

# Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked

av

Finn Roar Aune, Torstein Bye og Petter Vegard Hansen

13.05.05 13:27:51

## Sammendrag

*Sertifikater-OED-12mai05.doc*

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1. Innledning .....</b>                                                  | <b>2</b>  |
| <b>2. Litt prinsippielt om grønne sertifikater/elsertifikater .....</b>     | <b>3</b>  |
| 2.1. Et sertifikatmarked med en spesifisert andel fornybar produksjon ..... | 4         |
| 2.2. Et sertifikatmarked med en gitt mengde fornybar produksjon .....       | 6         |
| 2.3. Et sertifikatmarked med backstop eller internasjonal handel .....      | 7         |
| 2.4. En likevektsmodell for elektrisitet og elsertifikater .....            | 9         |
| <b>3. Grensekostnadskurver for fornybare teknologier .....</b>              | <b>11</b> |
| <b>4. Levetid og varighet for sertifikater.....</b>                         | <b>14</b> |
| <b>5. Simuleringer av et marked for kraft og elsertifikater .....</b>       | <b>16</b> |
| 5.1. Referansebanene .....                                                  | 17        |
| 5.2. Fri handel med elektrisitet over landegrenser .....                    | 22        |
| 5.3. En felles norsk svensk elsertifikatordning .....                       | 25        |
| <b>6. Velferdsvirkninger av sertifikatordningen .....</b>                   | <b>27</b> |
| 6.1. Ingen sertifikatberettigede i referansen .....                         | 27        |
| 6.2. Sertifikatberettigede også i referansen.....                           | 30        |
| 6.3. Andre faktormarkeder .....                                             | 32        |
| 6.4. Myndighetene .....                                                     | 33        |
| <b>7. Noen konklusjoner.....</b>                                            | <b>35</b> |

# 1. Innledning

Innføring av elsertifikater i elektrisitetsmarkedet betyr at myndighetene bestemmer at en viss andel av elektrisitetsproduksjonen eller av forbruket skal være fra fornybare teknologier. Hva som blir definert som fornybare teknologier må spesifiseres. For å få til et marked for slike teknologier tildeler myndighetene sertifikater til produsenter med fornybare teknologier. Samtidig pålegges forbrukerne, evt noen av forbrukerne, å kjøpe disse sertifikatene i et visst forhold til den mengde elektrisitet som de kjøper. En nærmere beskrivelse av slike elsertifikater og virkningen av dem i markedet er beskrevet i Bye (2003). Her ble både prinsipielle teoretiske forhold og empiriske modellberegninger gjennomført.

Sverige innførte elsertifikatordning i 2003. Dette markedet har således vært i virksomhet en periode, og viktige erfaringer er høstet. Økningen i investeringer i fornybar teknologi har vært liten, noe som til dels skyldes at det tar tid å få i gang prosjekter, men det har også vært påpekt at usikkerhet rundt selve sertifikatordningen har hatt betydning. Foreløpig er det bare vedtatt at ordningen skal vare frem til 2010. For noen teknologier kan dette være et for kort perspektiv. Det gjelder først og fremst teknologier med høye investeringskostnader og lave variable kostnader.

For tiden utredes innføring av en tilsvarende ordning i Norge. Det er uttrykt at det er ønskelig at dette blir som en del av et felles svensk-norsk marked. Poenget med dette er å få et større og mer effektivt marked for innføring av fornybare teknologier. Prinsipielle virkninger av å åpne opp et nasjonalt marked for elektrisitet og elsertifikater med handel mellom land er gitt i Bye et. al (2002) og Bye (2003). En teoretisk analyse av grønne sertifikater i flere land, der det er et samspill mellom grønne sertifikater og CO<sub>2</sub>-avgifter, finnes i Amundsen og Mortensen (2001), se også Skytte og Jensen (2002). I en masteroppgave studerer Anfinsen (2004) mulige virkninger av innføring av grønne sertifikater i kraftmarkedet i flere land.

I dette prosjektet vil vi studere hvordan innføringen av elsertifikater i et felles norsk/svensk kraftmarked vil fungere. Dette vil bli gjort innenfor rammen av en nordisk energimarkedsmodell, NORDMOD-T, med Norge, Sverige og Danmark oppdelt i til sammen 8 regioner. Den regionale dimensjonen er viktig blant annet av følgende grunn: Det er ikke gitt at selv om en teknologi er lønnsom i forhold til kraftprisen og prisen på elsertifikater at det vil det være mulig å bygge ut. Dette skyldes at det kan være nødvendig med investeringer i overføringsnettet for at den produserte kraften skal nå forbrukerne. Dette er en viktig beskrankning i vurderingen av potensialet for utbygging av fornybar energi. Nettbeskrankninger kan være vel så viktig som utbyggingskostnadene for den aktuelle teknologien når investeringsbeslutninger skal fattes.

I modellen innføres elsertifikater ved at det spesifiseres et krav om at en viss andel av elektrisitetsproduksjon skal komme fra fornybare teknologier. Andelskravet vil da fungere som en skranke i modellen. Skyggeprisen på denne skranken kan avledes av prisen på sertifikatene. Grensekostnaden for produksjon av fornybar energi i likevekt er lik elektrisitetsprisen (grensekostnaden for tradisjonell energi) pluss sertifikatprisen (skyggeprisen).

Vi kan nå gjøre ulike antakelser om handel med el og sertifikater. Et alternativ er å anta at det er et felles norsk-svensk marked for både elektrisitet og elsertifikater. Fri handel mellom land uten nettskranker betyr at elektrisitetsprisen og sertifikatprisen blir lik i de to landene. Hvis grensekostnadskurvene for grønne/fornybare teknologier for de to landene er ulike, vil den fornybare produksjonsandelen for hvert av landene generelt være forskjellig. Dette skyldes at en gjennom et frikonkurransemarked vil bygge ut der det samlet sett er billigst. En vil altså generelt sett ikke oppnå gitte fornybare produksjonsandeler i hvert enkelt av landene, mens en samlet fornybar

produksjonsandel kan oppnås. Med nettskranker mellom landene vil skyggeprisen på skranken kunne bli forskjellig, og dermed kan en i prinsippet oppnå bestemte andeler i hvert land.

Hvis hvert av landene har fastsatt en fornybar produksjonsandel som skal oppfylles må handelen med kraft og/eller sertifikater begrenses på en eller annen måte. Ved begrensning av handelen av elektrisitet mellom land vil en i teorien kunne ha landspesifikke eksogene andeler, men det er neppe aktuelt siden vi allerede har et integrert nordisk marked med betydelig transmisjonskapasitet. Begrensning i handel med sertifikater er derimot mulig - i hvert fall i teorien. Da kan skyggeprisen på beskrankningen være forskjellig i de ulike landene.

Alternativt til å fastsette en landspesifikk produksjonsandel, kan man fastsette en landspesifikk forbruksandel. Det betyr at den virkning som en felles sertifikatpris vil ha på hvert lands forbrukere sin kjøperpris vil være forskjellig, og gjenspeile de landspesifikke andelene som settes. Forbruksandelene vil da generelt være forskjellig fra produksjonsandelene. Den samlede forbruksandelen for de to landene vil være lik den samlede produksjonsandelen.

I denne studien vil vi belyse tilpasningen i markedet ved et sett av beregninger på en markedsmodell for kraftmarkedet. Siden det er stor usikkerhet omkring flere forhold som har stor betydning for kraftmarkedet, slik som for eksempel kvotepriser i markedet for klimagasskvoter, vil vi lage flere beregninger hvor denne usikkerheten fokuseres.

Analysene vil bli gjort med energimarkedsmodellen NORDMOD-T. I denne modellen er det per i dag en spesifisering av de produksjonsteknologier som er operative i de nordiske landene. Modellen har også en spesifisering av kostnader ved investeringer i alternative teknologier framover. Modellen spesifiserer transmisjonsnettet mellom regioner og land, og en etterspørselsside som beskriver et sett av forskjellige representative kundegrupper. På tilbudssiden for fornybare teknologier vil et av utgangspunktene være informasjon fra en rapport fra NVE (2004) om elsertifikater. En må imidlertid ta høyde for i hvilken grad de spesifiserte teknologiene faktisk er mulig å implementere i markedet på mellomlang og lang sikt. Avveining av mulighetsområdet er derfor viktig. Informasjon fra bransjen selv vil også bli forsøkt skaffet tilveie. Vi vil gjøre våre egne vurderinger av den informasjonen som samlet er tilgjengelig på dette området. Mye tyder på at det nødvendigvis ikke er bare kostnadsnivået for de fornybare teknologiene som er begrensningen i Norge, men også tregheter i konsesjonsbehandlingen og usikkerhet om de aktuelle prosjektene blir godkjent vil spille inn.

I Sverige er det gjort en tilsvarende studie av Energimyndigheten (2004) om potensialet for fornybar teknologi. Vi vil ta utgangspunkt i denne rapporten når det gjelder kostnader og potensialet for utbygging av fornybar kraft i Sverige, men også her vil vi foreta egne vurderinger av potensialene.

Fra departementets side er det ønskelig å studere innføringen av sertifikater i både et mellomlangsiktig og et langt perspektiv. Det tar tid å få på plass investeringer. Spesielt vil det ta tid å øke andelen med fornybare teknologier raskt. Dette betyr at det antakelig ikke vil være hensiktsmessig å studere effekten av innføringen av elsertifikater på svært kort sikt. I utgangspunktet vil en forsøke å fokusere på et 10-15 år perspektiv - det vil si fram mot 2015-2020.

## 2. Litt prinsippielt om grønne sertifikater/elsertifikater

En grønn sertifikatordning, eller en elsertifikatordning for fornybare teknologier, er en ordning der man innfører støtte til produsenter som benytter fornybare teknologier gjennom å dele ut sertifikater til disse og samtidig lage et marked for slike sertifikater ved å pålegge kjøpere av energi/elektrisitet å kjøpe sertifikatene gjerne i et visst forhold til innkjøpt energi/elektrisitet. Alternativt til en kjøpsplikt kan man innføre en produksjonsplikt - det vil si at alle som produserer med fornybar teknologi får

tildelt et sertifikat og alle produsenter må enten kjøpe et visst antall sertifikater som står i et forhold til egen produksjon av energi basert på ikke fornybar teknologi eller selv produsere en andel med fornybar teknologi. De prinsipielle virkningene av sertifikatordninger knyttet til kjøpsplikt og salgsplikt er ekvivalente, se Bye (2003), bortsett fra i tilfeller hvor man vil unngå at noen konsumenter skal bli rammet av kostnaden ved elsertifikater. I Norge ønsker man å innføre en kjøpsplikt.

Kjøpsplikten kan enten innføres som krav om en andel fornybare teknologier eller ved et visst volum. I Sverige har man innført et krav om en andel. Da blir omfanget endogent, Det påstås at dette skaper usikkerhet for investorer. Derfor ønsker man i Norge å innføre krav om en nærmere bestemt mengde fornybar teknologi.

Effektene av innføringen av et elsertifikatmarked vil generelt være avhengig av hvordan grensekostnadene for økt kapasitet i energiforsyningen ser ut og av hvordan responsen på prisendringer blant forbrukerne er, se Bye (2003) for en nærmere begrunnelse for dette. Det er vanlig å anta at det er stigende grensekostnader ved å utvide kapasiteten, enten fordi en må ta i bruk flere og flere fosser med mindre og mindre fossfall, eller det eksisterer arealbegrensinger som gjør at arealkostnadene ved plassering av for eksempel vindmølleanlegg øker, eller det kan være negative eksternaliteter knyttet til utbygging og disse øker med omfanget av utbygging (for eksempel areal, støy, utslipp til luft etc.). En kort redegjørelse for de prinsipielle effektene av et sertifikatmarked der en innfører krav om en viss andel fornybar teknologier under disse betingelsene er gitt i kapittel 2.1. I kapittel 2.2 vises tilsvarende når kravet er en viss mengde fornybare teknologier.

Det kan være grunner til å anta at grensekostnadene ved å øke produksjonskapasiteten ikke er stigende med volum. Eksempler på dette kan være at vi som et lite land handler med omverdenen. Siden omverdenen er stor i forhold til det innenlandske markedet vil politikk i Norge ikke ha noen betydning for prisdannelsen i markedet. Hvis det er tendenser til stigende priser i Norge så vil større volumer flyte inn i Norge og prisene utjevnes. Hvis prisene i Norge er lave vil volumer flyte ut av landet og prisene jevnes ut. Utlandet setter prisnivå. Et annet tilfelle kan være hvis man står overfor en såkalt back-stop teknologi. Det betyr at det finnes store mengder energi som kan bygges ut til konstante enhetskostnader. Gasskraft kan være et slikt eksempel Det finnes store mengder gass, teknologien er gitt og prisen på gass er gitt, men dette forutsetter et stort tilbud av gass til en gitt pris. I praksis vil det antakelig også være stigende kostnader ved økt tilgang på gass også. Hvordan et sertifikatmarked vil virke i denne situasjonen er diskutert i kapittel 2.3.

## 2.1. Et sertifikatmarked med en spesifisert andel fornybar produksjon

Anta at myndighetene ønsker å introdusere en elsertifikatordning for fornybare energiteknologier. Anta i første omgang at dette er et rent nasjonalt tiltak. De som produserer elektrisitet med fornybare teknologier får tildelt sertifikater. Kjøperen av elektrisitet blir pålagt å kjøpe disse sertifikatene i et visst forhold til den mengden elektrisitet de kjøper. Denne andelen tilsvare den fornybare andelen man ønsker for elektrisitetsproduksjon.

I likevekt vil kjøper stå overfor en pris som er lik prisen på elektrisitet,  $p$ , pluss en andel,  $\alpha$ , av sertifikatet (husk at forbrukeren må kjøpe ett sertifikat per en mengde kWh). Forbrukeren vil da tilpasse sitt forbruk i forhold til den totalprisen han står overfor og i forhold til de muligheter han/hun har for å tilpasse forbruket. Dette kan formaliseres som at etterspørselen er en spesiell funksjon,  $f$ , av prisen. En minus andelen  $\alpha$  av forbruket vil rettes mot produksjonen av ordinær energi som er en funksjon,  $g$ , av hvor godt betalt man får for elektrisiteten ( $g(p)$ ). Vi får da at etterspørselen etter ordinær elektrisitet må være lik tilbudet av denne elektrisiteten

$$(1 - \alpha)f(p + \alpha p_c) = g(p) \quad (1)$$

Samtidig vil en andel  $\alpha$  av forbruket rettes mot produksjonen av fornybar energi. Produksjonen av fornybar energi er en funksjon av prisen på elektrisitet og den prisen man får for det sertifikatet man får utdelt og kan selge i markedet.

$$\alpha(p + \alpha p_c) = h(p + p_c) \quad (2)$$

Av ligning (1) ser vi at for kjøperen av elektrisitet vil pålegg om kjøp av et sertifikat for hver  $1/\alpha$  av elektrisitetsforbruket tilsvare et opplegg hvor kjøperen blir ilagt en avgift. Avgiften er her  $\alpha p_c$ . Av ligning (2) ser vi at tildelingen av et sertifikat til produsenter som benytter fornybar teknologi i produksjonen av elektrisitet tilsvarer å gi denne produsenten et subsidie. En elsertifikatordning er dermed en kombinasjon av en "avgift" og et "subsidie". Forskjellen til et vanlig avgifts- og subsidieopplegg er at i dette tilfelle vil "avgiften" og "subsidien" være internalisert i markedet. Det offentlige har ingen annen rolle enn å tildele sertifikater til produsenter som benytter fornybar teknologi, resten er opp til markedet. Bye (2003) gir en mer detaljert drøfting av slike sertifikatordninger.

Hva skjer med elektrisitetsprisen,  $p$ , sertifikatprisen,  $p_c$ , og kjøperprisen på elektrisitet,  $p + \alpha p_c$ , når man innfører en sertifikatordning. Den formelle utledningen av resultatet er vist i Bye (2003). Hovedresultatene er

- Prisen på elektrisitet,  $p$ , vil gå ned. Dette skyldes at det er stigende grensekostnader forbundet med å øke produksjonen av elektrisitet. Siden fornybar elektrisitetsproduksjon blir "tvunget" inn i markedet vil dette ta en andel av ordinær elektrisitetsproduksjon. Det bli produsert mindre med ordinære teknologier. Da vil en bevege seg ned på grensekostnadskurven.
- Prisen på sertifikater,  $p_c$ , vil øke. Det er stigende grensekostnader ved å produsere også fra fornybare teknologier. Når produksjonen fra slike teknologier skal øke må prisen øke for at det skal bli lønnsomt med ny utbygging.
- Prisen til forbruker,  $p + \alpha p_c$ , vil kunne gå både opp og ned siden elektrisitetsprisen,  $p$ , går ned og sertifikatprisen,  $p_c$ , går opp. Fortegnet vil være avhengig av fleksibiliteten i både etterspørselen og tilbudet når prisen endres. I Bye (2003) er det gjennomført beregninger for et lukket norsk marked. Det vises at ved andeler for de fornybare teknologiene på under 25 prosent vil kjøperprisen gå ned ved innføringen av sertifikatordningen. Dette betyr at det er eksisterende produsenter som betaler for hele ordningen.
- I et åpent internasjonalt marked der for eksempel Norge kan se på elektrisitetsprisen som gitt vil all ny tilførsel av elektrisitet bli absorbert av det større internasjonale markedet uten at prisen påvirkes. Da vil prisen på elektrisitet forbli konstant, sertifikatprisen øke og kjøperprisen øke. Forbruket i Norge vil da gå ned.
- Hvis alle samhandelsland innfører en felles elsertifikatordning vil det større internasjonale området kunne sees på som et lukket område. I dette tilfelle vil de opprinnelige resultatene med fallende elektrisitetspriser igjen gjelde.

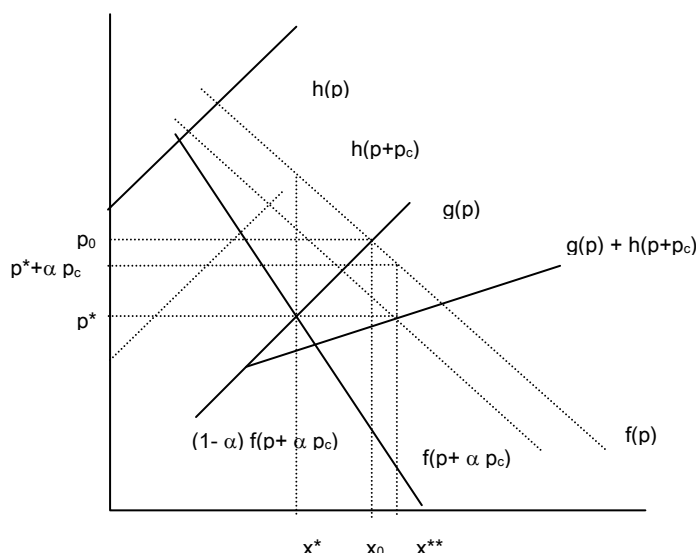
Mekanismen ved innføring av elsertifikatordninger i et marked med stigende grensekostnader for både ordinære og fornybare teknologier og med fallende etterspørsel i prisene kan illustreres grafisk, se figur 2.1. Den opprinnelig etterspørselskurven uten innføring av elsertifikatordninger er illustrert ved  $f(p)$ , den opprinnelige tilbudskurven er  $g(p)$ . De fornybare teknologiene  $h(p)$  ligger langt ut til høyre på denne tilbudskurven, de er for dyre til at markedet på eget grunnlag introduserer disse. Markedet klareres i  $p_0, x^0$ .

La oss først se på hva som skjer med etterspørselen når vi pålegger forbrukerne å kjøpe sertifikater. Dette er akkurat som å innføre en skatt på forbruket, det skifter innover til  $f(p + \alpha)$ . Dette er nå etterspørselen rettet mot den samlede elektrisitetsproduksjonen. Den delen av etterspørselen som rettes mot den ordinære elektrisitetsproduksjonen vises i forhold til totaletterspørselen siden den er prosentuell, dvs.  $(1 - \alpha) f(p + \alpha)$ .

La oss så se på tilbudskurven. Den ordinære tilbudskurven  $g(p)$  er det tidligere totale tilbudet til venstre for det tidligere likevektspunktet siden det bare var ordinære teknologier initialt. De fornybare teknologiene sto overfor en elektrisitetspris  $p$ , altså  $h(p)$ . De får nå et "subsidie" gjennom sertifikatordningen slik at tilbudet blir  $h(p+p_c)$ . Denne delen av tilbudskurven skifter nedover. Den må skifte så mye nedover at den fornybare andelen faktisk oppnås. Dette skjer per definisjon siden det er innført en kjøpsplikt som vil presse sertifikatprisen så mye opp at det faktisk blir lønnsomt å produsere den gitte andelen. Tilsvarende øker subsidien. Den nye totale tilbudskurven blir dermed  $g(p)+h(p+p_c)$ .

Det nye likevektspunktet blir nå i  $p^*, x^{**}$ . I dette tilfelle blir omsatt mengde større og kjøperpris mindre enn før innføring av sertifikatordningen for fornybare teknologier. Dette er konsistent med det generelle resultatet i Bye (2003). Vi ser også at svaret vil være avhengig av helningen på henholdsvis etterspørselskurven og de to tilbudskurvene. I Bye (2003) er det simulert et marked der elastisitetene varieres både på etterspørsels- og tilbudssiden. Resultatet omtalt ovenfor er rimelig robust mot et stort utvalg av elastisiteter.

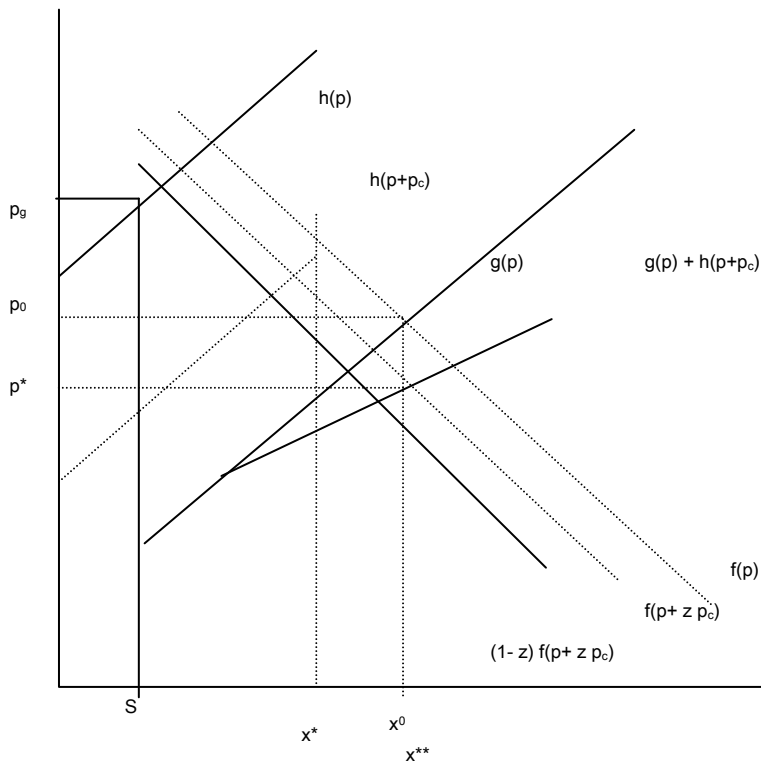
**Figur 2.1. En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med prosentandel**



## 2.2. Et sertifikatmarked med en gitt mengde fornybar produksjon

Nå ser det ut til at man i Norge vil velge en løsning hvor man ikke bestemmer at det skal være en viss andel fornybare teknologier, men at det skal være en bestemt mengde. Begrunnelsen for dette er at det gir bedre informasjon til utbyggerne om hvilke volummål man sikter mot. Siden etterspørselen er elastisk vil volumet i tilfellet med andeler som mål gi et endogent volum. Et volummål kan tilsvarende framstilles som i figur 2.2. Vi ser at dette vil være ekvivalent med et prosentmål, der prosenten er endogen.

**Figur 2.2 En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med gitt volum fornybar**



Siden mengden av fornybare teknologier er gitt vil også prisen som de som produserer med fornybar teknologi står overfor være gitt gjennom grensekostnadskurven. Andelen derimot er nå endogen. I motsetning til i tilfellet med en eksogen andel og en endogen mengde vil nå etterspørselskurven som retter seg mot "svart" energi bare parallellforskyves innover - ikke vris. Dette betyr imidlertid ikke noe for likevektspunktet. Det er full konsistens mellom en andel  $z$ , som i dette tilfelle er endogen og et volum som er gitt på forhånd. Alternativt kunne en oppgi den prosentvise andelen  $z$  og bestemt  $S$  i markedet.

Rent praktisk vil det være vanskelig å implementere et volummål i et fritt elektrisitetmarked. Siden etterspørselen til enhver tid er bestemt av markedet vil sertifikatprisens vekt i kjøperprisene variere med markedsforholdene. Dette kan ordnes ved at volummålet er tentativt og at en i den praktiske innføringen av systemet benytter en andel.

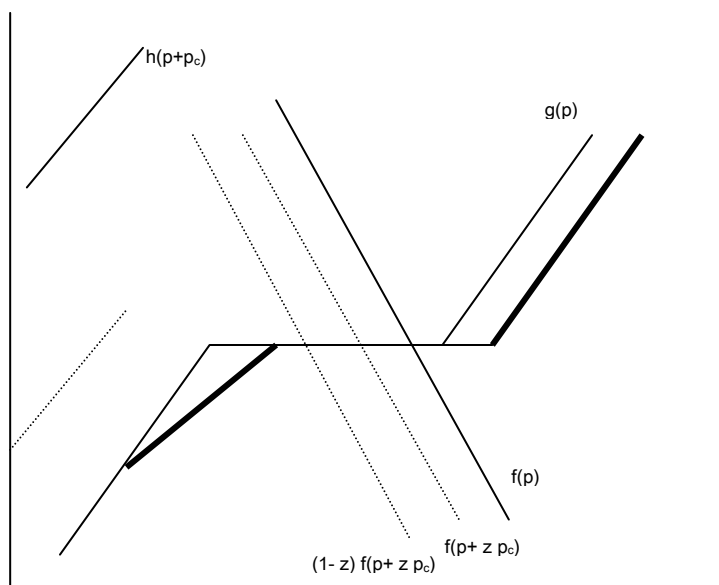
### 2.3. Et sertifikatmarked med backstop eller internasjonal handel

Det kan som nevnt være grunner til å anta at grensekostnadene ved å øke produksjonskapasiteten ikke er stigende med volum. Eksempler på dette kan være at vi som et lite land handler med omverdenen. Siden omverdenen er stor i forhold til det innenlandske markedet vil politikk i Norge ikke ha noen betydning for prisdannelsen i markedet. I snever forstand kan Norge ses på som prisfast kvantumstilpasser. Hvis det er tendenser til stigende priser i Norge, vil større volumer flyte inn i Norge og prisene utjevnes. Hvis prisene i Norge er lave, vil volumer flyte ut av landet, og prisene jevnes ut. Utlandet setter prisnivå.

Et annet tilfelle kan være hvis man står overfor en såkalt back-stop teknologi. Det betyr at det finnes store mengder energi som kan bygges ut til konstante enhetskostnader. Gasskraft kan være et slikt eksempel.

I begge tilfeller vil grensekostnadskurven være flat eller upåvirket av omfanget av ny kapasitet, se figur 2.3. Her vil ny tilførsel av produksjonskapasitet gjennom sertifikatordningen ikke ekskludere noe av den eksisterende kapasiteten som er tilgjengelig for den innenlandske etterspørselen, og heller ikke påvirke prisen i det åpne internasjonale markedet.

**Figur 2.3. En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med handel med elektrisitet**



Innføring av elsertifikat vil da gi økte sertifikatpriser, siden det er stigende grensekostnader ved økt produksjon fra fornybare teknologier. Selgerprisen for elektrisitet vil ikke påvirkes. Produksjonen ved ordinære teknologier innenlands vil bli opprettholdt. I dette tilfelle vil kjøperprisen for elektrisitet innenlands øke og dermed vil omsatt volum gå ned. Denne nedgangen blir i sin helhet motsvart av økt eksport/mindre import avhengig av om vi er i en import eller eksportsituasjon i utgangspunktet.

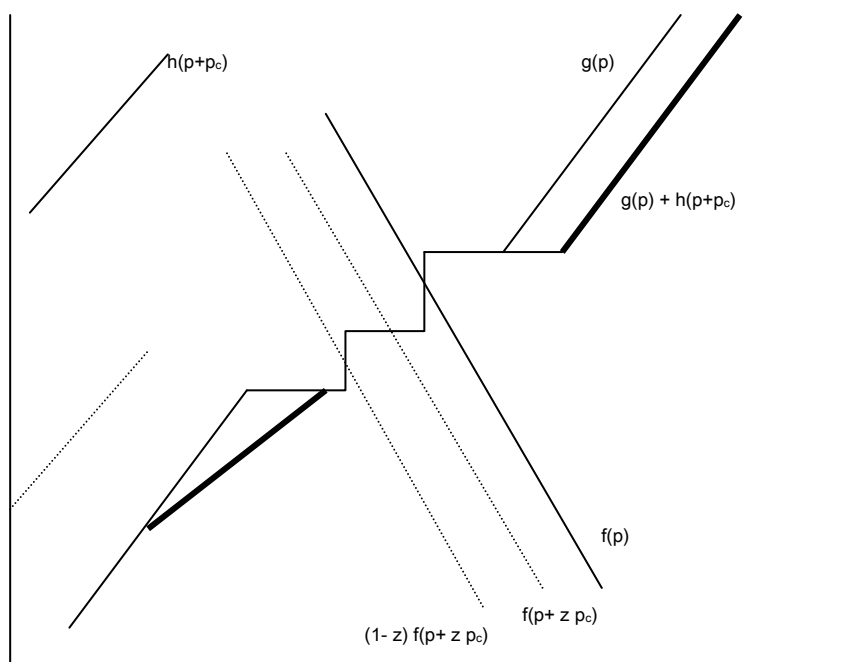
Selv om man kan se på Norge som et land der prisen må tas for gitt i et åpent handelsmarked, så kan det tenkes at man også i utlandet står overfor stigende grensekostnader ved utbygging av ny kapasitet. Innføring av en samordnet sertifikatordning i alle land vil da kunne gi tilnærmet like resultater som beskrevet i kapittel 2.1 og kapittel 2.2.

Det finnes store mengder gass, teknologien er gitt og prisen på gass er "gitt". Her kan det imidlertid også være stigende grensekostnader hvis en inkluderer miljøkostnadene. Det kan være stigende marginale miljøkostnader, for eksempel gjennom forsuring eller gjennom klimaendringer. Dette kan gi sprangvise faste kostnader. Da vil tilbudskurven kunne se ut som vist i figur 2.4.

Sprangvise faste kostnader kan oppstå som følge av transmisjonsskranker i kraftmarkedet. Dermed vil det oppstå delmarkeder der kapasiteten er gitt, og andre delmarkeder der en kan ha både stigende og faste marginalkostnader.

Her ser vi at effekten dels kan være et ekstremt prisutslag eller ikke noe prisutslag på energi ved innføring av sertifikater. Til syvende og sist vil dermed effektene måtte beregnes i en mest mulig detaljert simuleringsmodell for markedet.

**Figur 2.4. En prinsippskisse av et elsertifikatmarked med sprangvise faste kostnader**



## 2.4. En likevektsmodell for elektrisitet og elsertifikater<sup>1</sup>

Normod-T er en likevektsmodell for det nordiske kraftmarkedet. For hvert av landene Norge, Sverige, Danmark og Finland inneholder modellen en beskrivelse av etterspørsels- og tilbudsforhold. Etterspørselen består av 5 forbrukersektorer i hvert land.<sup>2</sup> På tilbudssiden finnes det en rekke kraftproduksjonsteknologier.

Modellen er delt inn i 14 regioner, herav 8 regioner i Norge, 3 regioner i Sverige, 2 regioner i Danmark, mens Finland er bare en region, se figur 2.5. Dermed er det totalt 60 forbrukergrupper i modellen.

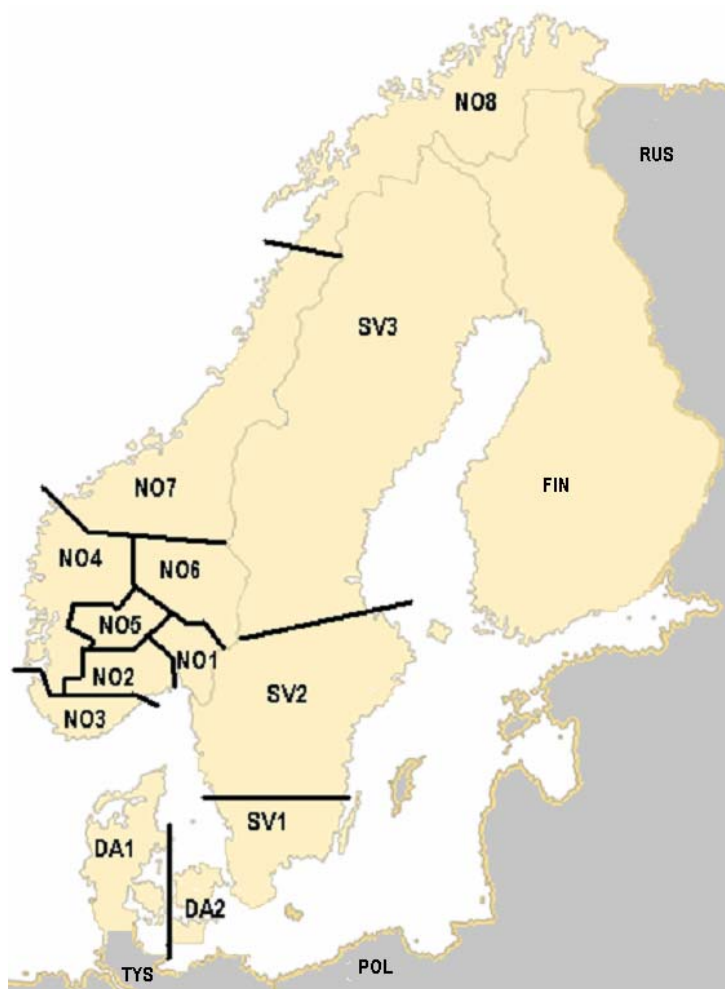
Året er delt i tre sesonger: Vinter, sommer og høst/vinter med noe ulik varighet. Vintersesongen er lengst, mens høst/vintersesongen er av kortest varighet. Hver sesong er delt i fire lastavsnitt, dvs. modellen har 12 perioder. De tre lastperiodene lavlast, mellomlast og høylast er av like lang varighet og utgjør i overkant av 90 prosent av tiden i en sesong. Topplastperioden varer i underkant av 10 prosent av tiden i en sesong.

I Normod-T er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked. Det vil si at kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen, gitt en rekke fysiske og institusjonelle skranker.

<sup>1</sup> Dette kapitlet bygger på Aune (2003)

<sup>2</sup> Kraftkrevende industri, treforedling, annen industri, tjenesteyting (inkl. kraftsektoren) og husholdninger.

**Figur 2.5 regionene i NORMOD-modellen**



Forskjeller i kraftprisen mellom land vil i modellen tilsvare variable transportkostnader så lenge overføringskapasiteten mellom landene ikke er fullt utnyttet. Dersom nettkapasiteten mellom to land er fullt utnyttet, vil prisforskjellen kunne være større enn kostnaden ved tap i nettet. Den resterende prisforskjellen representerer en skyggepris eller kapasitetsavgift på den aktuelle nettforbindelsen.

Alle de nordiske landene har betydelige overføringslinjer til land utenfor Norden (Russland, Tyskland, Nederland, og Polen). Kapasitetene på utenlandsforbindelsene er representert i modellen. Kraftprisene i landene utenfor Norden gis eksogent av modellbruker, siden disse landene ikke er med i modellen med tilbuds- og etterspørselsfunksjoner. Utnyttelsen av kablene bestemmes endogent ut fra lønnsomhetsvurdering.

Tilbudet av kraft består av produksjon fra eksisterende verk og eventuelt nye kraftanlegg. I modellen

vil produksjonskostnadene i varmekraftverk avhenge av brenselspriser og andre variable kostnader. For vannkraft er det i modellen beskrevet en rekke fysiske begrensninger for driften av systemet. I tillegg er den samlede vanntilgangen over året begrenset.

De variable kostnadene i termiske kraftverk består av brenselskostnader og andre driftsavhengige kostnader. Andre driftsavhengige variable kostnader består av vareinnsats og vedlikeholds- og reparasjonskostnader. I tillegg har vi innført startkostnader som en del av de driftsavhengige kostnadene. Startkostnader er kostnader knyttet til oppstartning av verk som ikke drives døgkontinuerlig. Oppfyring etc. er en fast kostnad knyttet til start, men vi fordeler denne kostnaden på det tidsrom verket drives når det først er startet. Det medfører at denne kostnaden er forskjellig avhengig av hvor mye verket er i drift. Drives verket som grunnlastverk påløper det ikke startkostnader.

I modellen er en rekke produksjonsteknologier klassifisert som kraftvarmeverk. Sammenlignet med andre termiske verk har disse en konkurransefordel ved at spillvarmen kan selges. Prisen de oppnår for varmen er i modellen sesong- og lastavhengig. Kraftvarmeproduksjon er viktig i Danmark og Finland. Også i Sverige er det betydelig kraftvarmeproduksjon. Kraftvarmeproduksjonen vil være begrenset av etterspørselen etter varme og eksistensen av fjernvarmenett. For å ta hensyn til dette har vi innført begrensninger i samlet produksjon i kraftvarmeteknologier i hvert land.

For olje og kull antas det vel fungerende verdensmarkeder. Dette innebærer at all ønsket etterspørsel fra nordiske kraftverk kan tilfredstilles til konstante verdensmarkedspriser pluss et tillegg for nasjonal

håndtering av brenselet, inklusive eventuelle skatter. Tilgangen av naturgass er derimot begrenset av rørkapasiteter. Videre er det antatt å eksistere nasjonale restriksjoner i tilgangen på ved og torv. For disse brenslene vil høye transportkostnader virke prohibitivt for handel mellom land.

I Normod-T vil utvidelse av produksjonskapasiteten finne sted når kraftprisene over året sett under ett er høye nok til å dekke totalkostnadene ved en slik investering. Utvidelser av nettkapasiteten mellom land inntreffer når summen av skyggeprisene på kapasiteten på vedkommende forbindelse i sum over året overstiger årskostnaden for nye linjer. Alternativt kan utvidelser av kapasitetene bestemmes eksogent av modellbruker. Depresieringsrater på eksisterende kapitalutstyr bestemmes også av modellbruker.

For hver periode vil likevekt mellom etterspørsel og tilbud bestemme en engrospris på elektrisk kraft. I hver tidsperiode vil denne kraftprisen være lik for alle sektorer i samme land. Eventuell prisdiskriminering kan tas hensyn til gjennom innføring av prisavvikskoeffisienter.

Ut fra tilgjengelige data er det etablert varighetskurver for hver enkelt sektors etterspørsel etter kraft som bestemmer fordelingen på sesonger og lastperioder. Elastisitetene er høyest om vinteren, i mellom- og høylastperiodene og i tjenesteytende sektorer og husholdningene. Endres årsetterspørselen for elektrisk kraft, fordeles endringen på de ulike lastperioder og sektorer ut fra prisendringene de ulike sektorer får og de forutsatte priselastisiteter.

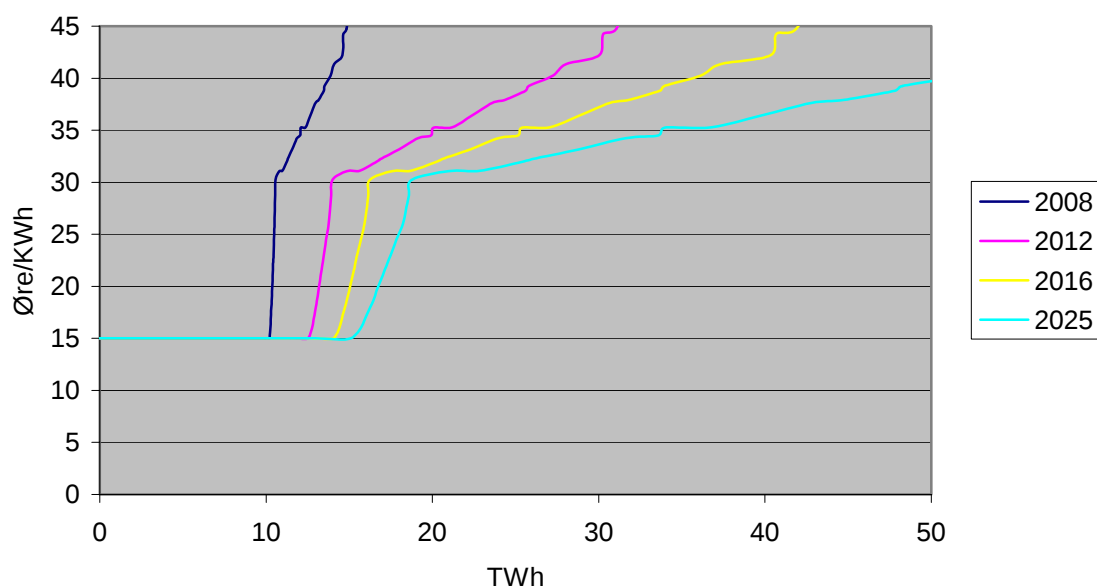
### 3. Grensekostnadskurver for fornybare teknologier

I høringsnotatet fra OED "Om utkast til lov om pliktige elsertifikater" (2004) er det i første rekke fire hovedklasser av teknologier som skal gi elsertifikater; Vannkraft, vindkraft, gjennvinning av energi fra industrien og kraft fra biobrensel. I det svenske markedet er også kraft fra torv som biobrensel elsertifikat-berettiget, Energimyndigheten (2004). Vi implementerer en regional grensekostnadskurve for hver teknologi for hver av de 8 regionene i Norge, og for to regioner i Sverige. De aggregerte grensekostnadskurvene som inkluderer alle teknologiene for begge land er vist i figur 3.1 og 3.2.

I grensekostnadskurvene for det svenske markedet er anslaget over potensialet for de ulike teknologiene som er realiserbart rimelig sikkert, mens kostnadsnivået for de ulike teknologiene er mer usikkert enn tilsvarende for de norske grensekostnadskurvene. Informasjonen om det svenske potensialet er hentet fra Energimyndigheten (2004).

Sverige har allerede innført et sertifikatmarked. Produksjonskapasitet som i dag gir rett til elsertifikater er i analysen gitt. Siden variable driftkostnader ligger godt under dagens kraftpris vil teknologiene være i drift og utgjøre en del av det som vil gi elsertifikater framover. Økningen i tilbudet av fornybar produksjon i Sverige er bestemt ut fra simuleringene over pris og de kostnadsantydninger som Energimyndigheten (2004) gir for de ulike teknologiene. Et unntak er tilbud fra industrielt mottrykk. Dette er i analysen gitt siden det allerede er planlagt utbygd. Det gis litt høyere anslag for kostnadene ved vindkraft i Sverige enn i Norge på grunn av at de naturgitte vindforhold tilsier mindre primær energitilførsel. Kostnadene for vannkraft er rapportert i grove kostnadsklasser. Vi har lagt den norske fordelingen av kostnadsklasser til grunn innenfor det potensialet som anslås som økonomisk mulig av Energimyndigheten (2004).

Figur 3.1 Grensekostnadskurver for elsertifikatberettiget teknologier i Sverige i 2008, 2012, 2016 og 2025



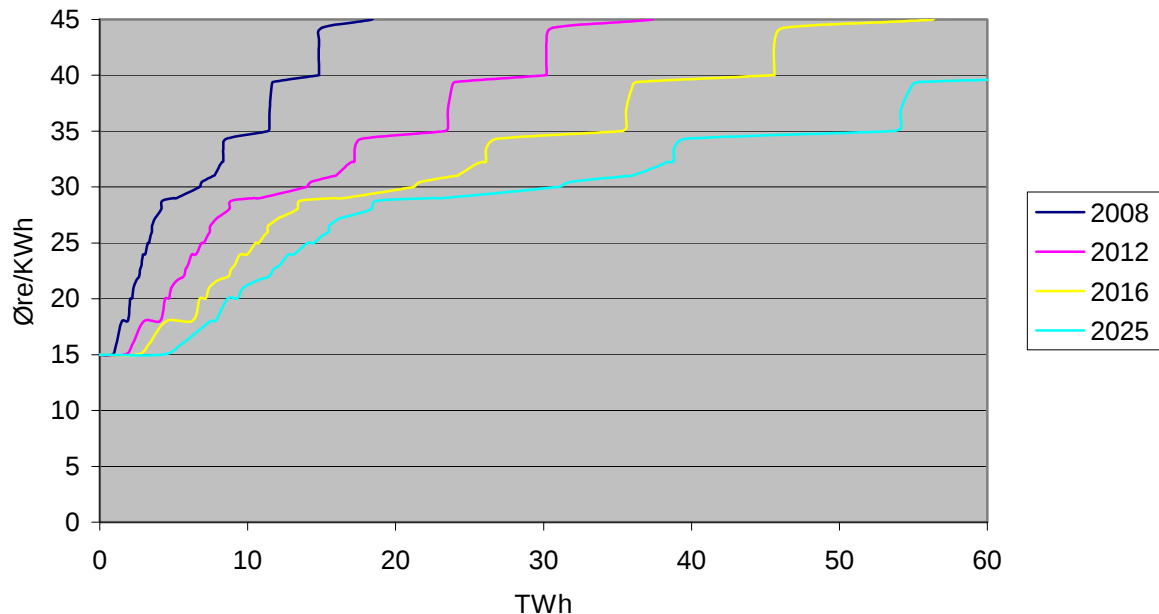
Kilde: energimyndigheten (2004) og Statistisk sentralbyrå

Figur 3.1 skisserer potensialene på fire forskjellige tidspunkter. Den laveste kurven, som har det største potensialet, gjelder i 2025. På kort sikt, den høyeste kurven i 2008, gir potensialet på 3 års sikt. Dette er sterkt begrenset i forhold til totalen siden det tar tid å planlegge, konsesjonsbehandle og bygge ut. Etter som tiden går kan mer og mer av det teoretiske potensialet realiseres.

NVE (2004a) har studert potensialet til de ulike fornybare teknologiene i Norge. Vannkraft skiller seg ut som den teknologien som er rimeligst. Potensialet er stort for Norge, både for de prosjektene som ligger under samlet plan, men også for potensialet for små kraftverk beskrevet i NVE (2004b). I basisversjonen av den modellen som nyttes i vår analyse, NORMOD-T, er prosjektene under samlet plan allerede inkludert. Vi har for analysen av elsertifikatmarked i denne rapporten trukket ut samlet plan II og prosjekter som er foreslått vernet i den nye verneplanen som blir avklart 1. Februar 2005. Prosjekter utenom samlet plan er beskrevet i NVE (2004b). Disse prosjektene har vi fordelt på ulike regioner i Norge ut fra NVE (2004c) som viser det samlede potensial for ulike regioner i Norge. Vi disaggregerer den samlede grensekostnadskurven slik at andelen prosjekter for høye og lave kostnadsklasser er jevnt fordelt over alle regioner. Det er ikke gitt at prosjekter med de laveste utbyggingskostnadene blir først blir utbygd, det kan skyldes andre faktorer som konsesjonsbehandling eller at grunneier ikke ønsker å bygge ut. I tillegg kan det være nettbeskrankninger som gjør at regionen ikke tåler den samlede utbyggingen. Prosjekter som allerede er inne til konsesjonsbehandling er ikke behandlet på annen måte i modellen. Det er derfor meget stor usikkerhet om i hvilken grad prosjekter blir realisert. Et annet viktig moment er at den foreslåtte sertifikatordningen legger opp til at fornybare teknologier skal få sertifikater i 10 år. Siden levetiden er forskjellig for ulike teknologier vil den realiserte grensekostnadskurven være endogen avhengig av sertifikatpris - se nærmere om dette i kapittel 4.

Samlet plan for Norge er ikke inkludert i figur 3.2. Nedenfor beskrives hvordan de ulike grensekostnadskurvene er satt sammen. Vær oppmerksom på at det er gjort en del skjønnmessige vurderinger av hva som er det realistiske potensialet for utbygging av ny fornybar teknologi. Videre studier av dette er viktig for å få et mer nøyaktig bilde av det realiserbare potensialet.

Figur 3.2 Grensekostnadskurver for elsertifikatberettiget teknologier i Norge i 2008, 2012, 2016 og 2025



Kilde: NVE (2004) og Statistisk sentralbyrå

Potensialet for vindkraft er stort, men konsesjonsbehandling og lokal motstand begrenser mulighetene. Dessuten vil potensialet kunne begrenses kraftig av at mye av det teoretiske potensialet ligger langt fra markedet (Finmark). Eksisterende transmisjonskapasitet, og kostnaden ved ny slik kapasitet, vil da begrense markedspotensialet sterkt. Mye vannkraft er billigere enn vindkraft. Med en pris på omlag 30 øre/KWh vil store investeringer kunne utløses gitt at tillatelse blir gitt. Hvis kravene til andel av elsertifikater, eller kravet til omfang av fornybare teknologier ikke settes for høyt, vil vindkraft, som den marginale teknologien, definere nivået på elsertifikatprisen.

Kostnaden ved vannkraft vil kunne antyde en bunn for hvor lav prisen på sertifikater kan være. Det eksisterer imidlertid ikke noen studier som sier noe om hva som er et rimelig potensial for små vannkraftverk. Vi har derfor antatt, på begrenset grunnlag, at halvparten av potensialet ikke er realiserbart. Denne begrensningen er gjort jevnt over alle kostnadsklasser. Videre studier innenfor dette området er viktig for å få bedre anslag på realiserbarhetene i det anslåtte potensialet.

NVE (2004b) viser at potensialet for biobrensel er minimalt i Norge. I Sverige er det anslåtte potensialet for biobrensel "stort". Årsaken til den store forskjellen mellom Norge og Sverige er at den samlede virkningsgraden vil være relativt liten i Norge, siden man har liten mulighet til produksjon hvor en kan nyttiggjøre seg av fjernvarme. Sverige har bedre utbygd infrastruktur for slik anvendelse enn Norge.

NORMOD-T gir utbygging i de områdene som har de samfunnsøkonomisk laveste utbyggingskostnader, dvs. at den tar hensyn til eventuelle nettbeskrankninger i hovednettet. Dette gjør at det ikke bare er grensekostnaden for de ulike teknologiene som bestemmer hvilke kraftverk og teknologier som bygges ut, men grensekostnadene for den samlede tilgangen til systemet gitt den endogene etterspørselsutviklingen fordelt på regioner. Dette er en viktig realisme bygd inn i analysen.

Forventet kraftpris er i utgangspunktet endogen, noe som gjør grensekostnadskurven for sertifikatberettigede teknologier endogen. Siden ulike teknologier har ulik nedskrivningstid kan dette få konsekvenser for hva slags teknologi som ut fra en nåverdivurdering er den billigste å bygge. Vi vil i første omgang anta at grensekostnadskurvene er eksogene, og anta at de billigste teknologiene vil bygges ut først. Nyttene ved å ha en grensekostnadskurve for hver teknologi gjør at vi kan teste robustheten av dette resultatet ved å anta at inntekten fra elsertifikatene har ulik effekt på investeringsbeslutningen avhengig av nedskrivningstid. Dette implementeres ved å legge inn parametere for hvor stor andel av nåverdiinntekten som kommer fra elsertifikatene.

Figur 3.2 viser potensialene for Norge under ulike tidsperspektiver. I 2008 kan anslagsvis 7-8 TWh realiseres til en kostnad på 30 øre/kWh - i 2025 har potensialet vokst til 30 TWh til samme kostnad.

En kan nå ikke på en enkel måte sammenligne grensekostnadskurven i figur 3.1 og 3.2 direkte med den genererte prisen i analysen nedenfor. Det er flere grunner til dette

- Grensekostnadskurven i figur 3.1 og 3.2 er aggregerte kurver. Utbyggingen skjer i ulike områder og det vil være ulik grad av kraftflyt mellom disse regionene avhengig av de nettbeskrankninger som gjelder i lastperiodene.
- På kort og mellomlang sikt er det bare deler av det beskrevne potensialet som kan realiseres i det planlegging, konsesjonsbehandling og teknisk gjennomføring tar tid. Dette er forsøkt illustrert ved de lavere kurvene i 3.1 og 3.2.
- Elsertifikatsystemet legger opp til at sertifikatene skal gjelde for 10 år. Betydningen av dette vil være ulik for de ulike teknologiene som er beskrevet i figur 3.1 og 3.2. For eksempel kan en billigere teknologi, med lang levetid og dermed relativt lite bidrag fra sertifikatmarkedet, bli bygget ut senere enn en teknologi med kort levetid og relativt stort bidrag fra sertifikatmarkedet. Grensekostnadskurven er dermed endogen og avhengig av betydningen av sertifikatmarkedet.
- Elektrisitet etterspørres i lastperioder. Bidraget fra de ulike teknologiene kan være ulik i de ulike lastperiodene. prisen vil generelt variere mellom lastperioder. En dyrere teknologi som gir et stort bidrag i en lastperiode med høy pris vil kunne bli bygget ut før en billigere teknologi med bidrag først og fremst i en lavlastperiode med lave priser. Igjen er grensekostnadskurven endogen avhengig av lastbidrag og prisvariasjoner mellom lastene.
- Samlet plan II er ikke inkludert i figur 3.2, men inngår i tilpasningen.

## 4. Levetid og varighet for sertifikater

Investeringsbeslutningen er en nåverdivurdering av investeringskostnader, løpende driftskostnader og løpende inntekt. Investeringskostnader fordeles på produksjon og levetid for anleggene. Rangering av anleggene etter kostnader gir oss en grensekostnadskurve for kraftutbygging, som sier til hvilke enhetskostnader det kan bygges hvilke volumer. Fremtidig inntekt er avhengig av forventet pris på elektrisitet, forventet pris på elsertifikatene, renteforutsetninger og avskrivningstid. Normalt vil en i nåverdiberegninger kunne regne på samme levetid for inntekter og utgifter. I henhold til forslaget om elsertifikater i Norge vil det være avvik mellom levetid for anlegget og levetid for sertifikatene. Dette gjør at nåverdiberegningen blir noe mer komplisert.

Vi har for våre grensekostnadskurver brukt 7% diskonteringsrente, og 20 år nedskrivning for vindkraft, 30 år for bioanlegg og 40 års levetid for vannkraft. I deler av datagrunnlaget er beregningene gjort med 8% diskonteringsrente, og 30 år nedskrivningstid for vannkraft i Sverige. Vi har gjort en skjønnsmessig justering av disse beregningene slik at grunnlaget er tilnærmet likt for begge land og alle teknologier.

Ved investeringsbeslutningen antas at den prisen på elektrisitet som produsenten står overfor på et fremtidig tidspunkt vil være høyere eller lik prisen på investeringstidspunktet. I tilfellet uten sertifikatordninger betyr dette at investering i kapasitet skjer når prisen overstiger den beregnede totale enhetskostnaden for anlegget. Beslutningsregelen blir nå: Invester når

$$\sum_{t=0}^n (p_t x_t - d_t) / (1+r)^t \geq K_0 \quad (5.1)$$

der  $p_t$  er prisen på tidspunkt  $t$ ,  $x_t$  er produksjonen,  $d_t$  de årlige driftskostnader,  $r$  er renten og  $K_0$  den initiale investeringen. Hvis vi for enkelhets skyld forutsetter konstante priser, konstante driftskostnader og konstant produksjon i alle år og utnytter Taylors regel får vi<sup>3</sup>

$$(px - d) \frac{1 - (1/(1+r))^n}{1 - 1/(1+r)} \geq K_0 \quad (5.2)$$

det vil si at netto nåverdien av elektrisitet (inntekter minus driftskostnader) over hele produksjonsperioden skal overstige investeringskostnadene. Prisen må nå

$$p \geq \left[ \frac{1 - 1/(1+r)}{1 - (1/(1+r))^n} K_0 + d \right] / x \quad (5.3)$$

overstige summen av enhetskapitalkostnadene, korrigert for at verdien av prisen blir mindre over tid, og de løpende enhetsdriftskostnadene.

Den enkleste formen for sertifikatopplegg er at en tildeler sertifikater i forhold til produksjonen i hele levetiden til det fornybare energiteknologianlegget. Verdien av sertifikatene inngår sammen med elektrisitetsprisen på vanlig måte i en nåverdibetraktning omkring lønnsomheten av anlegget. Det vil si at når summen av prisen på elektrisitet og prisen for sertifikatet overstiger den beregnede totale enhetskostnaden vil investering i fornybar teknologi finne sted.

I de forslag til sertifikatordninger som legges fram er det foreslått at sertifikatene skal benyttes for å stimulere nye teknologier i en innledningsfase. Etter hvert som teknologiene blir modne og er tatt i bruk skal gamle fornybare teknologier miste sertifikatene. Det betyr at støtten gjennom sertifikater kan være mindre enn ved en ordning med levetidssertifikater vil gi. For eksempel vil en levetid på sertifikatene på 10 år for vindmøller som har en levetid på 20 år medføre at sertifikatprisen vil måtte være høyere for at investering skal finne sted enn i tilfellet med levetidsvarighet på sertifikatene.

Dette kompliserer nåverdibetraktningen nevnt ovenfor. Vi antar at prisen i første periode,  $m$ , der de fornybare teknologiene får både for energien og for sertifikatet er  $p+p_c$ . I siste periode  $n-m$ , får de bare for energien da sertifikatene er utløpt. Prisen blir da i siste periode  $p$ . Hvis vi nå forutsetter konstante priser, konstante driftskostnader og konstant produksjon i alle år får vi

---

<sup>3</sup> Formelen for konstante innbetalinger,  $c$ , av en endelige rekke er:  $\sum_{t=0}^m ck^n = c \frac{1-k^{n+1}}{1-k}, k \neq 1$

$$\sum_{t=0}^m (p + p_c)x/(1+r)^t + \sum_{t=m}^n px/(1+r)^t - \sum_{t=0}^n d/(1+r)^t \geq K_0 \quad (5.4)$$

etter litt regning får vi da

$$(px - d) \frac{1 - (1/(1+r))^n}{1 - 1/(1+r)} + p_c x \left[ \frac{1 - (1/(1+r))^m}{1 - 1/(1+r)} \right] \geq K_0 \quad (5.5)$$

det vil si at nettoverdien av summen av elektrisitet (eks. driftskostnader) over hele produksjonsperioden og verdien av sertifikatene over levetiden for sertifikatene skal overstige investeringskostnadene. Prisen på energi må nå

$$p \geq \left\{ \left[ K_0 - \frac{1 - 1/(1+r)^m}{1 - 1/(1+r)} p_c x \right] \frac{1 - 1/(1+r)}{1 - 1/(1+r)^n} + d \right\} / x \quad (5.6)$$

overstige summen av de initiale enhetskapitalkostnadene korrigert med den samlede nåverdien av sertifikatene og enhetsdriftskostnadene.

## 5. Simuleringer av et marked for kraft og elsertifikater

Ved beregning av virkningen av en elsertifikatordning må en etablere et scenarie uten slike ordninger som en kan sammenligne med. Det er flere usikkerhetsfaktorer ved etablering av slike scenarier. De vanligste man tenker på er usikkerhet omkring den økonomiske utvikling og dermed omkring drivkreftene for etterspørselssiden i elektrisitetmarkedet. Hvis en sammenligner de anslag som har vært gjort over økonomisk vekst framover i ulike langtidsprogrammer og perspektivmeldinger vil en se at den overordnede makroøkonomiske veksten ikke er svært forskjellig på mellomlang sikt. Veksten i BNP for fastlands-Norge ligger vanligvis i området 1,7 til 1,8 prosent vekst per år. På 10 års sikt betyr dette at det kan være en forskjell i den akkumulerte veksten på om lag 1 prosent. Dette ligger godt innenfor usikkerhetsintervallet i denne typen analyser. På lenger sikt, for eksempel over 50 år blir forskjellen om lag 6 prosent. Grunnen til at de økonomiske vekstanslagene ikke varierer mer er at den langsiktige veksten er drevet av tilgangen på primære innsatsfaktorer, i første rekke arbeidskraft, og den teknologiske utviklingen som over tid er rimelig stabil.

Sammensetningen av energiforbruket på sektorer er svært forskjellig. Og en framskriving av veksten på sektorer kan være mer forskjellig enn forskjellen i BNP for fastlands-Norge kan tilsi. Dette skyldes hovedsakelig tre forhold; i) Anslagene over utviklingen i norsk petroleumssektor kan variere en god del. Dette betyr at den finansielle utfordringen for Norge kan bli forskjellig. Dette legger litt ulikt grunnlag for utviklingen i offentlig sektor og i de omstillinger som må til for at den langsiktige fordringsbalansen overfor utlandet skal sikres, ii) Grovt sett kan en si at forbruksmulighetene for privat sektor bestemmes av tilgangen og av den del som offentlig sektor legger beslag på. Siden offentlig sektor bruker energi på en annen måte og i mindre grad enn privat sektor vil offentlig skatte- og utgiftspolitikke påvirke sektorsammensetning og energibruk. iii) Endelig vil internasjonal utvikling og internasjonale konkurranseforhold avgjøre sektorsammensetningen og dermed også omfanget av energibruken. På tross av at disse forholdene generelt er av stor betydning for utviklingen i energibruken så varierer ikke dette spesielt mye i de makroøkonomiske beregninger som er foretatt de siste årene.

Et forhold når det gjelder sammensetningen av næringsstrukturen i Norge er helt essensielt for de analyser som gjøres i denne rapporten. Den energitunge industrien har kraftkontrakter, med til dels svært lave elektrisitetspriser, som opphører i beregningsperioden fram til 2015. I Bye og Larsson (2003) har en forsøkt å analysere i hvilken grad denne industrien vil overleve markedsbestemte kraftpriser. I denne analysen så en også på hvordan kvotemarked for klimagassutslipp kan ramme kostnadene og dermed lønnsomhet og overlevelsessevne for denne næringen framover. Bye og Larsson (2003) viste at store deler av denne industrien kan forsvinne ved en slik utvikling, med de konsekvenser det vil ha for både etterspørsels- og tilgangssiden på elektrisitetsmarkedet. Mindre etterspørsel fra denne industrien kan i perioder dekke etterspørselsøkningen fra andre sektorer, holde prisene på elektrisitet i markedet nede, og dermed gjøre det mindre lønnsomt med ny utbygging - enten av ordinær energi eller av elektrisitet basert på fornybar energi. I denne rapporten har vi valgt å se bort fra dette, siden dette også er gjort i de makroøkonomiske beregningene som legges til grunn. Dette tilsier at vi antakelig overvurderer stigningen i elektrisitetsprisen framover, overvurderer introduksjonen av skitne teknologier i referansebanen og overdriver etterspørselssiden. Dette betyr på den ene siden at det kreves mindre fornybare teknologier for å oppfylle en bestemt andel enn vi legger til grunn i denne rapporten. På den annen side antyder en at målet heller vil være et volummål enn et andelsmål. Det betyr at volummålet, målt i andel, undervurderes av oss. Siden kraftprisen vil være lavere i et slikt scenario, og at grensekostnaden for fornybare teknologier ikke vil endres, så undervurderes sertifikatprisen som må til for å realisere det gitte volumet.

Et annet viktig forhold er konsekvensene av at både EU og Norge innfører kvotemarkeder for klimagassutslipp innenfor beregningsperioden. En høy kvotepris tilsier at forurensende teknologier blir "skattlagt", at kraftprisen blir høyere og at lønnsomheten for fornybare teknologier allerede i referansebanen blir bedre. Dette vil delvis motvirkes av at høyere kraftpris reduserer etterspørselen. En høy kvotepris vil dermed gi mindre elektrisitetsetterspørsel enn en lav kvotepris, men likevel vil kraftprisen bli høyere med høy kvotepris enn i tilfellet med lav kvotepris. Den nødvendige sertifikatprisen som skal til for å realisere en viss mengde fornybare teknologier vil dermed bli lavere. Kraftprisen kan dessuten bli så høy at en del av det fornybare potensialet realiseres uten en sertifikatordning. Da kan markedet for sertifikatordningen bli så tynt at det er grunn til å stille spørsmål ved om det vil bli et effektivt marked. Ulike analyser antyder ulike prisnivåer på klimagasskvoter. Dette henger først og fremst sammen med Russland sin rolle i et slikt kvotemarked, se for eksempel Holtsmark et al (2003). Denne formen for usikkerhet har vi forsøkt å forholde oss til i denne studien ved at vi har tre ulike alternativer for framtidig kvotepris innenfor vår beregningshorisont - en "lav", en "høy" kvotepris og et alternativ med ingen (null) kvotepris. Vi har ikke inkludert de effekter dette vil ha indirekte på den energitunge industrien i Norge, se for eksempel Bye og Larsson (2003).

Endelig er det stor usikkerhet knyttet til utviklingen i det Nord-Europeiske kraftmarkedet, men dette kommer vi tilbake til nedenfor.

## 5.1. Referansebanene<sup>4</sup>

I de makroøkonomiske beregningene med MSG-6 er valg av makroøkonomiske forutsetninger som årlig teknologisk endringsrate, årlig timeverksvekst, krav til offentlig budsjettbalanse m.m. gjennom beregningsperioden i stor grad basert på Norges offentlige utredninger (1998): NOU 1998:11, Energi- og kraftbalansen mot 2020, scenariet "Stø kurs". Skatte- og avgiftsnivået holdes uendret på 2002-nivå. Et viktig unntak er innføringen av kvotepriser for CO<sub>2</sub> i tre forskjellige alternativer.

---

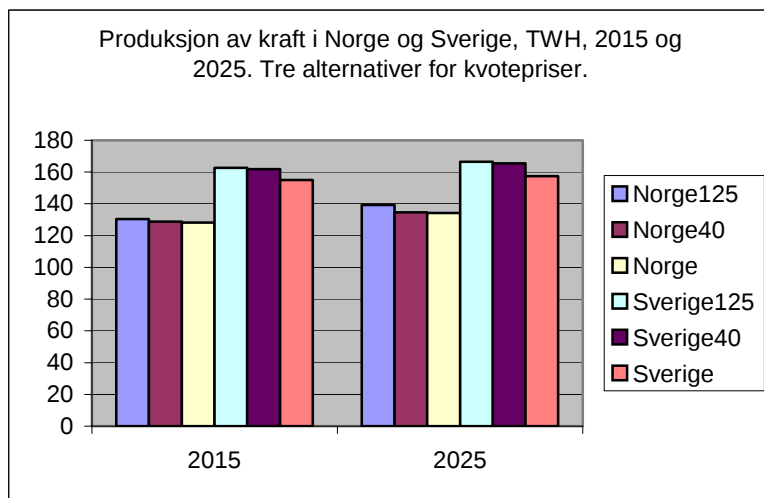
<sup>4</sup> Referansebanen bygger på Aune (2003)

**Tabell 5.1 Gjennomsnittlig årlig prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser. Referansebanen**

|                      | 2002-2010 | 2010-2020 |
|----------------------|-----------|-----------|
| BNP                  | 1,0       | 1,0       |
| BNP, Fastlands-Norge | 1,9       | 1,6       |
| Privat konsum        | 2,5       | 2,1       |
| Offentlig konsum     | 1,2       | 0,6       |
| Bruttoinvesteringer  | 1,0       | 1,5       |
| Eksport              | 0,3       | 0,2       |
| Import               | 2,7       | 1,9       |
| Utførte timeverk     | 0,4       | 0,1       |

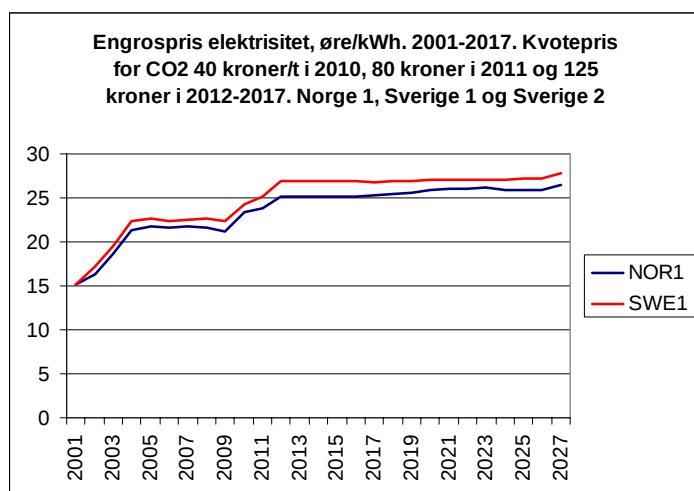
For utviklingen i kraftmarkedet frem til 2010 er den foreliggende referansebanen i stor grad basert på referansebanen som ble utarbeidet i beregningene til Statnetts Nettutviklingsplan, jf. Aune, Johnsen og Sagen (2001). For perioden 2010-2027 har vi laget egne anslag. Utgangspunktet for kraftproduksjonskapasitetene i Norden er forutsatt å være som i Nordel (2000). Vi har laget tre alternative beregninger der kvoteprisen for CO<sub>2</sub> varierer. I et alternativ er det ingen kvotepris, i et alternativ er kvoteprisen 40 kroner/t CO<sub>2</sub> i hele banen, og i et tredje er kvoteprisen 40 kr/t CO<sub>2</sub> i 2010, 80 kroner i 2011 og 125 kroner i 2012 og resten av beregningsperioden.

Modellen som benyttes til analysen er en formelt spesifisert for de nordiske landene, unntatt Island. De nordiske landene er imidlertid en del av et større Nord-Europeisk marked. Prisfastsettelsen i det Nord-Europeiske markedet spiller inn i prisfastsettingen i det nordiske markedet. Det betyr at grensekostnader for utbygging på lang sikt og etterspørselsforhold i for eksempel Tyskland har betydning for produksjons- og etterspørselsforhold i de nordiske landene. Dette håndteres utenfor modellen. To forhold er her viktige. For det første vil kostnadsforhold kunne tilsi at en teknologi kan bygges ut i et land uten at samme teknologi bygges ut i et annet land. For eksempel vil det isolert sett være slik at gasskraft på vestlandet i Norge vil være billigere enn gasskraft i for eksempel Tyskland hvis gassen kommer fra den samme kilden i Nordsjøen, da transportkostnadene er høyere til Tyskland enn til vestsiden av Norge. På den annen side kan gass til Tyskland komme fra andre kilder enn gass til vestlandet av Norge. Dette kan i noen grad kompensere for transportforskjellene. Man kan i dag ikke snakke om et felles gassmarked i Europa med felles pris for all gass. For det andre kan det være slik at ulike gasskraftteknologier kan velges avhengig av hva slags type marked man snakker om. På vestsiden av Norge vil det være aktuelt med gasskraftverk. Tyskland, eller for den saks skyld Danmark og Sverige, kan i større grad basere seg på varmekraftverk. Dette gir en høyere total utnyttelse av gassen gjennom en kombinert kraft og varmeutnyttelse. Dekningsbidraget, eller den prisen som forlanges fra kraften i et slikt verk for å tilfredsstille lønnsomhet, kan dermed være lavere enn i et rent gasskraftverk. Per i dag eksisterer for eksempel varmekraftverk i Europa, og det bygges nye, mens de prisene som er i elektrisitetmarkedet er for lave til å gi lønnsomhet for et tradisjonelt gasskraftverk på vestlandet. I vår studie har vi justert prisnivået i Europa slik at det gjenspeiler den økningen i gasspriser som vi har lagt til grunn i studien (om lag 100 øre/Sm<sup>3</sup>, se nedenfor)



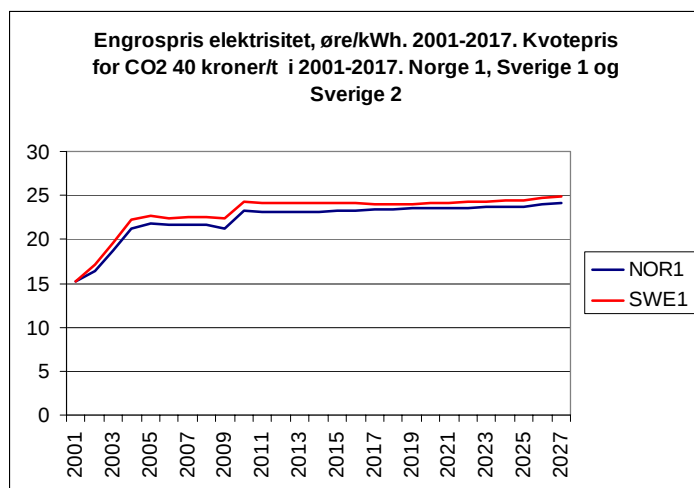
Dagens nivå på kraftproduksjon i Norge og Sverige er henholdsvis om lag 120 TWh og 145 TWh. Dette øker i beregningene til 128-130 TWh i Norge og 155-163 TWh i Sverige avhengig av hvilket kvoteprisalternativ vi ser på i 2015. Høye kvotepriser gir høyere kraftproduksjon i Norge og Sverige. Dette skyldes at disse to markedene er integrerte med andre nordiske lands markeder, og hvor produksjonen i mye større grad er basert på fossilt basert termisk produksjon enn i Norge og Sverige. I 2025 varierer

kraftproduksjonen mellom 134-139 for Norges del og 155-167 TWh for Sverige. I alternativet med høy kvotepris er begge disse to landene netto eksportører av kraft, mens i tilfellet uten slike kvotepriser er Norge om lag i balanse og Sverige netto importør.



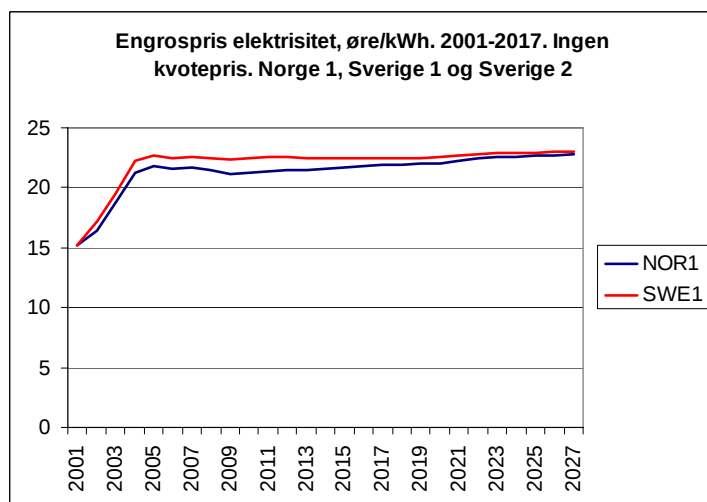
I alternativet med en gradvis økning i kvoteprisen antar vi som nevnt at kvoteprisen i et internasjonalt marked blir 40 kroner i 2010, 80 kroner i 2011 og 125 kroner /tonn CO<sub>2</sub> i 2012 og deretter holdes på dette nivået. I dette alternativet stiger kraftprisen etter hvert som markedet strammes til, og eksisterende tilbud utnyttes fullt ut fram til om lag 2007. En ny stigning inntreffer når kvoteprisen setter inn, og det blir dyrere å produsere med forurensende teknologier. Siden det på dette tidspunkt er gasskraft i form av kombinert kraft og varmeproduksjon i

resten av Norden og Europa som setter prisen, vil prisen være om lag konstant i resten av perioden. Prisen er noe høyere i Sverige 1 (se kart side 9) enn i resten av regionene i Norden, representert ved Norge 1 (andre regioner har tilnærmet like priser som Norge 1). Årsaken til at Sverige 1 ligger noe høyere er at det i perioder er betydelige nettskranker inn mot denne regionen. Det blir altså en skyggepris på denne skranken som slår ut i gjennomsnittsprisen over alle perioder i modellen. Denne skyggeprisen er imidlertid for liten til at det vil være lønnsomt med ny kabelutbygging. Kraftprisen i 2015 og 2027 er om lag 26,5 øre/kWh i alle regioner utenom Sverige 1 hvor den er vel 1 øre/kWh høyere.



I det andre alternativet holdes kvotepreisen på 40 kroner fra 2010 og i hele beregningsperioden. Da stiger prisen med kapasitetsøkningen i første del av perioden, og deretter stiger den igjen med grensekostnaden for ny utbygging fram til 2011, hvor varmekraft basert på gass igjen setter prisen. Dette betyr at kvotepreisen igjen blir effektiv for ny utbygging i denne perioden mot tidligere bare for utnyttelsen av eksisterende produksjon. I dette tilfellet er kraftprisen om lag 2 øre/kWh lavere enn i tilfellet med den høyere kvotepreisen over. Kraftprisen her

er om lag 24,5 øre/kWh. En nedgang i kvotepreisen i 2015 på 85 kroner/tonn CO<sub>2</sub> skulle tilsi en nedgang i kraftprisen alene på nesten 3 øre/kWh. At nedgangen blir bare om lag 2 øre/kWh skyldes at når prisen blir lavere på grunn av lavere produksjonskostnader, så blir etterspørselen større og transmisjonskrankene effektive oftere enn i tilfelle med lavere etterspørsel. Skyggeprisen av disse skrankene motvirker deler av prisnedgangen.

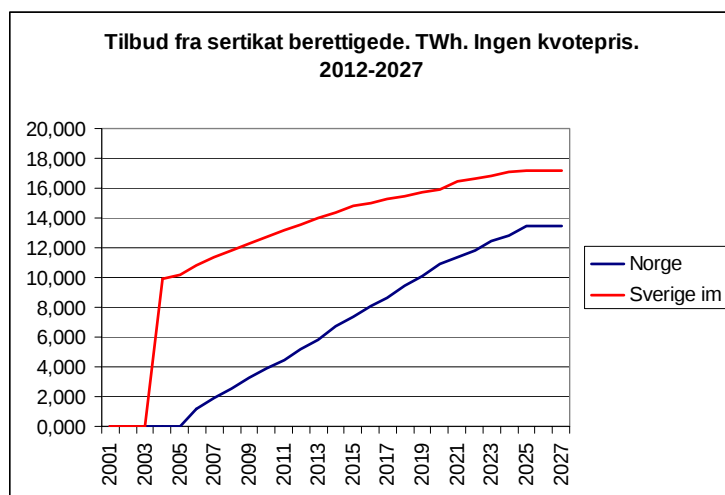
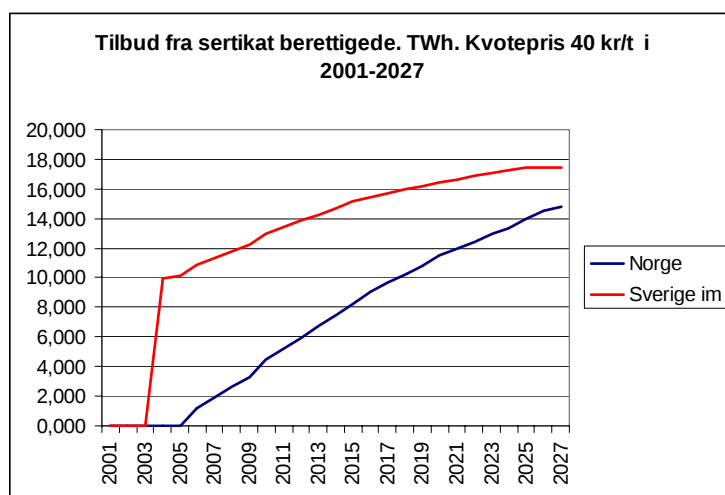
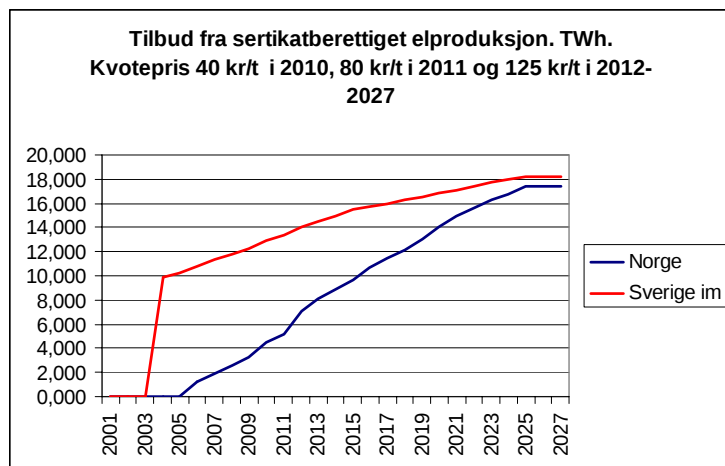


I det tredje alternativet har vi ikke kvotepreis på CO<sub>2</sub>. Da øker prisen i takt med utnyttelsen av eksisterende kapasitet i første del av perioden, og deretter er det en mindre økning i takt med grensekostnadene, som i dette området for utbygging er rimelig flate. Nå er prisen om lag 23,5 øre/kWh på lang sikt.

Dette er om lag 3,5-4 øre/kWh høyere enn anslaget i for eksempel NOU 1998:11. I disse beregningene benyttes en gasspris på om lag 100 øre/Sm<sup>3</sup>. Dette er om lag 35 øre/Sm<sup>3</sup> høyere enn i NOU 1998:11, og skyldes den

kraftige prisøkningen som har vært på råolje og dermed konkurrenten gass de siste årene. Denne prisforskjellen skal for et tradisjonelt gasskraftverk tilsi en økning på om lag 5 øre/KWh. Grunnen til at prisøkningen her likevel ikke blir mer enn 70 prosent av dette er at den teknologien som definerer utbyggingskostnaden i våre siste beregninger er kombinerte kraftvarmeverk, mens det i den tidligere beregningen var høy nok pris, uten kvoter for CO<sub>2</sub>, til at rene gasskraftverk var lønnsomme. Gassvarmeverk har en prisfordel ved at de også kan avsette varme.

Råoljeprisen og gassprisen følger hverandre nært på lang sikt. En råoljepris på om lag 25 \$/fat er forenlig med en gasspris på om lag 100 øre/Sm<sup>3</sup>. Den siste tiden har råoljeprisen ligget betydelig over dette. Isolert sett tilsier dette at vi heller ligger for lavt i gasskostnader på kort sikt. Dette har imidlertid ikke noen betydning for beregningene våre siden gasskraft uansett ikke kommer inn som lønnsomme prosjekter. På lenger sikt kan en råoljepris lavere enn 25\$/fat tilsi at vi kan ha undervurdert innslaget av gasskraft, men de fleste anslag i hvert fall på mellom lang sikt tilser at en gasspris på 100 øre/Sm<sup>3</sup> kan være et rimelig anslag.



I alternativet med den høyeste kvotepreisen vil de økte kraftprisene bidra til at teknologier som vil være sertifikatberettiget i et elsertifikatsystem også blir realisert i et rimelig stort omfang uten en elsertifikatorordning. I dagens situasjon er det allerede realisert et omfang på nesten 10 TWh av sertifikatberettigede teknologier i Sverige. Mesteparten av dette er kraft fra biobrensel. Etter hvert som prisene stiger med kapasitetsutnyttningen i eksisterende system, og med grensekostnadene og kvotepreisen for nye teknologier på lenger sikt, vil det være lønnsomhet i en del av de sertifikatberettigede teknologiene både i Norge og Sverige, først og fremst i form av mindre vannkraftverk. I 2015 vil det totale omfanget være 25 TWh, mens det i 2025 vil være nesten 36 TWh, fordelt med henholdsvis 15 og 10 på Sverige og Norge i 2015 og om lag like store mengder på hvert land i 2025 (18 TWh). Dette gjenspeiler at det største potensialet framover både for vind og vannkraft er i Norge. 25 TWh i 2015 utgjør en andel sertifikatberettiget av den totale norske og svenske produksjonen på 8,5 prosent. Andelen i hvert av landene er henholdsvis 7,5 og 9,5 prosent, størst i Sverige på grunn av de allerede 10 TWh utbygde.

I tilfellet med en lavere kvotepreis og dermed en lavere kraftpris vil lønnsomheten ved de sertifikatberettigede teknologiene gå ned. I dette tilfellet realiseres henholdsvis 8 og 15 TWh i Norge og Sverige i 2025. Nedgangen i pris på 2 øre/kWh vil altså medføre en

nedgang i det sertifikatberettigede tilbudet for begge landene samlet på bare 2 og 4 TWh i henholdsvis 2015 og 2025.

I tilfellet uten kvotepriser vil tilbudet av sertifikatberettiget produksjon gå ytterligere ned i takt med elektrisitetsprisen. Nå er det totale tilbudet i 2015 henholdsvis 7 og noe under 15 TWh, mens det er 13 og 17 TWh i 2025. Vi ser altså at selv med ingen kvotepris og en begrenset økning i kraftprisene vil betydelige mengder sertifikatberettiget produksjon komme inn i systemet. Dette er produksjon som ikke trenger sertifikater overhodet for å komme inn i markedet. Dette viser at selv uten sertifikatmarkedet kan den andelen som kommer inn av sertifikatberettiget produksjon kunne utgjøre henholdsvis vel 6 og 9 prosent av det totale elektrisitetsmarkedet i Norge og Sverige i 2015 og 13 og 19 prosent i 2025. Hvis det skal være noen mening i å innføre et sertifikatmarked må derfor kravet til volum være en del høyere enn dette (det vil jo også være noen administrative kostnader med å utstede sertifikater et slikt marked).

Av tabell 5.2 ser vi at i alle alternativene bygger Norge ut bare sertifikatberettiget produksjonskapasitet uavhengig av om sertifikater innføres eller ikke. Andelen av sertifikatberettiget totalproduksjon utgjør i området 5,7-7,4 prosent over alternativene. Størst andel får vi i tilfellet med de høye kvoteprisene. Dette følger av at utenlandsk fossil basert termisk produksjon blir dyrere, noe som gjør det lønnsomt å bygge ut mer i Norge for å eksportere/reducere importen.

**Tabell 5.2 Utbygging totalt, utbygging av sertifikatberettigede og sertifikatandelen av total produksjon i Norge og Sverige i 3 alternativer. 2005-2015**

|                            | Norge125     | Norge40      | Norge        | Sverige125   | Sverige40    | Sverige      |
|----------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Utbygd</b>              | 9,7          | 8,2          | 7,5          | 18,5         | 17,6         | 10,8         |
| <b>Sert.berettiget</b>     | 9,7          | 8,2          | 7,4          | 5,3          | 5,0          | 4,6          |
| <b>Rest</b>                | -0,01        | -0,02        | 0,12         | 13,2         | 12,6         | 6,2          |
| <b>Sert.andel av total</b> | 0,074        | 0,064        | 0,057        | 0,095        | 0,094        | 0,095        |
| <b>Produksjon</b>          | <b>130,4</b> | <b>128,8</b> | <b>128,1</b> | <b>162,7</b> | <b>161,9</b> | <b>155,1</b> |

I Sverige bygges det ut om lag det dobbelte av i Norge i de to kvoteprisalternativene, og noe mer enn i Norge i alternativet uten kvotepriser. Denne store utbyggingen i Sverige er i stor grad basert på to teknologier - kraftvarme fra gass og bio. Årsaken til at det bygges ut mer av disse teknologiene i alternativet med kvotepriser enn i alternativet uten kvotepriser er at de konkurrerende kullbaserte teknologiene blir relativt sett dyrere. Vi får en substitusjon over mot renere teknologier selv om disse også gir CO<sub>2</sub> utslipp.

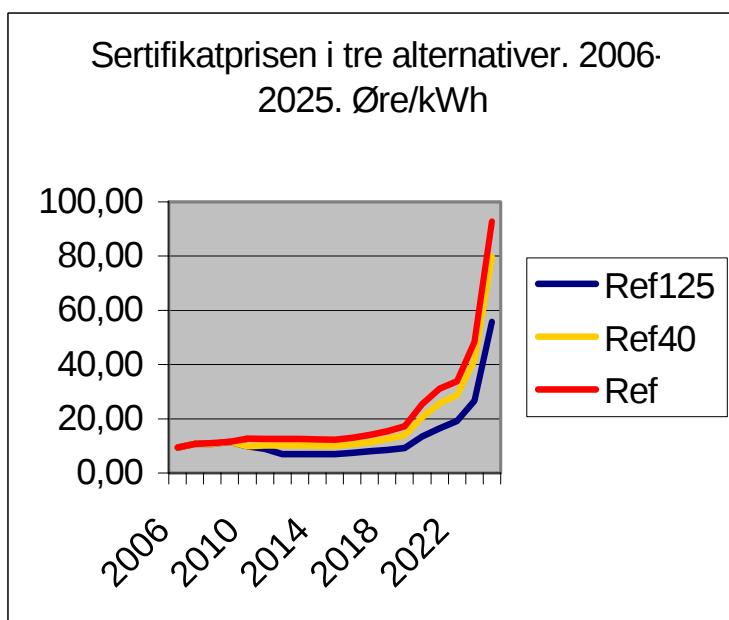
Vi ser videre at det bygges ut mindre av teknologier med sertifikatrettigheter i Sverige enn i Norge. Dette skyldes to forhold: For det første har vi her tatt hensyn til at det allerede er bygget ut vel 10 TWh sertifikatberettiget teknologi i Sverige allerede i dag. Dette er da ikke med i tallene for utbygging fra og med 2005. Det er imidlertid med i tallet når man beregner sertifikatandelen av den totale produksjonen. Denne andelen er da høyere i Sverige enn i Norge - henholdsvis om lag 9 prosent i alle alternativene. For det andre er kostnadene ved å bygge ut ytterligere sertifikatberettiget produksjon i Sverige høyere enn tilsvarende for Norge.

## 5.2. Fri handel med elektrisitet over landegrenser

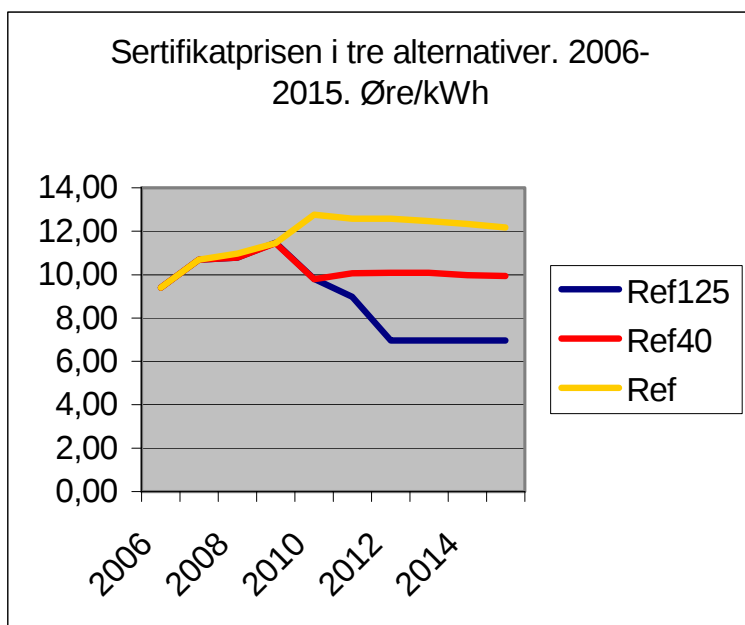
Som vi så av beregningene i forrige kapittel vil "sertifikatandelen" kunne bli betydelig uten en positiv pris på sertifikatene (det vil si uten et sertifikatkrav) - henholdsvis 5,7-7,4 prosent for Norge og om lag 9,5 prosent for Sverige i 2015. Mulighetsområdet for substitusjon av teknologier gjennom å øke andelen via en sertifikatordning er dermed begrenset. I Norge er denne lik null siden det bare bygges ut sertifikatberettiget produksjon også referansebanene. I Sverige kan man gjennom en sertifikatordning substituere omkring 13 TWh i alternativet med positiv kvotepris og om lag 6 TWh i alternativet uten kvotepris. Det er disse mengdene ikke sertifikatberettiget produksjon som bygges ut i referansebanene. Siden det norske og svenske markedet er integrert med det danske, det finske og det

nord-europeiske markedet er det grunn til å anta at en slik substitusjon også vil lekke gjennom eksport til/reduert import fra blant annet Danmark, Finland og øvrige land i Europa. Ved en substitusjon av teknologier på tilgangssiden vil prisvirkningen på energi bli begrenset hvis grensekostnadene for de teknologiene som substitueres er rimelig flat. En sertifikatordning kan også tvinge større kraftmengder inn i markedet og dermed bidra til å senke kjøperprisen, se kapittel 2. Dermed får en omsatt større mengder kraft, inklusive kraft produsert fra sertifikatberettiget produksjon. Hovedvirkningen av innføring av sertifikater i Norge vil dermed kunne forventes å være mer eksport/mindre import av elektrisitet. Dette kommer fra to kilder; i) den økte produksjonen og ii) redusert etterspørsel ved at forbrukerne må betale i hvert fall noe av sertifikatprisen netto (det kan bli noe kraftprisfall). For Sverige vil en kunne forvente at det blir produsert mindre med forurensende teknologier, men også her kan noe av effekten tas ut i økt eksport/reduert import på grunn av økt produksjon og redusert etterspørsel.

I de alternative beregningene for hver referansebane har vi nå antatt at det sertifikatpliktige volumet skal økes. Vi har antatt at volumkravet skal økes jevnt og likt for hvert av landene. Konkret har vi antatt at den sertifikatberettigede mengden skal økes med 0,5 TWh per år i hele beregningsperioden - det vil si 9,5 TWh i hvert land fra 2006 til 2024 - samlet 19 TWh for begge land.



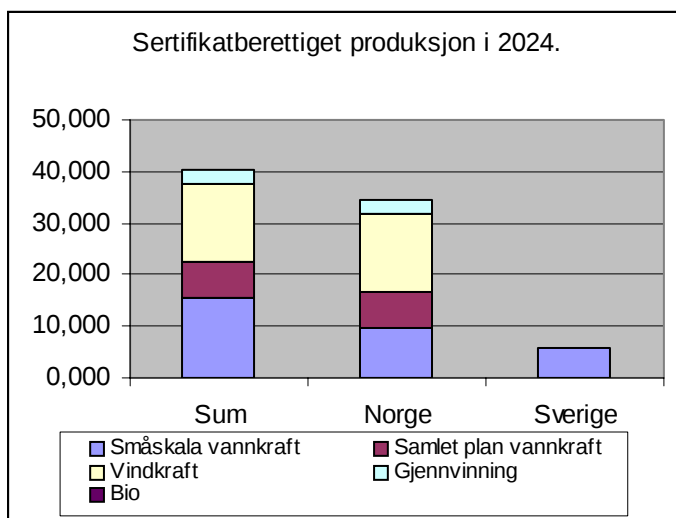
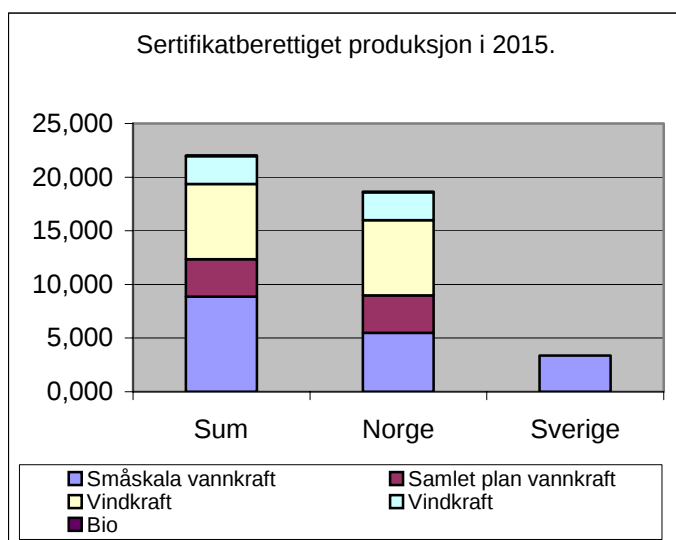
På samme måte som tidligere har vi tatt hensyn til at hver enkelt teknologi vil de få tildelt sertifikater i 10 år. Dette slår ulikt ut for hver teknologi siden levetiden for teknologiene er forskjellig. Rangeringen av marginale teknologier kan dermed bli annerledes etter innføringen av sertifikater enn før. De teknologiene som har en kort levetid får en relativ bedring i sin konkurranseevne i forhold til de teknologiene som har en lengre levetid. Verdien av sertifikatene må deles på en lengre periode (og relativ mengde) i det siste tilfellet enn i det første.



Utforming av sertifikatmarkedet, med 10 års levetid for sertifikatene og en nedtrapping av markedet mot 2025, gir en langsiktig utvikling mot at sertifikatprisen må øke sterkt mot slutten av perioden. Dette skyldes forutsetningen om at det skal komme inn like mye årlig sertifikatberettiget produksjon etter hvert som nedtrappingen av støtten gjennom sertifikatene skjer. I perioden 2015 til 2025 stiger sertifikatprisen fra et nivå på om lag 10 øre/kWh til nærmere 80 øre/kWh, mest i tilfellet uten kvotepriser, minst i tilfelle med kvotepriser. Årsaken til dette er at i tilfellet med kvotepriser er

kjøperprisen for kraft høyere enn i tilfellet uten kvotepriser.

Figuren med sertifikatpriser fram til 2025 er fullstendig dominert av utviklingen i nedtrappingsperioden. Denne perioden er ikke den mest interessante i og med at det i høringen sies at dette er mer en teknisk framstilling i det foreløpige opplegget, noe som må vurderes nærmere. Det er vel så interessant hva som skjer i perioden før nedtrappingen starter - det vil si fram til 2015. Husk at investeringen skjer med utgangspunkt i en nåverdibetraktning der en antar at prisen på investeringspunktet oppnås over hele levetiden for anlegget, med korreksjon for levetiden på sertifikatene. Vi ser da at sertifikatprisen i 2006 starter med et nivå om lag 9 øre/kWh for så å stige etter hvert som en beveger seg oppover på grensekostnadskurven for de sertifikatberettigede teknologiene. Vi ser også at i tilfellet uten kvotepriser vil sertifikatprisen fortsette å stige opp mot 12 øre/kWh i 2011, for så å holde seg om lag på dette nivået. Det betyr at grensekostnadskurven for sertifikatberettigede teknologier er relativt flat rundt dette området. I tilfellene med kvotepriser vil sertifikatprisen begynne å falle etter hvert som kvoteprisen økes. I tilfellet med 40 kroner i 2010 faller sertifikatprisen tilsvarende. I tilfellet med opptopping av kvoteprisen vil sertifikatprisen falle ytterligere. Dette betyr at i tilfellet med kvotepriser vil en del av kjøperprisen i markedet være "skatter". Etter hvert som kvoteprisen stiger øker skatteelementet gjennom kvoteprisen. En sertifikatberettiget teknologi vil oppnå selgerprisen, pluss "skatten", pluss sertifikatprisen. Siden skatte-elementet øker vil sertifikatelementet kunne minke. Husk at sertifikat er et kombinert instrument - et skatteelement på forbrukssiden og et subsidie-element på produksjonssiden.



I utgangspunktet kunne en anta følgende: Siden Norge og Sverige er om lag like med hensyn på elastisiteten i etterspørselen, og ved at de har samme krav om økt sertifikatberettiget produksjon, vil kjøperprisen øke mer i Norge enn i Sverige. Dette skyldes at etterspørselsiden i Norge er om lag 30 prosent mindre enn etterspørselen i Sverige. Samme volumkrav på en mindre etterspørsel tilsier høyere kjøperpriseffekt. Dette betyr at den økte samlede produksjon i større grad vil gå til Svenske forbrukere enn til norske. Samtidig er det norske svenske og øvrige nordiske kraftmarkedet integrert. Siden sertifikatene vil bety økt pris i Norge og Sverige, og etterspørselen vil gå ned i begge land, vil deler av den økte produksjonen i de to landene gå ut av området i retning tredjeland.

I de beregningene som foreligger her er ikke dette nødvendigvis riktig på kort sikt. Målsettingen i Sverige (som sluttbrukerne må betale) er høyere fram til 2015 pga mye mottrykk, vann og bio i starten (10 TWh fram til 2006). Denne produksjonen får sertifikater og er en del av målsettingen. Etter 2015 er målsettingen i Sverige noe høyere i Norge, pga av større mengde sertifikatberettiget produksjon allerede i

referansebanen (REF125), som vi legger til grunn. Videre har gruppen som betaler sertifikater (servicesektoren og husholdninger med industrien unntas) et forbruk som ligger om lag 20 TWh høyere i Sverige enn i Norge. Dette momentet trekker i retning av at Sverige får et lavere påslag - i sum veier dette opp like mye som at de er en større gruppe (like stor nedgang i forbruk). I tillegg kommer at sluttbrukerprisen er høyere i Sverige pga at de i utgangspunktet har høyere el.avgifter. Dette gir en lavere forbruksreduksjon enn i Norge for alt annet likt. I sum er det derfor uklart hvor forbruket går mest ned - i Norge eller Sverige. Men samlet for de to landene går forbruket ned (for gitt kraftpris) med nettoeksport ut av Norge og Sverige som resultat. Beregningen inkluderer også det som er sertifikatberettiget i referansebanen, og inneholder alt det som er og har vært sertifikatberettiget over beregningen. Det som hadde sertifikater i 2010 har ikke sertifikater i 2024, men er likevel inkludert i 2024 tallene siden det har vært inntatt i sertifikatordningen.

Siden utgangspunktet er at det skal være en økning i sertifikatberettiget produksjon utover det som kommer inn i referansebanen på 0,5 TWh per år over beregningsperioden, blir økningen fram til 2015 samlet 10 TWh og til 2024 20 TWh. I figuren ser vi at økningen i sertifikatberettiget produksjon i 2015 er om lag 22 TWh fordelt med nesten 19 TWh i Norge og noe over 3 TWh i Sverige. Dette er produksjon utover de 10 TWh som Sverige har i utgangspunktet og utover de 1 TWh som er i Norge i 2006 Norge. Den samlede sertifikatberettigede produksjon i Norge i 2015 er 20 TWh og i Sverige 13 TWh, samlet 33 TWh.

I referansebanene kom det inn henholdsvis 12, 13 og 15 TWh sertifikatberettiget produksjon til 2015. Dette fordelte seg med en god del større tilgang i Norge enn i Sverige når vi så bort fra de 10 TWh som var med i utgangspunktet i Sverige.

Siden det meste av ny sertifikatberettiget produksjonskapasitet bygges ut i Norge blir det et stort omfang av krafteksport fra Norge til Sverige og videre til de andre nordiske landene gjennom etableringen av denne sertifikatordningen.

Av den totale tilgangen av sertifikatberettiget produksjon er vel 8 TWh småskala vannkraft, 7 TWh vindkraft, mens vannkraft fra Samlet plan utgjør 3,5 og gjenvinning (mottrykk) utgjør 2,5 TWh.

### 5.3. En felles norsk svensk elsertifikatordning

Som beskrevet ovenfor så vil det selv i et ordinært marked uten elsertifikater bli introdusert betydelige mengder produksjonskapasitet basert på teknologier som vil være elsertifikatberettigede når et slikt system innføres. I 2015 er det anslått en samlet slik produksjonskapasitet på 25 TWh. Dette tilsvarer en andel av total kraftproduksjon i disse to landene på om lag 8,5 prosent. La oss nå anta at det innføres en sertifikatordning som beskrevet foran og der kravet til sertifikatberettiget produksjon er en økning på 0,5 TWh i hvert av landene for hvert år fra 2005 til 2025. Det blir en total økning på 20 TWh. Dette er et krav utover det som måtte eksistere av sertifikatberettiget produksjon i referansebanen. Kravet er det samme i alle tre referansebanen - det vil si i banen med 125 kr/t CO<sub>2</sub>, i banen med 40 kr/t CO<sub>2</sub> og i banen uten kvotepriser. Det forutsettes at kjøpsplikten er landspesifikk. Det betyr at både Norge og Sverige kan oppfylle et krav om en kjøperandel som kan være forskjellig mellom de to landene. Produksjonsandelene i hvert av landene vil generelt være forskjellig fra dette siden kostnadene ved å bygge ut ny kapasitet varierer mellom landene. Ulikevekt i produksjon og forbruk i hvert land ordnes med handel med sertifikater over landegrensene.

I våre referansebaner kommer det inn beskjedne mengder med ny kapasitet basert på ikke fornybare teknologier. I Norge kommer det ikke inn slik kapasitet i det hele tatt. Dette skyldes i første rekke forutsetningen om gasspriser på 100 øre/Sm<sup>3</sup> og at kostnaden ved slik produksjon da blir for høy i forhold til markedets betalingsvilje. Dette betyr at i den grad de nye sertifikatberettigede teknologiene

kommer inn kan de erstatte de teknologiene som komme rinn i referansebanene<sup>5</sup>, eller de kan erstatte produksjon fra områder utenfor Norge og Sverige. De nye sertifikatberettigede vil selvsagt ikke erstatte de sertifikatberettigede som allerede er inne i referansebanen. For Norges vedkommende gjelder dette all produksjon som er inne referansebanen. Når selgerprisen går ned vil dette mer enn kompenseres av sertifikatprisen. Kjøperprisen vil kunne gå opp slik at norsk og svensk etterspørsel reduseres. De frigjorte kraftmengdene vil da kunne redusere import/øke eksporten.

Tabell 6.1 Prisivirkningene for selger av en sertifikatordning. Øre/kWh

|                             | Norge 1 |       |      | Sverige1 |       |      |
|-----------------------------|---------|-------|------|----------|-------|------|
|                             | ref125  | ref40 | ref  | ref125   | ref40 | ref  |
| <b>Kraftpriser</b>          |         |       |      |          |       |      |
| 2015ref                     | 25,1    | 23,2  | 21,7 | 26,9     | 24,1  | 22,5 |
| 2015Tilt1                   | 24,1    | 22,4  | 20,6 | 25,9     | 23,2  | 21,8 |
| 2015Tilt2                   | 23,7    |       |      | 25,0     |       |      |
| 2024ref                     | 25,8    | 23,7  | 22,6 | 27,0     | 24,4  | 22,9 |
| 2024Tilt1                   | 24,8    | 22,9  | 20,7 | 26,0     | 23,6  | 22,0 |
| 2024Tilt2                   | 23,7    |       |      | 24,6     |       |      |
| <b>Prisforskjell selger</b> |         |       |      |          |       |      |
| 2015Tilt1                   | -1,1    | -0,8  | -1,1 | -1,0     | -0,9  | -0,7 |
| 2015Tilt2                   | -1,4    |       |      | -1,9     |       |      |
| 2024Tilt1                   | -1,0    | -0,8  | -1,9 | -1,0     | -0,8  | -0,9 |
| 2024Tilt2                   | -2,1    |       |      | -2,5     |       |      |

Det generelle bildet her er nå at selgerprisen faller i markedet som følge av innføringen av sertifikatordningen. I 2015 faller elektrisitetsprisene med rundt 1 øre/kWh i alle alternativene, mest i tilfelle med de høye kvoteprisene. Dette skyldes at høyere kvotepriser medfører brattere tilbudskurve rundt tilpasningspunktet. I 2024 faller elektrisitetsprisen med rundt 1/2 til vel 1 øre/kWh. Også her faller den mest i tilfelle med høye kvotepriser. Grunnen til at prisen det faller noe mindre her enn i 2015 er at grensekostnadene rundt tilpasningspunktet er noe flatere ved høyere nivåer på produksjon og tilbud. Etter hvert som tiltakene blir strammere - se tiltak under ref125 - blir endingen i selgerpris kraftigere - her om lag 2,5 øre kWh i Sverige. Dette skyldes at grensekostnadskurven til de sertifikatberettigede teknologiene blir brattere etter hvert. Et større subsidieledd kreves.

Sertifikatprisene som er nødvendig for å løse ut de ekstra 5 TWh i 2015 og 10 TWh i 2024 fra Norge og tilsvarende for Sverige er gjengitt i tabell 6.2. I 2015 er sertifikatprisene mellom 8,8 og 13,4 øre/kWh avhengig av hvilke kvotepriser for CO2 som legges til grunn. Sertifikatprisen blir høyest i tilfellet med null kvotepris. Det skyldes at vi da har en lav kraftpris og det må en relativt høy kvotepris til for å gjøre de sertifikatberettigede teknologiene lønnsomme. Med en høyere kvotepris er kraftprisen høyere og bidraget fra sertifikatene kan være mindre. Dette følger også intuitivt av samspillet mellom kvotepriser på forurensende teknologier og lønnsomheten ved alternativene.

Foran så vi at selgerprisen på kraft gikk ned med om lag 1 øre/kWh i 2015 som følge av innføringen av elsertifikatene. I sertifikattilfellet utgjør de sertifikatberettigede teknologiene i Norge om lag 15 TWh (10 TWh fra referansebanen og 5TWh som tiltak). Dette tilsvarer en andel av det totale tilbudet på om lag 12 prosent. En 12 prosent andel av en sertifikatpris på 8,8-13,4 øre/kWh skal altså legges til selgerprisen for å finne kjøperprisen. Dette er et tillegg på om lag 1-1,5 øre/kWh. Det vil si at hvis alle forbrukere ble belastet med en prosentvis lik andel av sertifikatkravet så ville kjøperprisen være tilnærmet uendret eller stige litt avhengig av alternativ.

<sup>5</sup> Se resonnementet omkring verdien av sertifikatene for et anlegg som har en levetid på 40 år kontra et anlegg som har en levetid på 20 år.

I beregningene har vi lagt til grunn at de som i dag ikke betaler elavgift heller ikke vil bli belastet med sertifikatkrav. Dette utgjør om lag 35-40 prosent av forbruket. Sertifikatandelen for de andre blir da 18-20 prosent. Tillegget i kjøperpris for de som må kjøpe sertifikater blir nå om lag 1,7-2,5 øre/kWh. Kjøperprisen vil da stige med om lag 0,7-1,5 øre/kWh. En kortsiktig elastisitet i forbruket på 0,25 og en kjøperprisøkning på 5 prosent gir en forbruksreduksjon på 1,25 prosent eller i underkant av 1 TWh for de forbrukergruppene som er omfattet av sertifikatkravet. Dette vil bli delvis motsvart av at kjøperprisen vil gå ned for de som ikke er pålagt kjøpsplikt av sertifikater (jfr. at selgerpris gikk ned). En tilsvarende nedgang i selgerpris gir også en om lag tilsvarende nedgang i tilbudet i de land hvor ikke sertifikatberettigede teknologier er en del av referansebanene. Dette betyr i så fall at hele økningen i tilbud gjennom sertifikatordningen vil gå til redusert import/økt eksport, jfr Sverige. For Norge vil både det økte tilbudet og den reduserte etterspørselen gå til økt eksport. Det betyr at de nesten 10 TWh (noe reduksjon i ordinært tilbud med fallende pris) i økt tilbud i Norge og Sverige nærmest i sin helhet vil gå til økt eksport/reduisert import. Både Norge og Sverige var netto eksportører av kraft i referansebanene. I sertifikatbanene vil dermed sertifikatene medføre økt netto eksport.

Tabell 6.2 Sertifikatpriser. Øre/kWh

|             | 2015 | 2024  |
|-------------|------|-------|
| Tiltak125   | 8,8  | 68,1  |
| Tiltak40    | 11,3 | 89,0  |
| Tiltak      |      |       |
| Tiltak2-125 | 13,4 | 133,0 |

Fram mot 2024 øker sertifikatprisen kraftig, først og fremst fordi sertifikatordningen trappes ned og de teknologiene som kommer inn vil få tilskudd gjennom sertifikatordningen i kortere og kortere tid. Siste år, i 2024, får de tilskudd i bare ett år. Da er sertifikatprisen om lag 10 ganger så høy som i 2015. Det betyr at tilbudskurven for sertifikatberettigede teknologier er rimelig flat i området mellom 10 og 40 TWh utbygging.

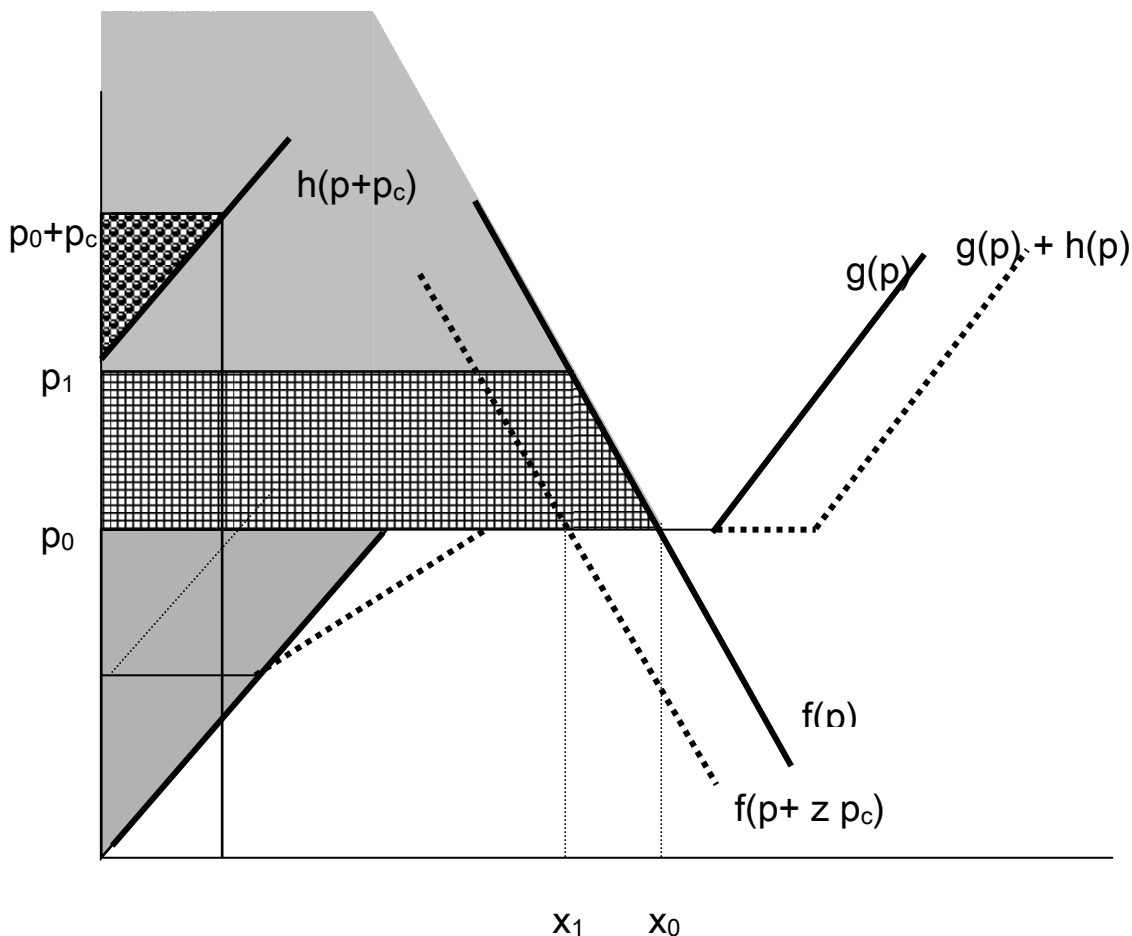
## 6. Velferdsvirkninger av sertifikatordningen

Med velferdsvirkninger i denne artikkelen vil vi mene endringer i det såkalte produsent- og konsumentoverskuddet innenlands, som følge av innføringen av sertifikatordningen. Endringen i produsentoverskudd kan skje som følge av prisen på og/eller volum av energi endres for eksisterende produsenter, og ved at de nye produsentene som kommer inn som følge av sertifikatordningen får et overskudd. Endringen i konsumentoverskudd skjer som følge av at forbrukerne får høyere pris og ved at de som følge av dette vil forbruke mindre energi. Det "overskuddet" eller det nyttetapet de vil få som følge av dette er endringen i konsumentoverskudd. Vi antar at økningen i sertifikatberettiget produksjon er et gitt volum som er uavhengig hvor mye sertifikatberettiget teknologi som vil komme inn uavhengig av sertifikatordningen.

### 6.1. Ingen sertifikatberettigede i referansen

La oss først anta at det uten sertifikatordningen ikke ville være noen sertifikatberettigede teknologier som ville vært innført. Endringen i produsent og konsumentoverskudd som følge av innføring av sertifikatordningen er da illustrert i figur 6.1 og 6.2. Endringen vil være noe forskjellig avhengig av om vi er i en situasjon uten nettbeskrankninger mot utlandet, figur 6.1, eller om vi er i en situasjon med effektive nettskranker (autarki), se figur 6.2. I tilfellet uten nettbeskrankninger kan Norge sees på som en prisfast kvantumstilpasser i et internasjonalt marked.

**Figur 6.1 Velferdstap ved innføring av sertifikatberettiget produksjonsteknologier for elektrisitet i kombinasjon med og kjøpsplikt av sertifikater. Ingen effektive skranker for handel.**



Figur 6.1 viser en prinsippsskisse for beregning av velferdstapet ved innføring av sertifikatberettigede teknologier i kombinasjon med en kjøpsplikt for slike sertifikater. Vi antar altså at de teknologiene som eksisterer i utgangspunktet ikke er sertifikatberettiget, se figur 6.3 for en opphevelse av denne restriksjonen.

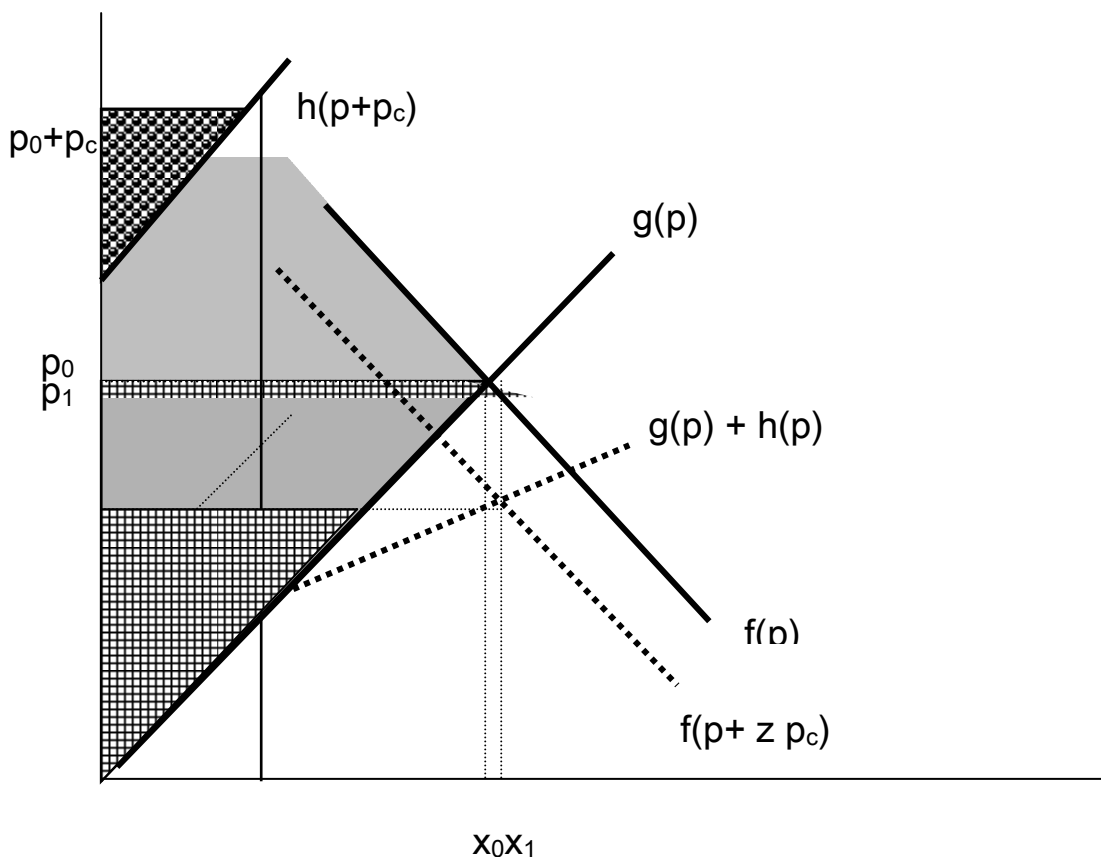
Før ordningen med sertifikater innføres skjærer etterspørselen tilbudet der det handles med elektrisitet, det vil si i skjæringspunktet mellom etterspørselskurven  $f(p)$  og tilbudskurven  $g(p)$  i det flate området på tilbudskurven. I punktet  $(x_0, p_0)$  kan vi importere elektrisitet til en gitt pris (resonnementet er helt ekvivalent for en situasjon der etterspørselen er flat og tilbudskurven stigende, altså i en eksportsituasjon). Etter at sertifikatmarkedet er innført skifter etterspørselen innover ( $f(p + z p_c)$ ) (jf. at kjøpsplikt for sertifikater er ekvivalent med en avgift), og den norske tilbudskurven skifter utover  $g(p) + h(p)$  (jf. at sertifikatet er ekvivalent med et subsidie), se den stiplede tilbudskurven. Hvis det fortsatt er ledig kapasitet på overføringslinjene er prisen for elektrisiteten gitt og uendret. Dette betyr at etterspørselen i Norge går ned, siden elektrisitetsprisen pluss den andelen av sertifikatet som kjøper må kjøpe for hver enhet elektrisitet går opp. Samtidig går tilbudet i Norge opp når sertifikatberettiget produksjon får støtte gjennom sertifikatordningen. Det nye likevektspunktet er  $(x_1, p_1)$  - det vil at kjøperprisen har økt, mens selgerprisen er uendret lik  $p_0$ . Det økte tilbudet vi får gjennom sertifikatordningen og nedgangen i etterspørselen innenlands går i sin helhet til å redusere importen, eventuelt øke eksporten.

Velferdstapet som oppstår ved innføring av sertifikatordningen i dette tilfellet kan beregnes som differansen i produsent- og konsumentoverskudd før og etter at ordningen ble innført. Før ordningen ble innført var konsumentoverskuddet arealet mellom etterspørselen  $f(p)$  og prislinjen  $p_0$  - det vil si summen av det lyse grå og det rutete arealet. Produsentoverskuddet var arealet mellom prislinjen  $p_0$  og tilbudskurven til venstre for likevektspunktet  $g(p)$  - det vil si den mørkere grå trekanten. Etter at sertifikatordningen er gjennomført er produsentoverskuddet for eksisterende produsenter uendret siden både volum og pris for disse er uendret. I tillegg får imidlertid de nye produsentene som produserer med sertifikatberettiget produksjon et produsentoverskudd, se den prikkede trekanten, siden de også står overfor stigende grensekostnader ved utbygging. Det vil si at de billigste teknologiene får en ekstraprofitt siden sertifikatprisen må være stor nok til at de mer kostbare teknologiene tas i bruk, og alle produsenter får den samme sertifikatprisen. Totalt får altså produsentene en økning i sitt overskudd. Konsumentene innenlands lider imidlertid et tap lik det rutete arealet, dels ved at volum går ned og dels ved at kjøperprisen går opp.

I enkelte situasjoner kan vi stå overfor en tilnærmet vertikal tilbudskurve i utlandet, se figur 2.4 foran. I dette tilfellet vil et skift i tilbudet gjennom en sertifikatordning medføre et fall i selgerpris. Selgerprisen kan da falle så mye at summen av selgerpris (energipris) og sertifikatpris blir lavere enn den tidligere kjøperprisen. Da vil konsumentoverskuddet øke både ved økt volum og lavere pris. Produsentoverskuddet vil da gå ned for eksisterende produsenter.

I figur 6.2 har vi framstilt endring i produsent og konsumentoverskudd i et tilfelle hvor det er effektive overføringsskranker mellom Norge og utlandet. Det betyr at en endring i tilbudet gjennom en sertifikatordning må tas innenlands. I virkeligheten vil det være perioder hvor dette er tilfellet hvis transmisjonsnett mellom land er optimalt utbygget. I et optimalt utbygget nett skal det være effektive skranker fra tid til annen. Vi ser at i dette tilfellet, jf. beskrivelsen også i kapittel 2, så vil virkningen av sertifikatordningen være at mer kraft presses inn i systemet. Til gitt aktivitetsnivå i økonomien må da prisen på kraft falle for at denne kraften skal absorberes i markedet. Et fall i prisen gjør at kraft som ellers ville kommet inn ikke kommer inn. Altså vil noe av den sertifikatberettigede kraften erstatte det som ellers ville ha kommet inn. I det stiliserte bildet i figur 6.2 faller prisen så mye at summen av kraftpris og sertifikatpris blir lavere enn den tidligere kraftprisen alene, se en forklaring på dette i Bye (2003). I dette tilfelle vil produsentoverskuddet i det ordinære markedet falle med summen av det mørke grå arealet og den smale rutete arealet like over i figur 6.2. I den sertifikatberettigede delen av markedet vil produsentoverskuddet være lik det prikkede arealet. Det samlede produsentoverskuddet er lik summen av disse. Konsumentoverskuddet vil i dette tilfelle øke med det smale rutete arealet - dels ved at kjøperprisen faller - dels ved at volum blir noe større.

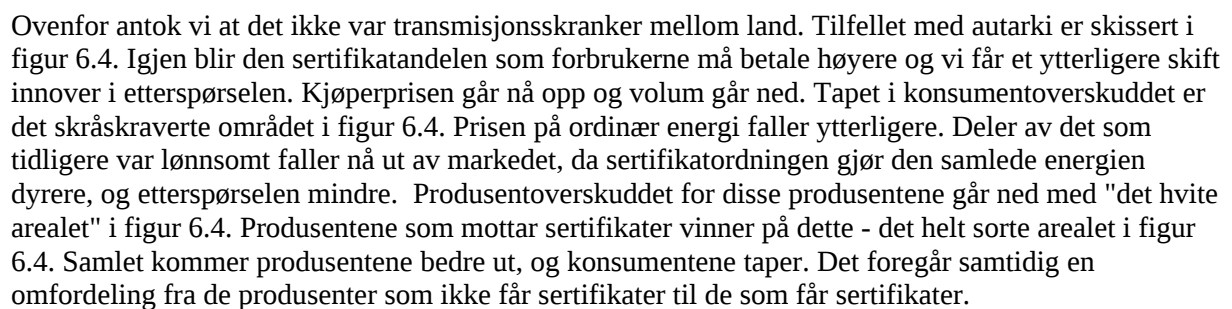
**Figur 6.2 Velferdstap ved innføring av sertifikatberettiget produksjonsteknologier for elektrisitet i kombinasjon med og kjøpsplikt av sertifikater. Et lukket norsk marked (autarki).**



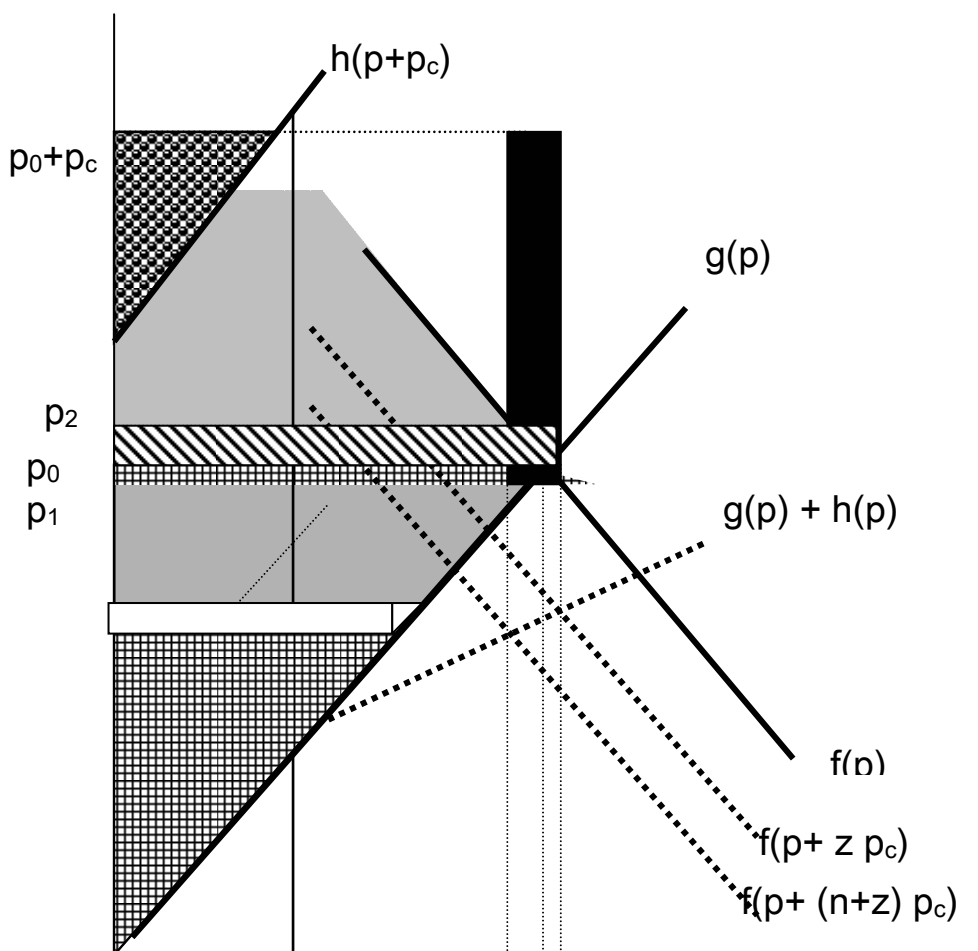
## 6.2. Sertifikatberettigede også i referansen

Ovenfor forutsatte vi at det uten et sertifikatberettiget marked ikke kom inn noe kraft fra teknologier som vil være sertifikatberettiget hvis et sertifikatmarked ble innført. Av beregningen foran i kapittel 5 så vi at slike teknologier også ville komme inn i tilfellet uten et sertifikatmarked. La oss nå anta at det vil bygges ut ny kapasitet med teknologier som er sertifikatberettiget allerede før en sertifikatordning er introdusert. Det betyr at teknologiene ikke er avhengig av en sertifikatordning for å være lønnsomme, men de vil omfattes av sertifikatordningen sidene denne er generell for nye investeringer og visse teknologiegenskaper. Siden vi opererer i et internasjonalt marked hvor prisen på energi er gitt, og transmisjonsskrankene ikke er effektive, berører ikke innføringen av sertifikatordningen de andre eksisterende produsentene (se kommentar til figur 6.4 for modifikasjon av dette). De produsentene som allerede har teknologier som nå blir sertifikatberettiget får økt sitt overskudd ved at de ved siden av elektrisitetsprisen også får sertifikatprisen, jf. den sorte firkanten i figur 6.3. Deres totale pris øker til grensekostnaden for de sertifikatberettigede teknologiene. Grensekostnaden i det nye tilpasningspunktet er uendret siden volumet allerede er bestemt. Det samlede produsentoverskuddet

**Figur 6.3 Velferdstap ved innføring av sertifikatberettiget produksjonsteknologier for elektrisitet i kombinasjon med og kjøpsplikt av sertifikater. Ingen effektive skranker for handel.**



**Figur 6.4 Velferdstap ved innføring av sertifikatberettiget produksjonsteknologier for elektrisitet i kombinasjon med og kjøpsplikt av sertifikater. Et lukket norsk marked (autarki).**



### 6.3. Andre faktormarkeder

Ovenfor har vi bare sett på velferdseffektene gjennom endringer i konsument og produsentoverskudd i markedet for elektrisitet. Ved endringer i prisene på elektrisitet skjer det endringer i innenlandske kostnadsforhold som vil medføre endringer i andre faktormarkeder. Dette vil også skape endringer i produsent og konsumentoverskudd i disse markedene. Vi går ikke videre inn på disse effektene i denne rapporten. Hvis en skulle beregne disse effektene måtte en benytte en større modell som hadde en god beskrivelse av andre faktormarkeder. Dette ligger utenfor mulighetsområdet i denne rapporten.

## 6.4. Myndighetene

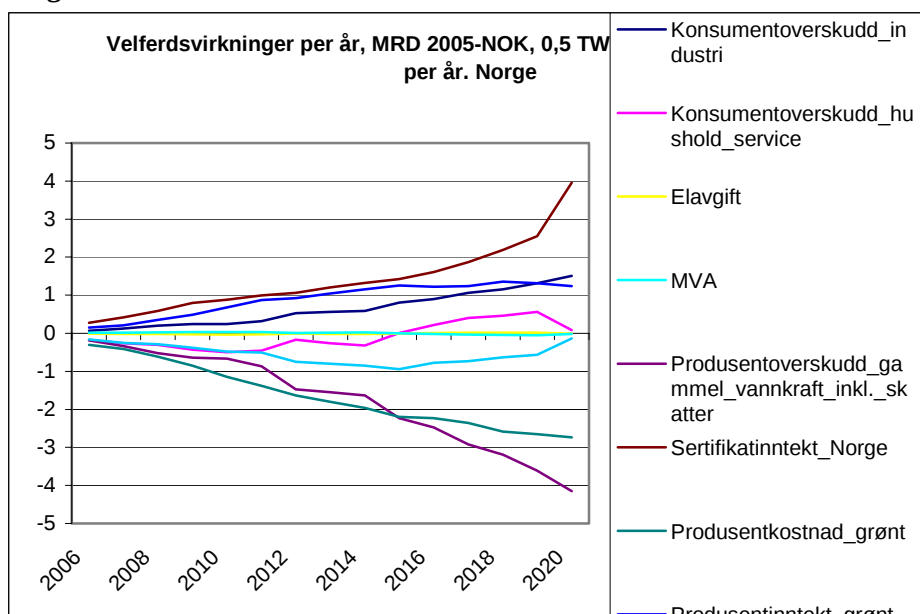
Når selgerprisene faller i kraftmarkedet reduseres overskuddet i kraftselskapene. Dette reduserer skattegrunnlagene (inntektsskatt, grunnrenteskatt, eiendomsskatt etc). Eventuelle reduserte volumer vil også redusere skatteingangen da noen av skattartene er volumbaserte (naturressursskatten, og elementer i eiendomsskatten). Reduserte volumer vil også redusere avgiftsinngangen da elektrisitetsavgiften er volumbasert. Det samme er tilfelle med momsinnngangen.

Endret skatteinngang påvirker fordelingen av velferdstapet slik det framkommer i beregning av endret produsent og konsumentoverskudd, men betyr i utgangspunktet ikke noe for størrelsesorden på det samlede velferdstapet. Det er imidlertid en annenhåndsvirkning av skatteendringene som også kan påvirke den samlede velferdsendringen. Hvis skatteinngangen blir lavere fra for eksempel grunnrenteskatten, som er en perfekt skatt i den forstand at den ikke gir effektivitetstap, og en opererer under beskrankning om gitte offentlige budsjetter, blir en tvunget til å øke andre skatter for å kompensere skattebortfallet. Dette vil i neste omgang kunne gi effektivitetstap. Dette er en tilleggseffekt som spesielt angår regulering av grunnrentenæringer.

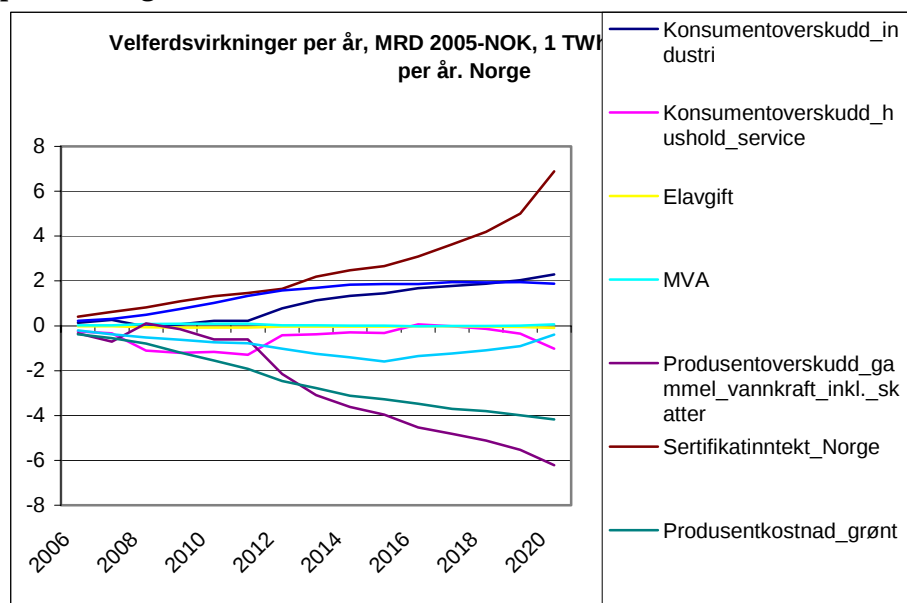
## 6.5. Anslag på velferdsvirkninger og fordeling av disse

Med utgangspunkt i beregningene i kapittel fem og prinsippene i kapittel 6 foran har vi beregnet de årlige velferdsvirkningene som følge av innføringen av et felles elsertifikatmarked i Sverige og Norge langs de linjer som er gitt i rapporten. Vi har beregnet to alternativer - et med en økning i elsertifikatberettiget produksjon på 0,5 TWh hvert år i perioden - og ett med en økning på 1 TWh per år - for hvert av landene i Norden - jfr- kapittel 5. Disse er vist i figur 6.5 og 6.6.

**Figur 6.5 Velferdsvirkninger per år, MRD 2005-NOK, 0,5 TWh elsertifikatberettiget per år. Norge**



**Figur 6.6 Velferdsvirkninger per år, MRD 2005-NOK, 1 TWh elsertifikatberettiget per år. Norge**



Vi ser at den totale velferdseffekten er negativ - det vil si at elsertifikatordningen påfører det norske samfunnet et årlig tap som vokser opp mot 1 milliard kroner per år i 2015, for deretter å avta ned mot null etter hvert som elsertifikatordningen fases ut igjen. I grove trekk er velferdseffekten tilnærmet proporsjonal med omfanget av sertifikatordningen, jfr. figur 6.6 der tapet er nær 2 milliarder kroner i 2015 i tilfellet med 1 TWh økning i elsertifikatberettiget produksjon per år. Akkumulert over år blir dette store samfunnsøkonomiske tap.

Konsumentene, som blir ilagt kjøpsplikt, vil i tilfelle med en økning i elsertifikatberettiget produksjon på ½ TWh per år komme dårligere ut i første periode fram til 2015, men deretter vinne på ordningen. Dette er konsistent med de teoretiske argumentene foran om at fortegnet på effekten for forbrukere som blir pålagt en kjøpsplikt i et slikt marked er ubestemt. I tilfelle med 1 TWh økning i elsertifikatberettiget produksjon per år vil disse konsumentene tape langs hele perioden, men av varierende størrelsesorden. Konsumentenes tap er imidlertid mindre enn det totale tapet. Det vil si at eksisterende produsenter også må tåle et tap ved innføring av en slik ordning. De forbrukerne som blir unntatt fra sertifikatplikten, det vil si industrien, vil entydig tjene på ordningen. De vil få tilgang til mer energi til en lavere pris.

De tradisjonelle produsentene er de store taperne på ordningen. På det høyeste er tapet for disse 4-6 milliarder kroner per år avhengig av alternativ. De nye produsentene som produserer med elsertifikatberettiget teknologi vil få sterkt økende inntekter, men også sterkt økende kostnader etter hvert som volumet øker. Dette skyldes både økningen i volum og økende grensekostnader ved slik produksjon. Vi ser imidlertid at nettoinntekten for disse produsentene ikke søker særlig mye. Det betyr at grensekostnaden for elsertifikatberettiget produksjon i det intervallet det regnes på er rimelig flate.

Endring i offentlig sektors inntekter målt gjennom endring i elektrisitetsavgifter og moms vil være svært små. Det vil bli omsatt større mengder energi til en lavere pris, verdien av omsetningen, vil være tilnærmet uendret slik at momsen også er tilnærmet uendret. En del av produsenttapet vil være et tap for offentlig sektor. Ved en nedgang i produsentoverskudd vil både inntektsskatt og grunnrenteskatt gå ned. En reduksjon i volum av ikke sertifikatberettiget produksjon vil også kunne redusere naturressursskatten. Endring i alle disse skattene vil redusere tapet for de opprinnelige produsentene, men øker tapet tilsvarende for offentlig sektor. Offentlig sektor er også den viktigste eieren av de opprinnelige produksjonsteknologien. Samlet er derfor det meste av tapet av produsentoverskudd et

tap for offentlig sektor ved denne ordningen. et tap som øker jevnt opp til et nivå på 4-6 milliarder kroner per år må i denne sammenheng kunne sies å være betydelig.

## 7. Noen konklusjoner

I denne rapporten har vi gjennomgått noen prinsipielle forhold knyttet til innføring av sertifikater i elektrisitetsproduksjon i Norge og Sverige. Vi ser på virkningen av slike sertifikatordninger i forhold til en utvikling hvor ikke har slike sertifikater. Siden det er stor usikkerhet knyttet til noen viktige forhold innen energiutviklingen har vi fokusert også på i hvilken grad slike forhold har betydning for konklusjonene. Det vi har fokusert på her er usikkerheten omkring prisen på klimagasskvoter framover. Dette har betydning for sammensetningen av teknologiene i referansebanen og dermed også for tolkningen av omfanget av sertifikatberettiget produksjon. Vi har derimot sett bort fra forhold som kan være viktige når kraftkontraktene med industrien går ut i perioden 2008-2011. Dette har ligget utenfor mulighetsområdet for denne begrensede studien.

Innføring av klimagasskvoter, og dermed en prising av dette, som slår ut i kostnaden for forurensende teknologier, påvirker introduksjonen av sertifikatberettiget produksjon slik den er definert. Dette gjelder selv om sertifikatprisen måtte være null. Betydelige mengder sertifikatberettiget produksjon vil rett og slett ikke være avhengig av et sertifikatmarked for å bli introdusert i markedet, mest i tilfellet med klimagasskvoter til høy pris. Dette følger også intuitivt av at virkemidlet kvoteprising vil bedre den relative lønnsomhetene av ikke forurensende teknologier, som i et sertifikatmarked vil få bedret lønnsomhet gjennom sertifikattildelingen og et marked for disse.

Av hensyn til mulighetsområdet for innføring av ny kapasitet i systemet, på grunn av transmisjonsskranker og at det tar tid å gjennomføre investeringer, begrenses hvor mye produksjon som kan "tvinges" inn i markedet gjennom en sertifikatordning. Vi har sett på en situasjon hvor en ønsker en økning i omfanget på 0,5 TWh per over hele beregningsperioden 2006-2024 i forhold til det som kommer inn i en referansebane der vi har 125 kroner/tonn CO<sub>2</sub> i kvotepris/avgift. Visse egenskaper ved forslaget til sertifikatssystem, med 10 års levetid for sertifikatene og en avtrapping av ordningen fra 2015 til 2025, gjør at det vil være mest naturlig å fokusere på effektene fram mot 2015.

Prisen på sertifikatene som vil oppstå i markedet er forskjellig avhengig av om utgangspunktet er en situasjon med eller uten klimagasskvoter og priser på utslipp. Sertifikatprisen vil være lavere jo høyere kvotepriser. Sertifikatprisen i 2015 vil ligge i området 8-13 øre/kWh avhengig av kvoteprisene. I noen tilfelle vil denne lave sertifikatprisen medføre at kjøperprisen på elektrisitet går ned ved innføringen av sertifikatmarked. Hvis belastningen bare påføres noen forbrukergrupper vil kjøperprisen for disse gå ned mens kjøperprisen for de andre gruppene vil kunne gå både opp og ned.

Vi har antatt at kravene til sertifikater vil øke jevnt i volum i Norge og Sverige. Siden det norske markedet er relativt mindre enn det svenske kan belastningen for norske forbrukere bli større enn for svenske. Men Sverige har større mengder sertifikatberettiget produksjon inne allerede. Dette trekker i motsatt retning. Selve innføringen av et felles sertifikatmarked gjør at størstedelen av ny sertifikatberettiget produksjon kommer i Norge, fordi det er relativt sett billigere å øke slik kapasitet i her. Større tilgang og større nedgang i etterspørselen medfører at det som blir produsert ekstra i Norge går til eksport. Svensk tilgang vil også øke og svensk etterspørsel vil gå ned slik at det meste av ny kraft derfor blir eksportert til tredjeland. Fra å være en nettoeksportør i utgangspunktet vil netto eksport øke ytterligere med et sertifikatmarked.

Velferdsberegningene viser at Norge samlet vil tape på innføringen av en nordisk elsertifikatordning. Konsumentene vil tape noe samlet sett, men dette vil variere over perioden. De store taperne er de opprinnelige kraftprodusentene. De taper ved at økt tilgang på energi gjennom sertifikatordningen

(implisitt subsidie i markedet) gir fallende energipris. De store vinnerne er de forbrukerne som blir fritatt fra kjøpsplikten for sertifikater da prisen på energi faller med økt tilbud. De elsertifikatberettigede produsentene vinner også noe, men siden grensekostnadene ikke stiger noe særlig i det aktuelle området er gevinsten liten. Offentlig sektor vil heller verken tjene eller tape på el. avgift og moms men vil gjennom inntektsskatt, grunnrenteskatt, naturressursskatt og direkte eierskap være den som tar den største belastningen. her vil tapet øke jevnt fra null til 4-6 milliarder kroner per når vi nærmer oss slutten av sertifikatperioden.

## Referanser:

Anfinssen, Morten (2004): How and why the European power-market influences the Nordic Power Market. MSc, Økonomisk Institutt, Universitetet i Oslo

Aune (2003): Fremskrivninger for kraftmarkedet til 2020. Virkninger av utenlandskabler og fremskyndet gasskraftutbygging. Rapporter 2003/11, Statistisk sentralbyrå

Aune, F.A., T.A. Johnsen og E. Sagen (2001): Regional og nasjonal utvikling i elektrisitetsforbruket til 2010 Rapporter 2001/31, Statistisk sentralbyrå

Bye, T., K. Skytte, and O.J. Olsen (2002): Green certificates - design and functioning (in Norwegian). Reports 2002/11, Statistics Norway

Bye, Torstein (2003): [On the Price and Volume Effects from Green Certificates in the Energy Market](http://www.ssb.no/publikasjoner/DP/pdf/dp351.pdf). Discussion Paper 351, Statistisk sentralbyrå <http://www.ssb.no/publikasjoner/DP/pdf/dp351.pdf>

Amundsen, E.S. and J.B. Mortensen (2001): The Danish Green Certificate System. Some simple analytical results. Energy Economics, Vol. 23, 99 489-509.

Torodd Jensen (red.) (2004): Beregning av potensial for små kraftverk i Norge, Forutsetninger, metode beskrivelser, NVE Rapport 19

Jensen, S.G. and Skytte, K. (2002), Interactions between the power and green certificate markets. Energy Policy, Vol 30, no 5, 2002, pp 425-435.

Nordel (2000):

NVE (2004a): Grønne sertifikater, Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder, Rapport 11/2004, Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE), Norge

NVE (2004b): Elproduksjon basert på biobrensel, Teknisk/økonomisk potensial, Oppdragsrapport A, 1 NVE .

NVE(2004c): Oversikt over småkraftressurser på nett, [www.NVE.no](http://www.NVE.no), Nedlastet: 12/11-2004

Olje og Energidepartementet (2004), Om utkast til lov om pliktige elsertifikater, Høringsnotat, 24/11-2004.