Eksport
2006							
2008	11,9*	5,7	10,9	3,4	6,3	11,4	2,9
2012	18,2	9,4	14,4	3,9	11,8	14,6	3,7
2016	21,9	12,5	18,0	4,1	16,4	18,0	4,0

* Merk at sertifikatproduksjonen i Sverige er 2,2 TWh for lav i forhold til kravet i dette tilfellet.

Begge de foreslåtte kravene til kjøp av sertifikater i Norge innebærer at norske forbrukere betaler for et mindre volum ny fornybar kraft enn de svenske – både i prosent og TWh. I kapittel 5 skal vi komme nærmere inn på hvor store utlegg dette representerer for forbrukerne. Fordelingen av sertifisert produksjon blir mye jevnere mellom landene, særlig i tilfellet med økt ambisjonsnivå i Norge. Til sammen innebærer dette at vi får eksport av sertifikater fra Norge til Sverige i alle forløpene med felles marked.

4.3 Sensitivitetsanalyser

Vi har også sett nærmere på et tilfelle der vannkraft i Norge over 5 MW ikke får sertifikater. Begrunnelsen for å utelukke prosjekter over 5 MW er at naturinngrepene er relativt store. En av baktankene med et sertifikatmarked er som kjent å fremme miljøvennlig produksjon. Meningene om dette er mange, og det er ikke gitt hva som blir utfallet i behandlingen av sertifikatmarkedet i Norge. Kostnadene ved større vannkraftanlegg er lave. Dersom vi trekker dette volumet ut av tilbudskurven, vil vi derfor forvente at sertifikatprisen stiger, og andre teknologier tar over plassen etter stor vannkraft. I scenariene over har vi antatt at over 2 TWh vannkraft over 5 MW er tilgjengelig til en kostnad under 35 øre/kWh i 2012.

I tillegg har vi simulert effekten av høyere kvotepris på CO₂, nærmere bestemt et forløp der kvoteprisen øker fra 20 til 40 kr/tonn i 2006 og fra 50 til 100 kr/tonn i resten av analyseperioden (2008-2016). Begrunnelsen for å se nærmere på dette er den store usikkerhet om nivået på kvoteprisen fremover. Kvotemarkedet skal implementeres fra 2005, og selv om det allerede foregår handel med kvoter for flere år fremover, er markedet tynt og det kan vanskelig festes lit til prisdannelsen i terminmarkedet ennå.

4.3.1 Vannkraft over 5 MW ikke sertifiserbar

Tabell 4.8 viser hvordan sertifikatprisen og sertifikatproduksjonen i Norge endrer seg dersom større vannkraftanlegg ikke får utstedt sertifikater.

Tabell 4.7 Vannkraft over 5 MW får ikke sertifikater. Endringer i sertifikatpris og sertifikatproduksjon i Norge.

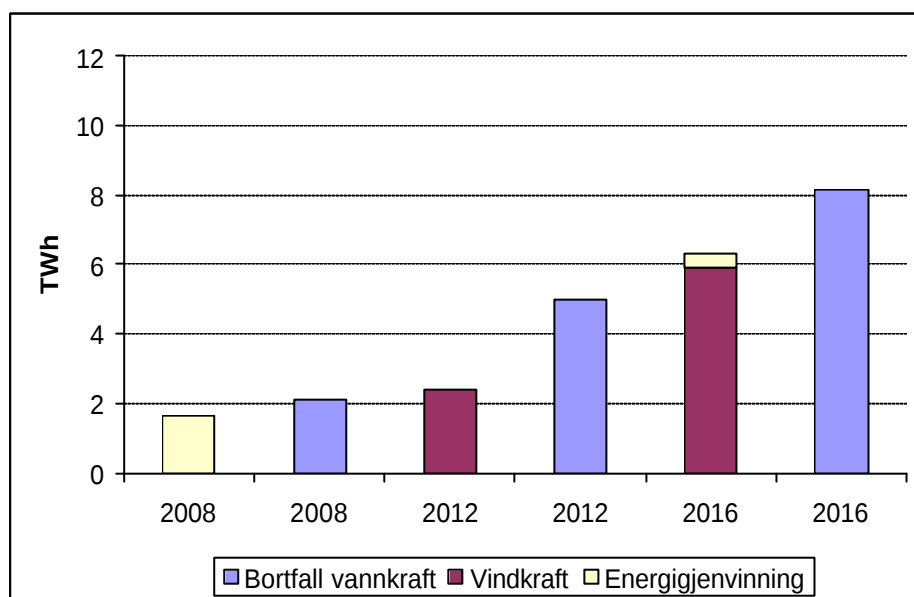
	Sertifikatpris		Sertifikatproduksjon	
	NOKøre/kWh		TWh/år	
	8 TWh	12 TWh	8 TWh	12 TWh
2006	0	0	0	0
2008	3,7	8,8	-0,5	-0,6
2012	2,8	5,8	-2,6	-3,6
2016	5,6	7,8	-1,8	-4,1

Vi regner ikke med at innstramningen vil ha effekt i 2006. Som ventet øker sertifikatprisen i resten av perioden når det settes et tak for størrelsen på vannkraftanlegg som får sertifikater for sin produksjon. Prisøkningen er ganske betydelig, særlig på kort sikt. Resultatet er også at sertifikatproduksjonen i Norge reduseres. Årsaken til det er at reduserte investeringer i vannkraft i Norge ikke fullt ut oppveies av økte investeringer i annen fornybar produksjon.

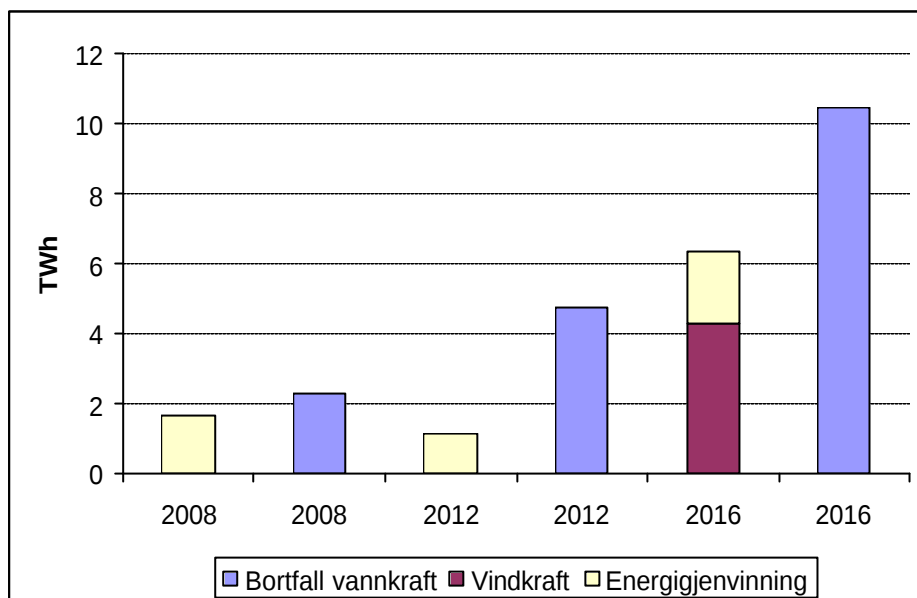
I scenariet med 8 TWh sertifikatkrav i Norge får vi en betydelig økning i vindkraftutbyggingen i 2012 og 2016, mens energigjenvinning fra industrien blir lønnsomt i 2008 (se Figur 4.12). Med et ambisjonsnivå på 12 TWh er det allerede investert i mye vindkraft, og dyrere energigjenvinning fra industrien blir lønnsom, siden sertifikatprisen stiger (Figur 4.13).

De økte sertifikatprisene innebærer også økte utlegg for gjennomsnittshusholdningen i Norge. Utgiftsøkningen er vist i de to kolonnene helt til høyre i tabellen.

Figur 4.12 Norge 8 TWh: Vannkraft over 5 MW får ikke sertifikater. Reduksjon i vannkraftproduksjon og økt produksjon av annen sertifikatkraft.



Figur 4.13 *Norge 12 TWh: Vannkraft over 5 MW får ikke sertifikater. Reduksjon i vannkraftproduksjon og økt produksjon av annen sertifikatkraft.*



4.3.2 Økt kvotepris på CO₂

Tabell 4.9 viser effektene på sertifikatpris og sertifikatproduksjon i Norge når CO₂-prisen øker.

Tabell 4.8 *Doblet kvotepris på CO₂. Endringer i sertifikatpris og sertifikatproduksjon i Norge.*

	Sertifikatpris		Sertifikatproduksjon	
	NOKøre/kWh		TWh/år	
	8 TWh	12 TWh	8 TWh	12 TWh
2006	0	0	0	0
2008	-3,4	-4,6	0	-0,2
2012	-2,7	-2,6	-0,4	-0,1
2016	-0,7	-0,7	-0,1	-0,1

Høyere kvotepris fører til at sertifikatprisen faller markant i 2008 og 2012, men mindre i de neste årene. Det har sammenheng med at økt CO₂-pris gir høyere engrospris på kraft fordi kostnadene for prissettende produksjonsteknologi (først og fremst kullkraft), øker. For en høyere spotpris behøves det en lavere sertifikatpris for å realisere sertifikatkravet. I tillegg vil høyere kraftpris bidra til redusere forbruket, som igjen reduserer omfanget av sertifikatkraft (som er en prosentsats multiplisert med forbruket). Prisstigningen blir minst når gasskraft, som er mindre CO₂-intensiv enn kullkraft, setter prisen i 2016.

4.4 Oppsummering

Som ventet finner vi altså at et felles sertifikatmarked i Norge og Sverige gir redusert utbygging av fornybar kapasitet i Sverige og medfører at Sverige importerer sertifikater fra Norge. Selv om sertifikatkravet bare settes til 8 TWh i Norge i 2016 – noe som er tilnærmet på nivå med målsettingene innefor dagens støttesystem – gir et felles sertifikatsystem vel 50 prosent mer utbygging av fornybar kraft i Norge i analyseperioden enn i basisscenariet. Dersom sertifikatkravet i Norge settes høyere, gir det en dobling av utbyggingen av fornybar kraft i Norge sammenlignet med basis.

Sertifikatprisen blir ikke urimelig høy i noen av scenariene. Tvert imot finner vi at sertifikatprisen blir liggende på et moderat nivå i alle scenariene sammenlignet med dagens prisnivå i det svenske sertifikatmarkedet.

Resultatene henger sammen med at potensialene er så store for utbygging av fornybar kraft i Norge. Og disse resultatene får vi altså til tross for at vi har lagt relativt konservative forutsetninger til grunn for hvor mye ny fornybar kraft det er mulig å realisere på kort til mellomlang sikt. De viktigste begrensningene i Norge er etter vår vurdering ikke potensialer eller kostnader, men hvor hurtig det går an å planlegge, konsesjonsbehandle, beslutte og bygge ut prosjekter.

Vi får en særlig sterk utbygging i Norge i første del av perioden, og særlig fra 2006 til 2008. Det er naturligvis stor usikkerhet omkring hvilken utbyggingstakt som er realistisk, og vi tror kanskje særlig det kan være fare for at den sterke utbyggingen i den tidlige perioden ikke lar seg realisere. Når vi får dette resultatet i modellsimuleringene, henger det sammen med at sertifikatkravet gir en raskere vekst enn den utbyggingstakten vi har forutsatt i basisscenariet.

Videre finner vi at sertifikatmarkedet gir en mer effektiv utbygging av fornybar kapasitet:

- Rimelig fornybar kapasitet i Norge erstatter dyrere fornybar kapasitet i Sverige
- Sertifikatmarkedet gir en annen sammensetning av den fornybare produksjonskapasiteten enn dagens administrerte støtteordninger
- Sertifikatmarkedet utløser fornybar kraftproduksjonskapasitet som i dag ikke mottar støtte

Disse resultatene er sannsynligvis relativt robuste i forhold til endringer i de forutsetningene som ligger til grunn for analysen.

Vi finner at sertifikatprisen faller over tid med de parametrene vi har lagt til grunn på tilbuds- og etterspørselssiden. Dette skaper problemer for den langsiktige lønnsomheten for investorene. Problemet er i og for seg ikke at sertifikatprisen faller, men at summen av kraftprisen og sertifikatprisen faller over tid. Det innebærer at noe av den kapasiteten som er lønnsomt til det prisnivået vi observerer i f.eks. 2008, er ulønnsomt til prisnivået i 2012. Dette er også et problem som kan oppstå i det virkelige markedet. Problemet kan løses via fungerende terminmarkeder. Dersom det ikke oppstår fungerende terminmarkeder, kan dette imidlertid gi høyere priser fordi aktørene vil være mer tilbakeholdne med å investere, f.eks. i 2008.

Vi tror ikke at endringer i parametrene i basisforløpet har stor betydning for resultatene. Endringer i kullprisene vil, på samme måte som endringer i kvoteprisene for CO₂, påvirke sertifikatprisene, men ikke omfanget av fornybar kapasitet. Økte engrospriser medfører at sertifikatkravet kan nås til en lavere sertifikatpris, og reduserte engrospriser medfører at oppnåelse av sertifikatkravet krever høyere sertifikatpriser.

De store usikkerhetsmomentene er knyttet til om markedet vil fungere etter hensikten. Det er kanskje spesielt to forhold som er kritiske:

- Vil markedet oppfattes som tilstrekkelig langsiktig og stabilt til at aktørene vil våge å investere på basis av sertifikater?
- Vil markedet bli tilstrekkelig likvid til at prisdannelsen blir effektiv?

Vår modellanalyse kan ikke gi svar på disse spørsmålene. Erfaringene med tilsvarende markeder er også for sparsomme til å gi noe godt grunnlag for å vurdere dette. Det er imidlertid åpenbart at markedet må ha en langsiktighet som harmonerer med investorenes investeringshorisont og at det er større grunn til å være optimistisk omkring prisdannelsen i et større, felles marked, enn i mindre nasjonale markeder.

5 Kostnader ved ordningen

Innføringen av et grønt sertifikatmarked innebærer i utgangspunktet at støtteordninger for ny fornybar energi flyttes fra Statsbudsjettet – der de indirekte finansieres via skattepenger – til et marked der forbrukerne betaler støtten direkte til aktørene. Dette gir grunnlag for reduserte kostnader ved å frembringe ny fornybar kraft på flere måter:

- Man unngår skyggekostnaden ved beskatning.
- Investeringsene skjer mer effektivt – man får mer fornybar kraft for pengene
 - ? Vi får en effektiv avveining mellom prosjekter basert på ulike brensler og teknologier.
 - ? De billigste prosjektene innenfor hver teknologi bygges ut først, noe som også gir økt kostnadseffektivitet.
- Administrasjonskostnadene forbundet med direkte støtteordninger reduseres eller faller bort.

Ordningen kan også gi økte kostnader ved at:

- Det samlede målet for ny fornybar kraft økes i forhold til et administrert system.
- Kostnadene ved administrasjonen og driften av sertifikatsystemet er høyere enn driften av et administrert system.
- Økt usikkerhet om inntektssiden (sertifikatpris og kraftpris) kan gi høyere avkastningskrav og dermed høyere kostnader.

I dette kapitlet skal vi gå nærmere inn på hvordan de ulike kostnadselementene kan komme til å utvikle seg. I tillegg skal vi se på inntektssiden – og da særlig hvordan produsentoverskuddet for sertifikatberettiget produksjon endres. Endelig skal vi drøfte endringer i skatteproveny som følge av innføring av et felles sertifikatmarked med Sverige.

Vi gjør oppmerksom på at beregningene som presenteres ikke gir det fullstendige samfunnsøkonomiske regnestykket for et sertifikatmarked. For eksempel har vi ikke i våre beregninger tatt hensyn til nettkostnader forbundet med investeringer i ny fornybar kraft.

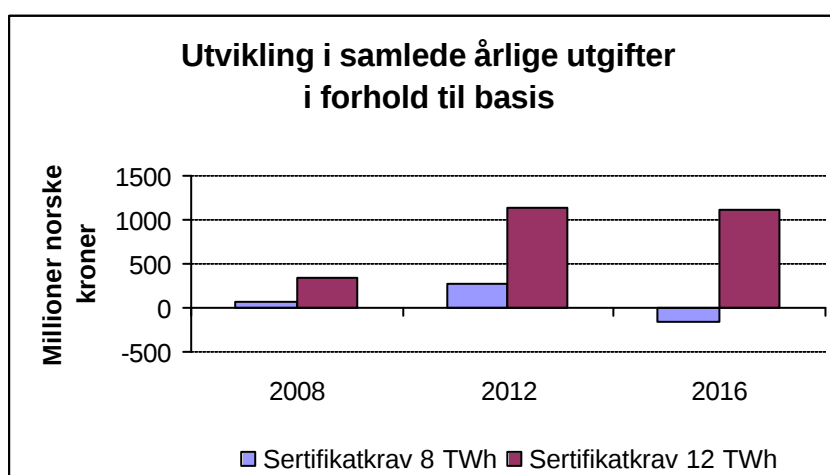
5.1 Utvikling i totalkostnader ved ordningen pr. år

Isolert sett består de direkte kostnadene ved innføring av et sertifikatmarked i investeringskostnader og driftskostnader for ny fornybar kraftproduksjon, kostnader i omsetningsleddet og kostnader ved å administrere ordningen. Det er ikke opplagt at disse kostnadene forbundet med investeringer i ny fornybar kraftproduksjon vil øke i et sertifikatmarked sammenlignet med dagens støttesystem. Det kommer an på om ambisjonene for fornybar kraftproduksjon endres og i hvilken grad sertifikatmarkedet medfører mer effektive investeringer. De administrative kostnadene endrer seg ved at støttesystemet endres fra direkte støtte til administrasjon av et marked og en sertifikatordning. Selve omsetningen av sertifikater medfører også en kostnad. Det kommer til uttrykk ved at distribusjonsselskapet vil beregne seg et påslag for å håndtere sertifikatkravet for konsumentene.

5.1.1 Investeringskostnader og driftskostnader

Figur 5.1 viser hvordan totale investerings- og driftskostnader for ny fornybar kraft i Norge utvikler seg i sertifikattilfellet, sammenlignet med basisforløpet. Det er verd å merke seg at vi har forutsatt at utbyggingen innenfor hvert av produksjonskategoriene også i basistilfellet følger de estimerte tilbudskurvene. En eventuell kostnadsreduksjon i et sertifikatsystem som følge av at f.eks. vindkraftprosjekter bygges ut i en annen, og mer effektiv, rekkefølge, fanges dermed ikke opp i beregningene. Det er i utgangspunktet vanskelig å vite om markedet vil gi en slik effekt, men dette kan være en kilde til at vi undervurderer kostnadsbesparelser ved et sertifikatmarked.

Figur 5.1 Sertifikatmarked i Norge: Endring i årlige investerings- og driftskostnader for fornybar kraft sammenlignet med basis. Mill. NOK/år, faste priser.



Vi ser at med et sertifikatkrav på 8 TWh får vi ingen stor kostnadsøkning, til tross for at vi får mye mer fornybar produksjon enn i basis. Det skyldes at sammensetningen av produksjonen blir en annen enn i basisforløpet, der de direkte støtteordningene videreføres og det settes mål for hvert enkelt energislag. Nærmere bestemt får vi inn mer vann og mindre vind enn i basisforløpet (se

avsnitt 4.1). I 2016 fører denne effekten til at vi får 4,7 TWh mer kraft til en lavere samlet kostnad enn i basisforløpet.

Et sertifikatkrav på 12 TWh gir økte årlige kostnader på i overkant av 1 mrd. NOK i forhold til basis både i 2012 og 2016. Dette er altså den samlede kostnaden ved å bygge ut 4 TWh mer fornybar kraft i Norge, siden økningen i ambisjonsnivået i sin helhet resulterer i økt produksjon – og investeringer – i Norge. I tabellen under viser vi samlede investerings- og driftskostnader i Norge fordelt på de ulike energislagene.

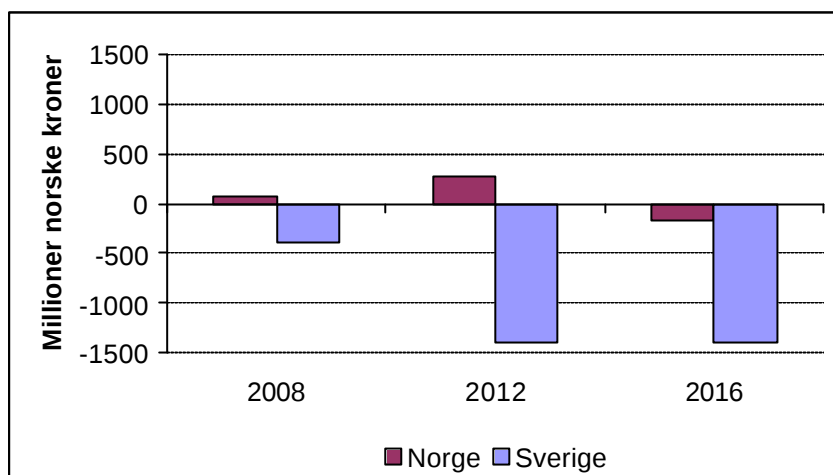
Tabell 5.1 Norge: Totale investerings- og driftskostnader pr. år fordelt på forløp, år og energislag. Mill. NOK/år, faste priser.

	Vind	Vann	CHP fjernvarme	CHP industri	Energi- gjennvinn.	Sum
2008:						
Basis	555	892	0	0	0	1447
Norge 8	505	635	0	139	236	1514
Norge 12	505	726	0	291	262	1784
2012:						
Basis	1161	986	0	0	0	2147
Norge 8	643	1408	0	139	236	2426
Norge 12	1496	1408	0	139	236	3279
2016:						
Basis	1766	1269	0	0	0	3035
Norge 8	471	2165	0	139	236	2872
Norge 12	973	2944	0	139	236	4153

Tallene i tabellen viser de resultatene som kommer ut av modellen. På grunn av at tilbudskurven forskyves utover over tid fordi vi regner med at flere prosjekter modnes etter hvert, og dette ikke nødvendigvis vil følge en perfekt, teoretisk langsiktig tilbudskurve, får vi en sertifikatpris som synker over tid. I 2016 er det så mye rimelig vannkraft tilgjengelig, at noe av den vindkraften som var lønnsom i 2012, ikke er det i 2016. Det vil sannsynligvis ikke være tilfelle i virkeligheten. Enten vil vi få mindre investeringer i vindkraft i 2012, og en noe høyere sertifikatpris, eller så vil vi ha mer vindkraft i 2016 og en noe lavere sertifikatpris. Et forward-marked for sertifikater vil kunne utjevne prisene mellom år, jf. avsnitt 4.4.

Mens investeringskostnadene i de fleste tilfeller stiger i Norge sammenlignet med basis, vil det motsatte være tilfelle i Sverige. Samlet reduseres kostnadene betydelig, jf. figur 5.2.

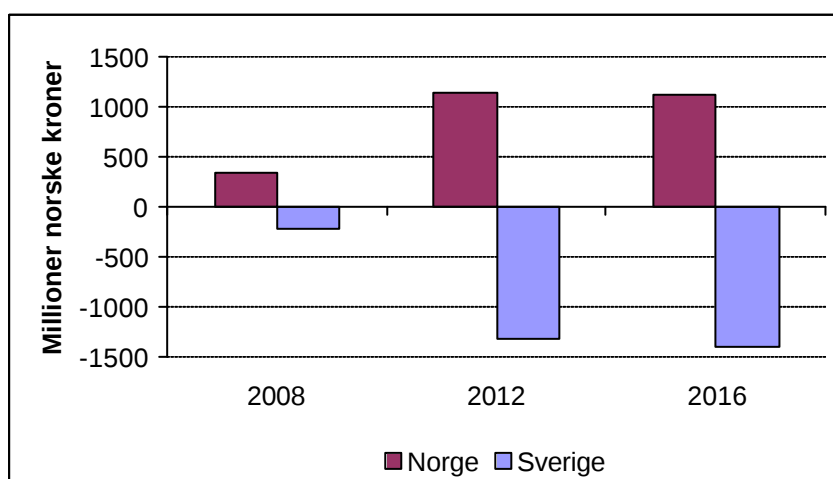
Figur 5.2 Norge 8 TWh: Endringer i årlige investerings- og driftskostnader i Norge og Sverige sammenlignet med basis. Mill. NOK/år, faste priser.



Med et ambisjonsnivå på 8 TWh får vi en kostnadsøkning på 279 mill. NOK i Norge, mens besparelsen i Sverige er 1 409 mill. NOK. Dette gir en samlet besparelse på 1 130 mill. NOK. I 2016 er den samlede besparelsen enda større siden kostnadene også faller i Norge. Dette scenariet gir omtrent like mye samlet fornybar kraft i 2016 som basis, men til betydelig lavere kostnad.

Selv i scenariet med 12 TWh sertifikatkraft blir de samlede kostnadene lavere enn i basis, jf. figur 5.3. Vi får med andre ord 4 TWh mer fornybar kraft til en lavere samlet kostnad enn i basis. Samlet reduseres kostnadene med 180 mill. NOK i 2012 og med 273 mill. NOK i 2016.

Figur 5.3 Norge 12 TWh. Endringer i årlige investerings- og driftskostnader i Norge og Sverige sammenlignet med basis. Mill. NOK/år, faste priser.



Vi vil understreke at tallene må ses som relativt grove anslag, og først og fremst som indikasjoner på hvilke størrelser vi snakker om og forholdet mellom

kostnadene i ulike forløp er. Den viktigste innsikten vi kan trekke ut av beregningene er følgende:

- Et sertifikatkrav på 8 TWh vil gi økte kostnader i Norge, men betydelig høyere investeringer i ny fornybar kraftproduksjon.
- Et sertifikatmarked vil etter alt å dømme gi kostnadsbesparelser fordi vi får en annen sammensetning av produksjonen av ny fornybar kraft enn i tilfellet der det settes separate mål for ulike energisorter.
- Det bygges ut betydelig mindre sertifiserbar kraft i Sverige.
- De samlede kostnadene i Norge og Sverige faller betraktelig.

5.1.2 Kostnader til håndtering av sertifikatplikten

Kostnadene ved håndtering av ordningen kan deles i to grupper:

- Kostnader i omsetningsleddet, dvs. kostnadene for distribusjonsselskapene som skal handle sertifikater på vegne av sine sluttkunder, og kostnader forbundet med kjøp av sertifikater for større kunder som handler sine sertifikater direkte.
- Administrasjonskostnader i det offentlige, knyttet til godkjenning av anlegg, drift av datasystemer og kontroll av kvoteplikten. I tillegg kommer eventuelt økte kostnader til konsesjonsbehandlinger, etc.

De sertifikatberettigede produsentene vil også ha kostnader forbundet med administrasjon og salg av sertifikater. Dette kan innebære at produsenter av ny fornybar kraft har noe høyere driftskostnader i et sertifikatmarked enn i et marked med administrerte, direkte støtteordninger. Vi har ikke tatt eksplisitt hensyn til disse kostnadene i beregningene.

Kostnader i omsetningsleddet

Det er svært usikkert hvordan marginen i omsetningsleddet vil utvikle seg dersom vi innfører sertifikater i Norge. Vi har, svært forenklet, valgt å legge inn avgiften som en flat kostnad pr. forbrukt kWh. Nærmere bestemt har vi antatt at omsetningsmarginen for sertifikathandelen er 0,6 øre pr. kWh forbruk. Det innebærer at kostnaden er større for større kunder enn for små (gitt samme sertifikatandel), og at kostnaden er konstant for økende sertifikatkrav. Dette tilsvarer en utvikling der omsetningsmarginen faller over tid. Det er vanskelig å anslå hvor realistisk en slik tilnærming er, men forenklingen gir ikke store utslag for markedstilpasningen. Vi tror det er større sannsynlighet for at kostnaden er lavere, eller vil bli lavere over tid, enn at den er høyere.

Administrative kostnader

Det er en rekke administrative kostnader forbundet med innføringen av et sertifikatmarked. I NVE (2004) er det et avsnitt som heter Økonomiske og administrative konsekvenser. Her heter det at kostnadene er forbundet med

- Godkjenning av anlegg
- Drift av datasystem
- Kontroll av oppfylt kvoteplikt

Følgende kostnader anslås for de ulike elementene:

Anleggsgodkjenning

Kostnadene avhenger av i hvilken grad godkjenningen skjer på basis av selvangivelse eller aktiv kontroll av nye anlegg. Videre kommer det an på sammensetningen av anlegg. NVE anslår at et mål om 15 TWh over en 10-årsperiode og med reell kontroll av anleggene, vil det være behov for ca. 2 årsverk til godkjenning og behandling av mulige klager. Dette er basert på at det etableres 4-500 MW kapasitet hvert år.

Kontroll med kvoteplikt

Under forutsetning av at kvoteplikten forvaltes av vel 130 kraftomsettere og ca. 100 større enkeltbrukere, anslår NVE at det vil være behov for ca. 4-6 årsverk til kontrollarbeidet.

Drift av datasystem

I dag er det 3 personer i Svenska Kraftnät som jobber med dette, men ikke på full tid. NVE regner med at aktiviteten vil få omtrent samme omfang i Norge.

Samlet anslag

Basert på dette anslår NVE at driften av et *etablert* system for sertifikater vil kreve til sammen ca. 10 årsverk til anleggsgodkjenning, datadrift og pliktkontroll.

Opprinnelig oppbygging av IT-støtte kostet i størrelsesorden 20 mill. kr. i Sverige. Det er ikke urimelig å anta at det også vil tilkomme en del kostnader av denne art i Norge, og at Norge eventuelt må kjøpe seg inn i det systemet som er etablert i Sverige for å delta i et felles system. Vi anslår derfor startkostnadene i Norge til 15 mill. NOK.

I våre modellanalyser får vi en utbygging av ny fornybar kraft som er høyere enn det målsettingen (kvoteplikten) for Norge innebærer. Dette vil imidlertid neppe føre til en betydelig høyere administrasjonskostnad for Norge – i våre scenarier kommer vi uansett ikke mye over 15 TWh i 2016. Imidlertid kan en annen sammensetning av kapasiteten, med flere mindre vannkraftverk i stedet for større vindparker, gi noe høyere kostnader.

Det er ikke avklart hvordan disse kostnadene skal dekkes, over statsbudsjettet eller gjennom et administrasjonspåslag på sertifikatprisen.

5.2 Utviklingen i kostnader for sluttbrukerne

Tabell 5.2 og Tabell 5.3 viser hvilken utgift sertifikatkravet representerer for en husholdningskunde med et normalt årsforbruk på 20.000 kWh, for henholdsvis Norge og Sverige.⁵

Tabell 5.2 Utlegg til kjøp av sertifikater for gjennomsnittlig norsk husholdningskunde med årsforbruk på 20.000 kWh. NOK/år.

	<i>Norge 8 TWh</i>	<i>Norge 12 TWh</i>
2008	213	298
2012	335	438
2016	294	483

Tabell 5.3 Utlegg til kjøp av sertifikater for svensk husholdningskunde med årsforbruk på 20.000 kWh. NOK/år.

	<i>Basis</i>	<i>Norge 8 TWh</i>	<i>Norge 12 TWh</i>
2008	1044	526	638
2012	935	617	627
2016	810	440	565

Vi ser at utgiftene til sertifikatkjøp i Norge er relativt beskjedne for enkelthusholdninger. Siden sertifikatkravet er høyere i Sverige, blir også utlegget for svenske husholdninger, med sammenlignbart forbruk, høyere. Muligheten for å importere sertifikater fra Norge innebærer imidlertid at utlegget til svenske husholdninger reduseres med mellom 30 prosent (i 2016 med høyt krav i Norge) og 50 prosent (i 2008 med lavt krav i Norge).

Det hører med til historien av gjennomsnittshusholdningen i Sverige har i overkant av halvparten så høyt strømforbruk som gjennomsnittshusholdningen i Norge. I 2003 var det gjennomsnittlige kraftforbruket for husholdninger i Sverige 13.300 kWh pr. år. Tabell 5.4 viser utlegget for sertifikater for en svensk gjennomsnittshusholdning.

⁵ I 2001 hadde gjennomsnittshusholdning i Norge et årsforbruk på 22.700 kWh (2001), mens et småhus med eloppvarming i Sverige hadde et årsforbruk på 19.800 kWh (2003). Mens 2001 var et år med forholdsvis lave priser, var 2003 et år med historisk høye priser.

Tabell 5.4 *Utlegg til kjøp av sertifikater for gjennomsnittlig svensk husholdningskunde med årsforbruk på 13.300 kWh. NOK/år.*

	<i>Basis</i>	<i>Norge 8 TWh</i>	<i>Norge 12 TWh</i>
2008	734	390	464
2012	662	450	457
2016	579	333	416

5.3 Produsentoverskudd for ny fornybar kraft

Et sertifikatmarked omfatter ulike produsenter av fornybar kraft. Deres kostnader ved å tilby denne kraften vil variere en hel del. Vi kan dele investeringsprosjekter for fornybar kraft i tre; de prosjekter som akkurat blir lønnsomme med de overføringer som et sertifikatmarked bringer med seg, prosjekter som ikke ville blitt realisert uten et sertifikatmarked, men som med sertifikatmarkedet går i overskudd, og prosjekter som uansett ville blitt realisert. For de to sistnevnte gruppene medfører innføringen av sertifikater at de får betalt mer enn langsiktig marginalkostnad for kraften sin, altså en renprofitt til produsentene.

Med innføring av sertifikater øker produsentoverskuddet for ny fornybar kraftproduksjon i Norge. Produsentoverskuddet er den profitten som investoren sitter igjen med når investerings- og driftskostnadene er trukket fra. Produsentoverskuddet er ikke en samfunnsøkonomisk kostnad, men en overføring av midler fra sluttbrukerne som er omfattet av ordningen, til investorene i ny fornybar kraft.

Tabell 5.5 viser fordelingen av produsentoverskuddet på de ulike energislagene. Tallene viser at det er vannkraftprodusentene som stikker av med de store summene (dog fordelt på mange små anlegg). Kraftvarmeproduksjon i industrien er åpenbart mer marginal, og det skal ikke store utslag i sertifikatpris til for at disse ikke skal bli lønnsomme. I 2012 er denne kapasiteten på marginen i sertifikatmarkedet. Når produsentoverskuddet er negativt i basis i tabellen, kommer det av at vi ikke har tatt hensyn til den direkte støtten som anleggene mottar i basisforløpet.

Tabell 5.5 *Produsentoverskudd for ny fornybar kraftproduksjon i Norge fordelt på forløp, år og energislag. Mill. NOK/år, faste priser.*

	Vind	Vann	CHP fjernvarme	CHP industri	Energi- gjennvinn.	Sum
2008:						
Basis	-155	-155	0	0	0	-304
Norge 8	63	414	0	8	203	689
Norge 12	117	552	0	31	244	944
2012:						
Basis	-398	-234	0	0	0	-632
Norge 8	98	728	0	1	180	1006
Norge 12	101	732	0	1	180	1014
2016:						
Basis	-501	-164	0	0	0	-665
Norge 8	20	875	0	0	127	1022
Norge 12	121	1241	0	0	165	1528

I Sverige blir produsentoverskuddet betydelig lavere med et felles norsk/svensk sertifikatmarked enn i basisforløpet. Det har både sammenheng med lavere sertifikatpris og mindre investeringer.

Tabell 5.6 *Produsentoverskudd for ny fornybar kraftproduksjon i Sverige fordelt på forløp, år og energislag. Mill. NOK/år, faste priser.*

	Vind	Vann	CHP fjernvarme	CHP industri	Energi- gjennvinn.	Sum
2008:						
Basis	170	514	99	389	0	1172
Norge 8	10	205	21	169	0	406
Norge 12	45	272	39	220	0	575
2012:						
Basis	152	755	108	580	0	1594
Norge 8	0	471	27	371	0	870
Norge 12	0	475	28	372	0	874
2016:						
Basis	49	692	83	677	0	1500
Norge 8	0	345	-48	404	0	701
Norge 12	0	506	17	539	0	1062

5.4 Skatteproveny

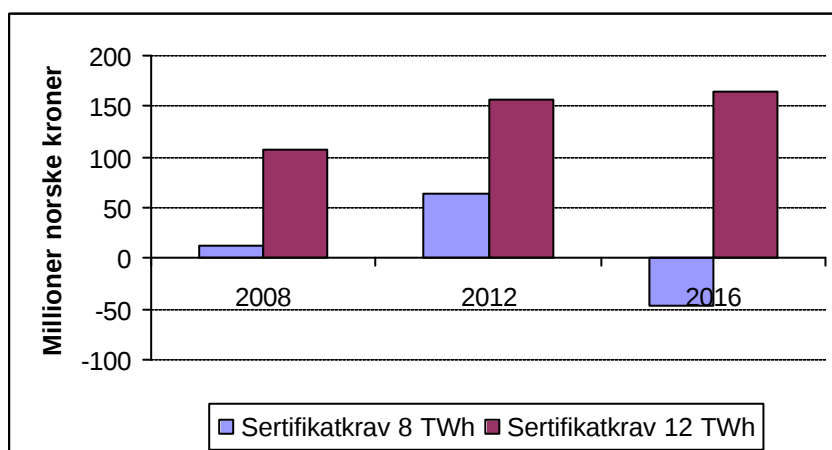
Innføring av en ordning med sertifikater i Norge medfører endringer i statens provenyinntekter på ulike vis:

- økte inntekter til staten via moms
- andre ordninger som eksisterer pr. i dag vil bli overflødige
- økte inntekter via en straffeavgift for ikke oppfylt kvoteplikt
- endringer i elavgiften
- endringer i innbetalinger av grunnrente og overskuddsskatt

Momsinntekter

Momsinntektene i Norge vil øke som følge av økt produksjon av kraft, samt økt forbruk av kraft. Vi ser her kun på endringen i momsinntekter ift. tilfellet uten innføring av sertifikater. Med våre anslag på økning i produksjon av sertifikatberettiget kraft, samt økt forbruk, vil momsinntektene ved innføring av enten 8 eller 12 TWh sertifikatkrav bli som vist i figuren under.

Figur 5.4 *Utvikling i momsinntekter ved innføring av sertifikater. Mill. NOK/år, faste priser.*



Avvikling av andre ordninger

Enova har i dag ulike støtteordninger som kan avskaffes ved innføring av sertifikater i Norge. Slike støtteordninger er for eksempel dagens investeringsstøtte for vindkraft. Slike ordninger kan flyttes fra statsbudsjettet og over på forbrukerne. Omfanget av en slik endring har vi ikke beregnet i dette prosjektet.

Straffeavgift

Dersom vi har estimert hvor mye kraft som vil være mulig å få inn i markedet til enhver tid korrekt, så forventer vi ikke at det vil bli aktuelt med straffeavgift i Norge. Modellen gir oss bare en situasjon hvor vi når taket, og det er i Sverige i 2008 under forutsetning om at Norge ikke går med i ordningen om sertifikater.

Elavgift og Enova-påslag

Provenyinntekter fra elavgiften vil falle i den grad kraftforbruket faller dersom sluttbrukerprisen øker som følge av et sertifikatmarked. Vi finner at denne effekten er liten.

Enova-påslaget på nettatariffen er for tiden 1,0 øre/kWh. Midlene går uavkortet til Enovas Energifond. Energifondet gir i dag investeringsstøtte til bl.a. vindkraft. Det vil være naturlig at påslaget blir lavere når ny fornybar kraftproduksjon finansieres via sertifikatmarkedet. Det kan imidlertid tenkes at en del midler herfra kan brukes til å administrere ordningen.

Grunnrente og overskuddsskatt

Endringer i overskudd i kraftselskapene vil endre grunnlaget for inntektsskatt og overskuddsskatt i kraftsektoren. Lavere priser i engrosmarkedet innebærer at skattegrunnlaget reduseres. Som vi har sett, finner vi en viss nedgang i engrosprisene i analyseperioden på grunn av innføringen av et felles sertifikatmarked. Effekten på engrosprisen, og dermed på skattegrunnlaget, er større jo høyere ambisjonsnivået (sertifikatkravet) settes.

På den annen side vil sertifikatkravet medføre at produsenter av ny fornybar kraft etablerer seg og tjener et større overskudd enn ellers. Da antar vi at fornybar kraft alternativt vil få kompensert sine merkostnader via investeringsstøtte, eller vil etableres på basis av engrosprisen på kraft alene. I utgangspunktet vil dette overskuddet gi grunnlag for overskuddsskatt, men ikke for grunnrenteskatt. Grunnrenteskatten beregnes i dag med utgangspunkt i engrosprisen for kraft (spotprisen på NordPool). Videre er mindre kraftverk uansett fritatt for grunnrenteskatt, slik at dette resonnementet eventuelt vil gjelde for større kraftverk. I tillegg vil nye verk uansett ikke komme i grunnrenteskatteposisjon før etter noen år, og slett ikke hvis lønnsomheten i verket uansett er marginal (netto nåverdi lik null).

Sertifikatmarkedet, i hvert fall de variantene vi har regnet på, innebærer også at en større andel av den fornybare kraften i Sverige og Norge etableres i Norge, og sånn sett gir et økt skattegrunnlag her.

Hvorvidt tapet av skattegrunnlag hos eksisterende produsenter oppveies av økt skattegrunnlag hos nye produsenter, er et komplisert regnestykke. Det samlede utfallet vil komme an på forholdet mellom engrosprisfall, sertifikatpris, samlet volum av fornybar kraft, kostnader for ny fornybar kraft og skatteposisjon for ulike produsenter.

Litteraturliste

- Alexander, I., C. Mayer and H. Weeds (1998): *Regulatory structure and risk of infrastructure firms: An international comparison*. World Bank Policy Research Working Paper.
- Buckland, Roger and Patricia Fraser (2000): *Risk and Returns Sensitivity in UK Electricity Utilities 1990-1999*. Aberdeen Papers in Accountancy, Finance & Management, Working Paper 00-1, University of Aberdeen.
- ECON (2002): *Økonomiske virkninger av hjemfallsinstituttet*. Rapport 20/02, ECON Senter for økonomisk analyse.
- Elforsk (2003): *El från nya anläggningar – 2003*. Elforsk rapport nr 03:14
- Elkraft System (2004): *Transmissionsplan 2004*, Elkraft System, København.
- Energistyrelsen (2002): *Udbudprocedure og vilkår for havvindmøller*. Rapport oktober 2002.
- Gjesdal, F. og Johnsen, T. (1999): *Kravsetting, lønnsomhetsmåling og verdivurdering*. Oslo: Cappelen Akademisk Forlag.
- Hofstad, Knut (red.) (2003): *Metode for beregning av økonomisk vindkraftpotensial i Norge*. Norges vassdrags- og energidirektorat.
- Jørgensen, P. F. og P. Bernhard (2004): *Kraftproduksjon basert på biobrensler. Teknisk/økonomisk potensial*. Oppdragsrapport A, 1-2004, KanEnergi og NVE.
- NVE (2004): *Grønne sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder*. Oppdragsrapport B, nr. 3-2004, NVE.
- Roland, K. og B. Tennbakk (2004): "Hva koster fornybar kraftproduksjon i et markedssystem?", *Økonomisk Forum*, nr. 6 2004, s. 26-30.
- Sandviknes, J. (2004): *El-gjenvinning i energiintensiv industri. Teknisk/økonomisk potensial*. NVE oppdragsrapport A, 2 2004.
- SOU (1988): *Vindkraftutredningen*, SOU 32/1988
- SOU (2001): *Handel med Elsertifikat – et nytt sett att främja el från förnybare eregikällor*. SOU 2001/77
- STEM (2004): *Översyn av elcertifikatsystemet – Delrapport etapp 2*. Statens Energimyndighet, Eskilstuna.
- Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003): *Om innenlands bruk av naturgass*. Olje- og energidepartementet, Oslo.

Vedlegg: Kraftmarkedsmodellen

ECONs kraftmarkedsmodell er en partiell likevektsmodell for det nordeuropeiske kraftmarkedet. Til sammen omfatter modellapparatet de nordiske landene (unntatt Island), Tyskland, Polen og Nederland. For disse områdene beregner modellen forbruk, produksjon, handel, CO₂-utslipp og priser for ett år om gangen. Handelen begrenses av overføringskapasitetene mellom markedsområdene i modellen. Det interne nettet i hvert markedsområde er ikke modellert, dvs. at modellen ikke fanger opp eventuelle interne flaskehalser.

I tillegg inngår handel med andre omkringliggende land (Russland, de baltiske statene og de landene Tyskland har kraftutveksling med) i modellen. Handelen med øvrige områder modelleres på to ulike måter: Enten ved at handelsstrømmene legges inn eksogent, eller ved at utveksling skjer i forhold til en fast prisstruktur som beregnes i en egen, enklere modell. En egen modell for de baltiske statene er også utviklet og kan inkluderes i modellrammeverket.

Modellen forutsetter frikonkurranse. Markedsløsningen bestemmes ved at marginal betalingsvillighet er lik marginal produksjonskostnad som igjen er lik prisen.

Året er delt i 13 fireukersperioder ("måned") som igjen er delt i fem lastavsnitt, to lavlastavsnitt og tre høylastavsnitt. Dette gir til sammen 65 forskjellige prisavsnitt for hvert markedsområde i løpet av et år. Når vi snakker om spotprisen i et år, mener vi det veide gjennomsnittet av prisene i de forskjellige lastavsnittene. Med "høylastpris" mener vi gjennomsnittlig spotpris under høylast over året.

Etterspørsel

Det er opptil fem delmarkeder i hvert område: husholdninger, service, kraftkrevende industri (inkl. treforedling), annen industri og kjelmarked. Kjelmarkedet omfatter elektrokjeler som kan veksle mellom olje og elektrisk drift. Det er bare Norge og Sverige som har et kjelmarked av noen betydning.

Etterspørselen i hver sektor avhenger av inntekt, sluttbrukerprisen for kraft og oljeprisen. Sluttbrukerprisene for kraft består av flere komponenter: engrospris (spotprisen), overføringskostnader (nettleie), omsetningsmargin og forskjellige avgifter. Disse parametrene varierer mellom sluttbrukergrupper og mellom land. Vi antar at sluttbrukerprisene til alle forbrukere avhenger av spotprisen. Med andre ord forutsetter vi at kontraktsprisene reflekterer forventet spotpris i framtiden, og i likevekt tilpasser alle forbrukere seg til spotpriser.

Hvordan pris- og inntektsendringer slår ut i etterspørselen avhenger av elastisiteter. Elastisiteten sier hvor mange prosent etterspørselen endres hvis den eksogene variabelen (for eksempel kraftpris eller inntekt) øker med 1 prosent. Hver sektor i hvert land er tilordnet ulike elastisiteter for kraftpris, oljepris og inntekt.

Etterspørselen er mest elastisk i kjelmarkedet, siden kjelmarkedet består av forbrukere som på kort varsel kan veksle mellom elektrisitet og olje.

Etterspørselen i kraftkrevende industri er uavhengig av prisen for spotpriser under 40 NOK øre/kWh. Hvis prisen blir høyere enn dette, har kraftkrevende industri samme type etterspørselsfunksjon som andre sektorer.

For gitt pris og inntekt varierer nivået på etterspørselen mellom ulike sesonger. Dette gjelder spesielt for husholdningene i Norge og Sverige, som i stor grad benytter kraft til oppvarming om vinteren. Etterspørselen i kraftkrevende industri er uavhengig av sesonger.

Etterspørselen, eller lasten, varierer også over døgnet og uken. For å ta hensyn til dette, er modellen inndelt i fem lastavsnitt innenfor hver 4-ukersperiode. Hver 4-ukersperiode består av lavlast (natt, 32,7 prosent av tiden), mellomlast (hovedsakelig kveld på hverdager og dag/kveld helg, 31,5 prosent av tiden), høylast formiddag (formiddag hverdag, 8,9 prosent av tiden), høylast middag (hovedsakelig fra midt på dagen til sent på ettermiddagen, 20,8 prosent av tiden) og høylast ettermiddag (effekttopp sent på ettermiddagen, 6,0 prosent av tiden).

Forbruket i en periode fordeles mellom lastavsnittene med et gitt forhold: en gitt andel av kraften blir konsumert under høylast, uansett nivået på forbruket. Forbrukerne responderer med andre ord bare på gjennomsnittlig prisnivå over perioden. Forholdet mellom forbruket i de ulike lastavsnittene varierer mellom de geografiske områdene.

En del energi går tapt på veien fra produsent til forbruker. Det betyr at produksjonen alltid må være litt større enn forbruket. Dette tapet ligger på 6,5-10 prosent av forbruket i de forskjellige sektorene.

Tilbud

Tilbudskurven i hvert område er gitt av grensekostnadskurven i området. Ulike typer kraftverk er inkludert (vannkraft, kjernekraft, fjernvarme, desentral og industriell kraftvarme, kull-, gass- og oljekondensverk, vindkraft), med tilhørende kapasiteter og marginale produksjonskostnader (brenselskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader). Tradisjonell varmekraftkapasitet (kondenskraft) er delt i opptil 10 ulike kostnadsklasser. I og med at en del av produksjonen i sentrale kraftvarmeverk er varmemunden, er det spesifisert et minimumsnivå for produksjonen i disse verkene i hver periode.

Revisjoner og vedlikehold er håndtert ved å angi en årsprofil for kraftverkernes tilgjengelighet. Profilen varierer mellom ulike teknologier, og er basert på observerte størrelser.

Investeringer

Kapasitetene i de fleste teknologiene legges inn eksogent i modellen. Når det gjelder gasskraft i Norge og de ulike fornybare teknologiene (jf. beskrivelse av sertifikatmodulen under), utløses investeringer når prisene gjør det lønnsomt. Kapasitetsutviklingen beskrives altså av en blanding av eksogent og endogent bestemte investeringer.

Vannkraftproduksjon

Produksjonen i vannkraftverk avhenger ikke bare av effektkapasiteten, men også av tilsiget av vann og magasinkapasiteten. Tilbudskurven for vannkraftproduksjon er ikke fast over året. Magasiner kan benyttes til å lagre vann til produksjon ved et senere tidspunkt. Det betyr at vannkraftproduksjonen kan flyttes mellom perioder og mellom lastavsnitt. Den dynamiske tilbudskurven bidrar til at prisvariasjonen mellom sesongene og lastavsnittene blir mindre enn den ellers ville vært. Tidspunktet for produksjonen blir bestemt i optimeringen i modellen. Det er to magasiner i modellen, ett i Norge og ett i Sverige. Vannkraftproduksjonen i Finland har mindre reguleringskapasitet og er lagt inn eksogent i modellen.

I langsiktige analyser antar vi at tilsiget følger det historiske mønsteret, dvs. vi går ikke ut fra faktisk magasininfylling i dag. På bakgrunn av tilsigsserien fra 1970 til 1999 er normalårsproduksjonen i Norge satt til 118 TWh. Tilsiget deles i to, en del uregulert produksjon, og en del regulert produksjon. I Sverige er 16 av til sammen 64 TWh normalproduksjon uregulert tilsig, mens 30,5 TWh av tilsiget i Norge er uregulert produksjon.

Eksogen produksjon

Produksjonen i noen verk er uavhengig av markedspris og produksjonskostnader. Dette gjelder vindkraft (som kan produseres bare når det blåser, ikke når prisen er høy), uregulert vannkraft, fjernvarme og industriell kraftvarme i Sverige og Finland, og desentral kraftvarme i Danmark (som avhenger av varmebehovet). Produksjonen i disse teknologiene er lagt inn eksogent i modellen, dog slik at produksjonen varierer både over året og over døgnet. Hvor stor andel av kraften som blir produsert under høylast avhenger av årstiden. For eksempel skjer en mye større andel av produksjonen i desentral kraftvarme under høylast i sommerhalvåret enn i vinterhalvåret.

Effektreserver

Kapasiteten setter en absolutt grense for produksjonen. I et kraftsystem kan man imidlertid ikke balansere helt på kapasitetsgrensen, det må alltid være noe reservekapasitet som kan tas i bruk hvis noen kraftverk skulle falle ut eller etterspørselen skulle bli høyere enn forventet. I modellen er dette lagt inn som et krav om effektreserve: en viss andel av produksjonskapasiteten i hvert område blir til enhver tid holdt utenfor markedet.⁶ Hvis etterspørselen er større enn det produksjonen kan dekke, øker prisen. Økt pris reduserer i sin tur etterspørselen, helt til det er balanse mellom forbruk og produksjon.

Handel

Handel utløses dersom prisene, korrigert for overføringskostnader, tariffer og tap, er forskjellige i forskjellige områder. Handel vil enten eliminere prisforskjeller eller begrenses av flaskehalser i overføringsforbindelsene. Det interne nettet i

⁶ Modellen er på dette punktet mindre fleksibel enn virkeligheten (i virkeligheten kan man i nødsfall ta reservene i bruk). På den annen side gjøres modellsimuleringene for normalsituasjoner og reservene vil ikke normalt bli benyttet.

hvert markedsområde er ikke modellert, dvs. modellen ikke fanger opp eventuelle interne flaskehalser.

Handelen mellom Finland og Russland er uavhengig av prisene, og modellert som grunnlastimport. På grunnlag av analysen av markedsutviklingen i de baltiske land forutsetter vi at også Estlink brukes til grunnlastimport fra Estland til Finland. Handelen mellom Tyskland og nabolandene som ikke spesifisert i modellen er også lagt inn eksogent, men i henhold til de handelsstrømmene vi observerer i dag.