

Arbeidsnotat nr. 35/09

**Grønne sertifikater i et
vannkraftbasert elektrisitetsmarked**

av

Frode Skjeret

SNF-prosjekt nr.: 2750 "Klimaendringer og verdiskaping på Vestlandet"

Prosjektet er finansiert av Bergen Næringsråd gjennom Bergensscenarier 2020 og Sparebanken Vests allmennyttige virksomhet med støtte fra BKK AS, Bergen kommune, Hordaland fylkeskommune og Bergens Rederiforening

SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS
BERGEN, DESEMBER 2009
ISSN 1503-2140

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo. Ytterligere eksemplarframstilling uten avtale og i strid med åndsverkloven er straffbart og kan medføre erstatningsansvar.

INNHold

1	Introduksjon	1
2	Modellramme	3
3	Likevekt gitt ulike klimapolitiske regimer	5
4	Effektiv klimapolitikk og diskusjon	12
5	Referanser.....	16

1 Introduksjon

Bruk av sertifikatmarkeder for innfasing av ny fornybar energi har igjen blitt relevant i den norske klimapolitikkdebatten. Bakgrunnen for innføringen av sertifikatordninger i ulike land må sees i sammenheng med EU's Fornybardirektiv, EU 1997. Dette legger føringer på hvor stor andel av forbruket av total energimengde som skal opprinne fra fornybare energikilder i fremtiden. EU har etter dette gått for det såkalte 20-20-20-målet, at 20% av totalt energiforbruk skal stamme fra fornybare energikilder innen 2020. EU legger ikke føringer på de nasjonale politiske instrumentene som anvendes for å gi et ønsket omfang av fornybare energikilder. Den norske debatten om klimapolitikk i elektrisitetsmarkedet har i stor grad dreid seg om grønne sertifikater. Klimaforliket – som forventes å være en plattform for langsiktighet i den norske klimapolitikken – legger opp til at det skal opprettes et marked for grønne sertifikater sammen med det eksisterende svenske markedet for grønne sertifikater.

Med dette notatet anvender vi en modell vannkraftproduksjon ofte anvendt i litteraturen, se for eksempel Førstund (2007) og Edwards (2003).¹ Med denne modelleringen finner vi også at de samfunnsøkonomiske effektene ved innføringen av grønne sertifikater skiller seg fra resultatene som fremkommer i tidligere studier av grønne sertifikater.

Dette notatet ser ikke på juridiske og administrative aspekter ved grønne sertifikatmarkeder, her analyseres utelukkende de fundamentale aspektene ved denne type markeder med siktemål å studere samfunnsøkonomiske virkninger. Et grønt sertifikat gir – som navnet tilsier – en sertifisering av aktører som produserer elektrisitet fra fornybare energikilder.² I prinsippet kan sertifikatmarkeder være frivillige, men for å sikre effektiviteten til denne type instrument pålegges konsumentene å kjøpe en andel – andelskravet eller α – av totalt konsum fra aktører som produserer elektrisitet fra fornybare elektrisitetskilder.

Grønne sertifikater omtales ofte som en kostnadseffektiv metode for innføring av fornybar energi i elektrisitetsproduksjonen. Den internasjonale litteraturen på området er derimot

¹ Se også CRAMPES, C., and M. MOREAUX (2001): "Water Resource and Power Generation," *International Journal of Industrial Organization*, 19, 975-997., og VON DER FEHR, N.-H. M., and L. SANDSBRÅTEN (1997): "Water on Fire: Gains from Electricity Trade," *Scandinavian Journal of Economics*, 99, 281-97. og SKAAR, J., and L. SØRGARD (2006): "Temporary Bottlenecks, Hydropower and Acquisitions," *Scandinavian Journal of Economics*, 108, 481-497.

² I dette notatet bruker vi benevnelsen fornybare energikilder når vi omtaler grønne sertifikater i termiske markeder, men nye fornybare energikilder i tilfellet med grønne sertifikater i vannkraftbaserte markeder.

mindre positiv til bruken av sertifikatordninger. Amundsen and Mortensen (2001) viser at en økning av prosentkravet har usikker virkning på total mengde grønn elektrisitet i markedet, både på kort og lang sikt, samt i nasjonale og internasjonale markeder. De påpeker også at de ikke har evaluert grønne sertifikater i forhold til andre politikkinstrumenter. Morthorst (2003) ser på innføringen av grønne sertifikater i det danske elektrisitetsmarkedet i relasjon til det frivillige nederlandske markedet som ble opprettet i 1998. Han påpeker at prisvolatilitet kan være et problem i et rent dansk sertifikatmarked, men også at integrasjon av flere nasjonale sertifikatmarkeder vil redusere svingningene i sertifikatprisen. Jensen and Skytte (2003) påpeker at myndighetenes målsetninger om å introdusere en andel fornybar elektrisitet samt å redusere konsumet av elektrisitet kan vise seg å være lite forenlig.³

Dette notatet tar utgangspunkt i den internasjonale litteraturen som ser på grønne sertifikater for innfasing av fornybar elektrisitet. Vi bruker teoriapparatet som er grundig drøftet i Førsund (2007). Med bakgrunn i denne teorirammen, analyserer vi effekter av bruk av grønne sertifikater i rene nasjonale markeder, og diskuterer internasjonale markeder deretter. Med dette notatet håper vi derfor å bidra både til den nasjonale debatten omkring bruk av grønne sertifikater i det norske vannkraftbaserte elektrisitetsmarkedet, men også til den generelle internasjonale debatten omkring innfasing av fornybar elektrisitet.

I neste kapittel legger vi frem et generelt rammeverk for å analysere langsiktige effekter ved bruk av grønne sertifikater for å gi private insentiver til å investere i fornybar elektrisitetsproduksjon. Det tredje kapitlet vurderer så effekter ved å innføre grønne sertifikater i vannkraftbaserte markeder i autarki. Markeds-utfallene med handel i elektrisitet og handel i sertifikater diskuteres avslutningsvis i dette kapitlet. Det fjerde og siste kapitlet diskuterer generelle prinsipper for klimapolitikk i relasjon til de virkemidlene omtalt i rapporten.

³ BOOTS, M. (2003): "Green Certificates and Carbon Trading in the Netherlands," *Energy Policy*, 31, 43-50. ser på det nederlandske sertifikatmarkedet, LORENZONI, A. (2003): "The Italian Green Certificates Market between Uncertainty and Opportunities," *Energy Policy*, 31, 33-42. på det italienske, mens VERBRUGGEN, A. (2004): "Tradable Green Certificates in Flanders (Belgium)," *Energy Policy*, 32, 165-176. diskuterer markedet i Belgia Flandern. SÖDERHOLM, P. (2008): "The Political Economy of International Green Certificate Markets," *Energy Policy*, 36, 2051-2062. gir en oversikt over forskningen på grønne sertifikater og introduserer politiske aspekter ved innføringen av denne type instrumenter.

2 Modellramme

I dette avsnittet legger vi frem en formell modellramme for analyse av innføring av grønne sertifikater i elektrisitetsmarkeder. Modellrammen blir i de to påfølgende kapitlene benyttet til å analysere grønne sertifikater i hydrobaserte elektrisitetsmarkeder, i henholdsvis nasjonale og internasjonale markeder for elektrisitet og sertifikater.

Konsumenter etterspør elektrisitet i to perioder, $t = 1, 2$, hvor 2 gir topplastperioden eller vinterhalvåret $t = 1$ indikerer lavlastperioden, etterspørselen er representert ved den indirekte etterspørselsrelasjonen, $P_t(q_t)$, hvor $P' < 0$.⁴ Sluttselgere antas å kjøpe elektrisitet hos produsenter av elektrisitet, i det nordiske tilfellet NordPool, og selge videre til konsumenter, selskapene som driver med slutt salg maksimerer profitten:⁵

$$\pi^R = \sum_t P_t(\cdot)q_t - \sum_t p_t^{EL}x_t - \sum_t (p_t^{GC} + p_t^{GC})y_t$$

Her angir x_t produksjon fra eksisterende produksjonsanlegg, mens y_t gir produksjon fra nye sertifiserte produsenter. På grunn av at elektrisitet ikke kan lagres mellom periodene, må slutt selgerne kjøpe elektrisitet hos produsentene tilsvarende etterspørselen etter elektrisitet i hver periode, $q_t = x_t + y_t$, $t = 1, 2$. Når det grønne sertifikatmarkedet implementeres pålegges konsumenter å kjøpe α % av totalt konsum fra grønne energikilder. I modellen innebærer dette at slutt selgerne må sikre at andelskravet oppnås, $(y_1 + y_2) = \alpha(q_1 + q_2)$.⁶ Slutt salgsselskapene må kjøpe elektrisitet fra eksisterende produsenter $(1 - \alpha)$ % og grønne produsenter (α %) i et fast forhold, vi får derfor at følgende prisrelasjon må holde, $P = p^{EL} + \alpha p^{GS}$. Det antas i det følgende at elektrisitetsmarkedene er i en langsiktig likevekt uten politiske inngrep, mer spesifikt at produsentene ikke har økonomiske insentiver til å velge den ene teknologien fremfor den andre. I hydrobaserte elektrisitetsmarkeder eksisterer et stort antall selskaper som eier vannkraftanlegg med tilsigsmønsteret, $w_1 + w_2 = W$, hvor W tilsvarer totalt tilsig av vann til produksjonsanleggene, og w_t gir tilsiget i periode t . Det er også lagringskapasitet tilsvarende S . Det antas at brorparten av tilsiget skjer i lavlastperioden eller som sommeren, samt at lagringskapasiteten binder produksjonsmulighetene og

⁴ En kan se på etterspørselen i topplast som etterspørselen om vinteren, og lavlast som etterspørsel om sommeren. Prisen er gitt ved p_t mens kvantum konsumert er gitt ved q_t . Senket skrift angir periode.

⁵ x angir produksjon fra ulike typer produksjonsenheter, hevet skrift EL angir elektrisitet, mens hevet skrift GS angir grønne sertifikater.

⁶ Merk at denne spesifikasjonen ikke krever at sertifikatkravet må klarere hver periode. I numeriske eksempler vil en se at sertifikatkravet ikke alltid holder i hver periode, bare totalt for året. I det følgende antas også at et sertifikat tilsvarer en enhet elektrisitet, $x_t^{GS} = x_t^{EL}$

produksjonen i topplastperioden er gitt ved $w_2 + S$, mens produksjonen i lavlast er gitt ved $w_1 - S$. Eksisterende hydrobaserte produksjonsenheter omfattes ikke av sertifikatordningen og maksimerer profitten, hvor x_t angir produksjonsnivået i periode t :

$$\pi = \sum_{t=1,2} p_t x_t$$

gitt at de to restriksjonene på produksjonsmuligheter, $w_1 + w_2 \leq W$ og $x_2 \leq w_2 + S$, binder. Merk at det ikke er variable produksjonskostnader i vannkraftproduksjonen, men alternativ grenseinntekt.⁷

Ny fornybar elektrisitetsproduksjon antas å være ulønnsom i det hydrobaserte markedet uten subsidier. I fortsettelsen antar vi at ny fornybar produksjon er gitt ved teknologityper som vindkraft, vannkraft uten lagringsmulighet og bølgekraft, med andre ord teknologier hvor produksjonen over året antas gitt, og hvor det ikke er variable produksjonskostnader. Dermed er investeringsutgiften forklaringsvariabelen for hvilke nye fornybare produksjonsressurser som tas i bruk. Nye fornybare produksjonsressurser maksimerer profitt:

$$\pi^F = \sum_{t=1,2} (p_t^{EL} + p_t^{GS}) y_t - CK$$

Produksjonen i hver periode avgrenses av restriksjonen $y_t \leq K$. Det antas at de fornybare energikildene ikke har variable kostnader i produksjonen av elektrisitet. Produsentene av fornybare elektrisitetskilder investerer dermed inntil summen av prisen på elektrisitet og prisen på grønne sertifikater tilsvarer grensekostnaden for den gjeldende teknologien, $p^{EL} + p^{GS} = \partial C / \partial K$. Som omtalt over varierer de ulike produksjonsteknologiene med hensyn på investeringskostnader, i det følgende antar vi at vannkraft har lavest investeringskostnader, mens bølgekraft har høyest investeringskostnader. Vi antar også at de mest effektive lokalitetene utnyttes først, og investeringskostnaden antas dermed å være stigende i rangeringen, mer spesifikt, $\partial C / \partial K > 0$ og $\partial^2 C / \partial K^2 > 0$.

⁷ Det antas at vannkraftprodusentene ikke vil endre sin produksjonskapasitet. Dette bygger på at variable produksjonskostnader er tilnærmet null, samt at eventuell utbygging av ytterligere kapasitet vil falle inn under ordningen med grønne sertifikater.

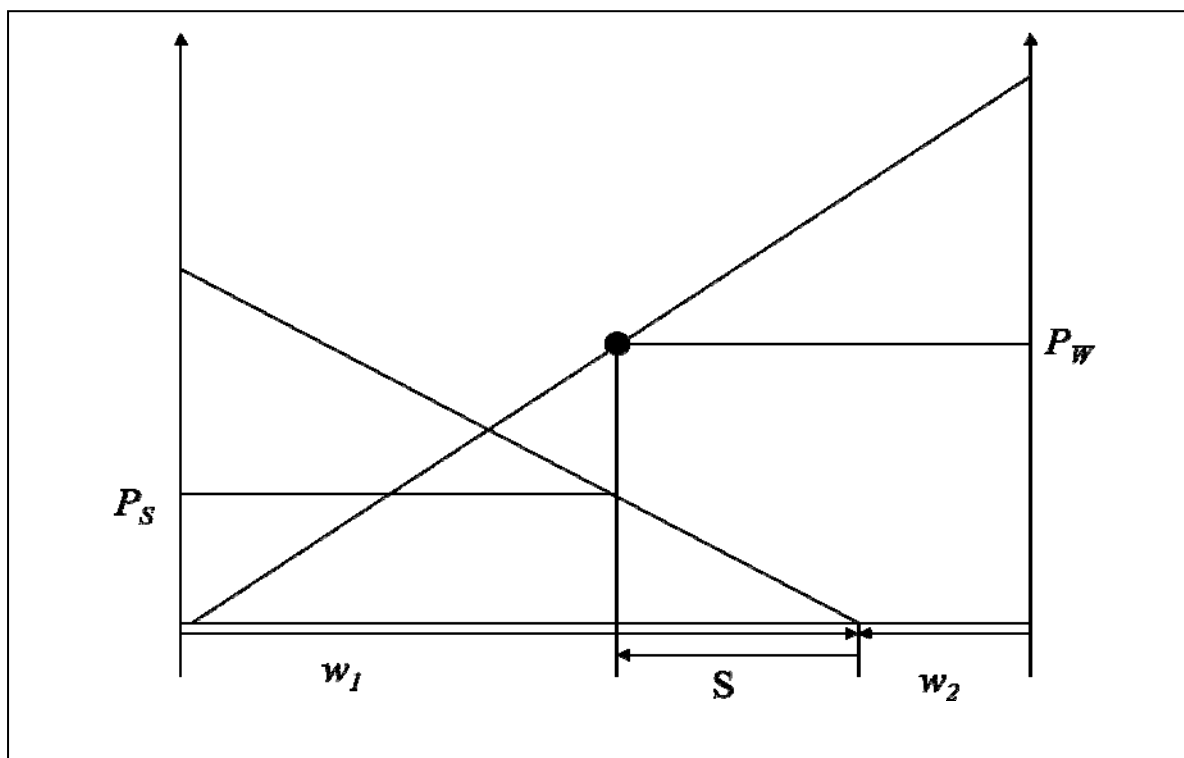
3 Likevekt gitt ulike klimapolitiske regimer

Dette kapitlet illustrerer forskjellen mellom bruk av subsidier og grønne sertifikater for innfasing av ny fornybar elektrisitet i et vannkraftbasert elektrisitetsmarked. Vi diskuterer først den langsiktige likevekten i et vannkraftbasert elektrisitetsmarked. Dernest diskuterer vi den langsiktige effekten ved å innføre henholdsvis subsidier og grønne sertifikater.

I et vannkraftbasert marked finner vi på lang sikt motsatte effekter fra det termisk baserte elektrisitetsmarkedet. I figur 1 under viser vi den generelle likevekten i denne type marked før innføringen av et sertifikatmarked. Den horisontale akse representerer total vannmengde tilgjengelig for produksjon innen et år. Fra høyre vertikale akse måler pilen merket w_1 tilsig om sommeren, mens tilsig om vinteren representeres med pilen merket w_2 . Mulighetene til å lagre vann fra sommer til vinter benevnes med S . Den vertikale akse til høyre måler prisen om sommeren, mens akse til venstre måler prisen om vinteren. Etterspørselen om vinteren er gitt ved den fallende linjen fra den høyre vertikale akse, mens etterspørselen om sommeren er gitt ved den fallende kurven fra den vertikale akse til venstre. Den langsiktige likevekten i det vannkraftbaserte markedet er også gitt ved førsteordensvilkårene over, se også Førstund (2007). Dette gir prisene p_S og p_W . En ser også at det ikke er kortsiktige variable produksjonskostnader ved vannkraftbasert elektrisitetsproduksjon, marginal-inntekten settes i denne type marked lik den alternative marginalinntekten, for eksempel prisen om vinteren.⁸

⁸ I de fleste land som bruker vannkraft i elektrisitetsproduksjonen er deler av vannressursene fredet. I økonomisk ramme innebærer dette at kostnaden for å bruke disse ressursene for elektrisitetsproduksjon er satt uendelig høye.

Figur 1: Likevekt i et vannkraftbasert elektrisitetmarked ^{a)}



a) Den horisontale aksen måler tilsiget av vann over året, w_1 om sommeren og w_2 om vinteren. De vertikale aksene måler prisen på elektrisitet, prisen om sommeren til venstre, P_S , og prisen om vinteren til høyre, P_V .

På grunn av at en stor andel av de historiske investeringene i produksjonskapasitet kan klassifiseres som ugjenkallelige kostnader eller sunk costs, samt at variable produksjonskostnader er tilnærmet null, vil det ikke være noen endringer i produksjonskapasiteten for de eksisterende produsentene som produserer før klimapolitikk implementeres. I figur 2 under illustrerer vi hvordan økt produksjonskapasitet påvirker likevekten i et rent vannkraftbasert elektrisitetmarked. Likevekten i det vannkraftbaserte markedet eksklusiv sertifikater er i figuren under illustrert med stiplede linjer. Økningen i produksjonskapasitet parallellforskyver produksjonsmulighetene, og da også etterspørselskurven, for vinteren til høyre og for sommeren til venstre. Effekten av innføringen av sertifikater eller subsidie kan sammenlignes med et våtår, men i dette tilfellet kommer ikke økt produksjonsmengde pga økt nedbør, men fra finansieringsordningen for ny fornybar elektrisitet.⁹ For at konsumentmarkedet skal klarere må prisen falle, dette er illustrert i figuren med den mørke sirkelen.¹⁰

⁹ Merk at et våtår er uventet på markedsaktørene, mens effektene av sertifikatmarkedet er forventet. Således trenger ikke markedsutfallene mellom våtår og sertifikatmarkeder være sammenfallende.

¹⁰ Vi ser utelukkende på effektene på priser om vinteren, identiske effekter vil inntreffe også om sommeren.

Ny fornybar produksjonskapasitet antas ulønnsom uten grønne sertifikater, og summen av elektrisitetsprisen og prisen på grønne sertifikater må overstige prisen på elektrisitet før innføringen av politiske tiltak. Dette er illustrert med den grå sirkelen i figur 2 over. Gitt at relasjonen $p^{EL} = p - \alpha p^{GS}$ må holde, og gitt at konsumentprisen, p , går ned i et vannkraftbasert elektrisitetsmarked, faller prisen på elektrisitet for eksisterende produsenter, p^{EL} , mer enn konsumentprisen. Elektrisitetsprisen for produsenter ikke sertifisert som produsenter av ny fornybar energi er gitt ved den grå sirkelen i figur 2 over.

Diskusjonen over illustrerer bakgrunnen for vår påstand om at analyser av termiske markeder ikke bør anvendes for å analysere innfasing av (Fornybar) fornybar elektrisitet i vannkraftbaserte markeder. Under gjengir vi avvikene fra den generelle litteraturen, samt at vi diskuterer kort årsakene til at vi finner resultater som ikke samsvarer med verken den internasjonale litteraturen på området eller den nasjonale debatten knyttet til bruk av grønne sertifikater:

✓ *Det er ingen reduksjon i produksjonsnivået fra eksisterende produsenter:* På grunn av at det nesten ikke er variable kostnader ved elektrisitetsproduksjon fra hydrobaserte produksjonskilder, er det ikke lønnsomt å legge ned eksisterende produksjonskapasitet, investeringskostnadene kan beskrives som ugjenkallelige.

✓ *Konsumprisen på elektrisitet må gå ned i et vannkraftbasert marked:* På grunn av at produksjonskapasitet må øke som følge av innfasing av ny fornybar elektrisitetsproduksjon, finner en at konsumentprisen på elektrisitet må falle.

✓ *Prisen på kraft til produsenter ikke underlagt sertifikatordningen faller under konsumentprisen:* Gitt at produksjonsnivået ikke faller for produksjonskapasitet definert som ikke ny fornybar produksjon, samt at i) prisen på elektrisitet for konsumentene faller og ii) prisen på ny fornybar elektrisitet må være høyere enn elektrisitetsprisen før innføringen av sertifikatordningen, må prisen på elektrisitet for eksisterende produsenter falle under konsumentprisen.

Pålagt mengde ny fornybar elektrisitet tilsvarer i likevekt, $(x_1 + x_2)/\alpha$, og i det vannkraftbaserte elektrisitetsmarkedet ligger $x_1 + x_2$ fast, noe som gir en total produksjonskapasitet etter innføringen av grønne sertifikater på $(1 + \alpha)(x_1 + x_2)$.¹¹ Dette

¹¹ Distinksjonen mellom prisbasert og kvantumsbasert politikk holder bare som en tilnærming. Med en kvantumsbasert politikk pålegges et totalt kvantum hvor prisen bestemmer likevekten, mens prisbaserte instrument avgiftslegger eller subsidierer produksjon, og lar markedet bestemme totalt kvantum.

viser at diskusjonen i Jensen and Skytte (2003) vedrørende simultan oppnåelse av målsetningene om a) innføring av ny fornybar elektrisitet og b) redusert elektrisitetskonsum er *mer* vanskelig å oppnå i vannkraftbaserte markeder enn i termisk baserte markeder. I analyser av termiske markeder er det rimelig å anta at deler av eksisterende produksjonskapasitet faller bort, både på kort og lang sikt. I vannkraftmarkeder er det i mindre grad relevant å anta at vannkraftproduksjon faller bort.

Et talleksempel kan illustrere virkningene for det norske vannkraftmarkedet, vi ser på ønsket om å innføre henholdsvis 10% og 15% ny fornybar elektrisitet. Vi antar også i det følgende at vindkraft utgjør den marginale teknologien for ny fornybar elektrisitet på lang sikt. NVE (2004) anslår den langsiktige grensekostnaden for vindkraft å variere mellom 30 og 60 øre/kWh, dette varierer med forventet brukstid og prisen på innsatsfaktorer i vindmølleproduksjon.¹² ECON (2004) antar at prisene på elektrisitet i engrosmarkedet varierer mellom 25-35 øre/kWh, samt at prisen på grønne sertifikater varierer mellom 8 og 15 øre/kWh i tilfellet hvor sertifikatkravet er ca 10% og mellom 12 og 18 øre/kWh med et krav på om lag 15%.

Anta at prisene i det norske markedet tilsvarer 30 øre/kWh i en langsiktig likevekt uten bruk av klimapolitikk. Anta så at en pris på 50 øre/kWh er tilstrekkelig for å skape økonomiske insentiver for å investere i 10% fornybar elektrisitet.¹³ I tilfellet med grønne sertifikater innebærer et sertifikatkrav på $\alpha = 10\%$ at prisen til eksisterende produsenter faller ytterligere. Sluttselgere må kjøpe all elektrisitet i engrosmarkedet, samtidig må de kjøpe 10% sertifikater. Om en antar frikonkurranse blant sluttselgere kan en forvente at prisen til eksisterende produsenter tilsvarer $p^{EL} = P - \alpha p^{GS}$, eller: $p^{EL} = 30 - 0,1 \cdot 20 = 28$. Om kravet er 15%, forutsatt at den marginale investeringen i ny fornybar elektrisitet er uendret, faller prisen til eksisterende produsenter til 17 øre/kWh. Golombek and Hoel (2005) vurderer også tilfellet med 20% sertifikatplikt, dette ville gitt en ytterligere prisreduksjon for eksisterende produsenter, dette ville gitt en prisreduksjon for 4 øre/kWh i forhold til konsumentprisen.

Om en sammenligner subsidiering av ny fornybar elektrisitet og bruk av grønne sertifikater for innfasing av elektrisitet i modellen over vil konsumentprisen, P , være identisk mellom de to politikkalternativene. Dette bygger på at likevekten i engrosmarkedet må holde. Prisen til

¹² Mellom annet medfører økninger i prisen på stål til at prisen på vindmøller har økt de siste årene.

¹³ Merk at uten handel i elektrisitet vil en subsidie på 15 øre/kWh ikke være tilstrekkelig til å nå målet om 10% ny fornybar produksjonskapasitet. På grunn av at en ikke forventer at norsk kraftproduksjon faller som følge av ny fornybar elektrisitetsproduksjon, må subsidien også ta hensyn til dette.

produsenter av ny fornybar elektrisitet blir også den samme. Forskjellen er derfor utelukkende relatert til prisen som eksisterende produsenter av elektrisitet oppnår i markedet, p^{EL} . Som nevnt over, i tilfellet med subsidier mottar ikke-sertifiserte produsenter en pris som er sammenfallende med konsumentprisen. I tilfellet med grønne sertifikater faller imidlertid prisen som eksisterende produsenter mottar, og i det numeriske tilfellet varierer dette fallet mellom 0,5 øre/kWh og 3 øre/kWh.

I et mer ekstremt tilfelle kan en anta at dyr vindkraft blir den marginale produksjonsteknologien som bestemmer prisen på grønne sertifikater, samt at sertifikatkravet settes til 25%. I dette tilfellet må summen av prisen på grønne sertifikater og prisen på elektrisitet tilsvare minst 60 øre/kWh. Med en elektrisitetspris på 30 øre/kWh indikerer dette at prisen til eksisterende produsenter faller så mye som $p^{EL} = 30 - 0,25 \cdot 30 = 22,5$ 22,5 øre/kWh. I tilfellet høyt sertifikatkrav og dyr vindkraft blir derfor utslagene for eksisterende produsenter stor. Tabellen under illustrerer forskjellene i prisen til eksisterende produsenter, p^{EL} :

Tabell 2: Produsentpriser, p^{EL} , med ulike sertifikatkraft og høy og lav kostnad for ny fornybar elektrisitetsproduksjon

	10 %	15 %	25 %
MC=50 øre/kWh	28 øre/kWh	27 øre/kWh	25 øre/kWh
MC=60 øre/kWh	27 øre/kWh	25,5 øre/kWh	22,5 øre/kWh

Under diskuteres kort hvordan prisene endres som følge av internasjonalisering av elektrisitetsmarkedet. Om en først antar at det er stor transmisjonskapasitet mellom Norge og tilgrensende markeder, finner en at brorparten av den ytterligere produksjonskapasitet må eksporteres ut av landet. Innføring av klimapolitikk i termisk baserte markeder vil også medføre økte priser på lang sikt. På lang sikt vil det mest sannsynlig bli reduksjoner i bruken av teknologier basert på gass, olje og kull. Vi antar i motsetning til mye av litteraturen at prisen på elektrisitet ikke faller, men at prisen på innsatsfaktorene samt investeringskostnader bestemmer prisen på elektrisitet på lang sikt.¹⁴ Gitt at prisen på elektrisitet i termiske markeder i autarki forventes å øke, samt at prisen på elektrisitet i vannkraftbaserte markedet forventes å falle, er det sannsynlig at antall timer med eksport øker og antall timer med import faller for det vannkraftbaserte markedet. Dette tilsier at fallet i konsumentprisen reduseres, men den marginale prisen på ny fornybar elektrisitet ligger fast. Det reduserte fallet i konsumentprisen medfører at også fallet til eksisterende produsenter minker. Gitt relasjonen, $p^{EL} = P - \alpha p^{GS}$, indikerer en lavere pris til konsumentene i det norske vannkraftbaserte markedet at prisforskjellen mellom konsumenter og eksisterende produsenter faller.

Om en i tillegg antar at sertifikatmarkedet er internasjonalt vil dette føre til økte investeringer i ny fornybar elektrisitet i det norske markedet, som følge av at det er større muligheter for investeringer i ny fornybar elektrisitet i det norske markedet. Dette innebærer sannsynligvis at det blir ytterligere utbygging av ny fornybar kraftproduksjon i Norge og i mindre grad i Sverige. En kan derfor anta at den marginale produksjonskostnaden er høyere i et internasjonalt enn i et rent nasjonalt sertifikatmarked. Fra likheten, $p^{EL} = P - \alpha p^{GS}$, tilsier en høyere sertifikatpris at prisforskjellen mellom konsumenter og eksisterende produsenter øker. Men om et av ønskemålene med utbyggingen av ny fornybar elektrisitet i Norge, evt. også Sverige er å finansiere utbygging av ren elektrisitetsproduksjon for eksport til for eksempel Tyskland, er det på ingen måte sikkert at grønne sertifikater er en god ordning. Problemet som

¹⁴ På kort og mellomlang sikt kan en derimot forvente at prisene faller noe.

inntreffer er at det er norske konsumenter som finansierer produksjon av ny fornybar elektrisitet som en andel av forbruket innenlands, eller andel av forbruket i Norge og Sverige i et felles marked. Eksport kan medføre at etterspørselen etter grønne sertifikater blir for lav, og således faller verdien av sertifikatene. Anta som et forenklet eksempel at det i dag er produksjonskapasitet tilsvarende 100 TWh i det norske kraftmarkedet, og at myndighetene ønsker at 25% av total produksjonskapasitet i Norge skal komme fra nye fornybare produksjonsanlegg innen 15 år. Dette tilsvarer at total produksjonskapasitet om 15 år tilsvarer 133 TWh, herav er ca 100 TWh dagens produksjonskapasitet, 75%, og om lag 33 TWh fra de nye produksjonsenhetene, 25%. Om en antar at forbruket i Norge øker til 110 TWh i denne periode, må 23 TWh eksporteres til Tyskland. Problemet som oppstår knyttes til andelen ny fornybar produksjon som skal finansieres av norske forbrukere. Mens det i det norske sertifikatmarkedet er bygget ut 33 TWh ny fornybar produksjonskapasitet, sikrer sertifikatordningen at sluttsegere bare behøver kjøpe sertifikater som tilsvarer 25% av det innenlandske forbruket ($0,25 \cdot 110 \text{ TWh} = 27,5 \text{ TWh}$). Med andre ord er det i det innenlandske markedet investert i 33 TWh ny fornybar elektrisitetsproduksjon, mens bare 27,5 TWh av den totale nye produksjonskapasiteten kan forvente å selge sertifikater fra sertifikatmarkedet. Når tilbudet av sertifikater tilsvarer 33 TWh og etterspørselen er 27,5 TWh, vil eksport av elektrisitet således bidra til at sertifikatene forringes i verdi, i verste fall faller verdien til null.

4 Effektiv klimapolitikk og diskusjon

Effektiv klimapolitikk må tilfredsstillende to krav. For det første må klimapolitikken gi tilfredsstillende insentiver til at forurensende aktiviteter legges ned eller brukes mindre. I elektrisitetsmarkedet innebærer dette å redusere produksjonen av elektrisitet fra forurensende kilder. Bortfall av produksjonskapasitet kan også medføre store prisøkninger og velferdstap. Det sekundære målet for en effektiv klimapolitikk er derfor å skape insentiver for investeringer i aktiviteter som ikke bidrar til global oppvarming. I elektrisitetsmarkedet innebærer dette tilstrekkelige økonomiske insentiv for investeringer i produksjonsteknologier som anvender fornybare energikilder sett på som avgjørende. I land hvor elektrisitet produseres med energibærere som olje, gass og kull oppstår "doble gevinster" ved skattlegging. For det første gir en skatt på forurensende produksjonsenheter en gevinst ved at

forurensende produksjon reduseres. Dette skaper naturlig nok en økning i prisen på elektrisitet. Men samtidig gir det skattleggingen inntekter som styresmaktene kan bruke til å skape incentiver for investeringer i produksjon av elektrisitet fra fornybare energibærere. Den andre gevinsten for samfunnet er derfor muligheten til å avgrense prisøkningen gjennom å erstatte forurensende produksjon med ikke-forurensende produksjon.

Nye fornybare energikilder i Norge med potensial for lønnsom drift er mest sannsynlig avgrenset til vannkraft, vindkraft og havkraft. Under gir vi indikasjoner på potensialet for ny fornybar elektrisitet i Norge.

- *Vannkraft:* Utbyggingspotensialet – teknisk/økonomisk – for vannkraft i Norge ble i 2005 anslått til om lag 205 TWh, Grøner (2007). Av dette ligger i overkant av 44 TWh i vernede områder, mens ca. 120 TWh er utbygget. NVE (2004) anslår således utbyggingspotensialet til om lag 41 TWh. Av dette utgjør oppgradering/opprustning av eksisterende anlegg ca. 15 TWh, små kraftverk, mikrokraftverk, under 0,1 MW, minikraftverk, 0,1 MW til 1 MW, og småkraftverk, 1 MW – 10 MW, omtrent 24 TWh. Ny vannkraftproduksjon utgjør dermed nærmere 35% av dagens produksjon, og disse ressursene er avgrenset til anlegg med en øvre investeringsramme på 30 øre/KWh.
- *Vindkraft:* I Norge er det fysiske vindkraftpotensialet svært stort, men på grunn av økonomiske og miljømessige forhold vil bare en liten andel av potensialet være utbyggbart, og omtrent 70% ligger i Finmark. Dette begrunnes med de gode vindforholdene, samt at det er store områder uten bebyggelse. Det er fortsatt relativt høye investeringskostnader for vindkraft, og utnyttelsesgraden varierer fra 2000 timer i Europa til 3000 timer i Norge. De beste lokalitetene i Norge, samt i åpent hav, kan brukstiden gå over 4000 timer.
- *Havkraft:* Grøner (2007) viser til studier av potensialet for bølgekraft i Norge som svært gode, men det er i stor grad usikkerhet knyttet til kostnadene ved store investeringer for denne type teknologier.

Oppsummert: NVE (2004) antar at bruken av hav- og solkraft vil være beskjedent i det norske elektrisitetsmarkedet. Derimot antar de at vannkraft vil få stor betydning i et grønt sertifikatmarked med lav kvoteplikt, 10 %, mens vindkraft får relativt høyere betydning når kvoteplikten øker, 20 %. I det norsk-svenske forslaget om felles sertifikatmarked er et av forslagene at grønne sertifikater skal bidra med tilsammen 25 TWh i økt produksjon i forhold til 2002, OED (2008). Samtidig estimerer Grøner (2007) at installert produksjonskapasitet er på 118,3 TWh, mens OED (2008) anslår produksjonskapasiteten til 121,8 TWh for 2008.

Tabell 1: Økning i produksjonskapasitet i det norske elektrisitetmarkedet

År	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
GWh	198	1064	622	613	593	747	960
MW	25	158	78	115	206	179	269

Kilde: nve.no

Som tabellen over illustrerer er det siden 2002 bygget ut produksjonskapasitet med i gjennomsnitt om lag 685 GWh/år årlig. I tillegg viser nettsidene til NVE at de har mottatt søknader for vannkraftproduksjon med en produksjonskapasitet på omlag av 7 TWh eller 7000 GWh, og som diskusjonen over indikerer, er det stort potensial for ytterligere investeringer. Med så mange søknader klarer ikke NVE å behandle alle søknadene som kommer inn, dette innebærer at søknader om kraftledninger i sentral- og regionalnettet, vannkraft og fjernvarme prioriteres foran andre søknader. Dette kan derfor indikere at utbygning av elektrisitetsproduksjon i Norge kan være stor i mange år fremover, samt at en av hindringene for rask utbygning av fornybare produksjonsressurser i Norge er knyttet til saksbehandlingsevnen hos NVE.

Men effektiv klimapolitikk i en næring som elektrisitetmarkedet må sees i sammenheng med klimapolitikken for øvrig, se også Golombek and Hoel (2005). Spesielt er det avgjørende at skatter pålegges aktiviteter hvor de skaper lavest mulig velferdstap. Med andre ord er det to avveininger som må tas hensyn til ved skattlegging. Den positive virkningen ved at aktiviteter som bidrar til global oppvarming reduseres, og den negative virkningen som en skatt har for samfunnet. Samtidig er det viktig at inntektene fra de klimapolitiske tiltakene anvendes på de prosjektene hvor de kan forventes å skape mest velferd. I relasjon til klimapolitikk i Norge vil en skatt på elektrisitetsproduksjon ikke direkte gi en reduksjon av aktiviteter som bidrar til global oppvarming. En kan derfor anta at årsaken til at en skattlegger elektrisitetsprodusenter er at dette gir et relativt mindre velferdstap enn skattlegging av andre aktiviteter ville gjort.

Samtidig vil bruken av grønne sertifikater gi et 1-til-1 forhold mellom inntekter fra skattlegging av elektrisitetsproduksjon og bruken av midler i sektoren. Med et ønske om å bygge ut 10% ny fornybar kraft, kan dette sannsynligvis gjennomføres uten store økonomiske subsidier. Som omtalt over, indikerer NVE (2004) at det er om lag 40 TWh - 35% av eksisterende produksjonskapasitet – ny fornybar vannkraftproduksjon som med investeringskostnad under 30 øre/kWh. En kan derfor stille spørsmål om det er nødvendig med

finansiering av ny fornybar elektrisitetsproduksjon i det norske vannkraft-markedet. Fravær av klimapolitikk i det norske elektrisitetsmarkedet kan også bidra til at en annen målsetning i den norske klimapolitikken oppnås lettere, nemlig at konsumet av elektrisitet faller. Fravær av insentiver for å investere i fornybar elektrisitetsproduksjon medfører sannsynligvis at prisen øker som følge av vekst i etterspørselen. Denne prisøkningen gir i sin tur insentiver til å bygge ut fornybar produksjonskapasitet, samtidig som insentivene til å redusere elektrisitetskonsumet øker mer enn når markeder for grønne sertifikater innføres. Se for øvrig mer grundig diskusjon av disse aspektene i Jensen and Skytte (2003).

5 Referanser

- AMUNDSEN, E. S., and J. B. MORTENSEN (2001): "The Danish Green Certificate System: Some Simple Analytical Results," *Energy Economics*, 23, 489-509.
- BOOTS, M. (2003): "Green Certificates and Carbon Trading in the Netherlands," *Energy Policy*, 31, 43-50.
- CRAMPES, C., and M. MOREAUX (2001): "Water Resource and Power Generation," *International Journal of Industrial Organization*, 19, 975-997.
- ECON (2004): "Konsekvenser Av Sertifikatmarked I Norge," Oslo: ECON Analyse.
- EDWARDS, B. K. (2003): *The Economics of Hydroelectric Power*. EdwardElgar Publishing.
- FORNYBAR (2007): "Fornybar Energi 2007," Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- FØRSUND, F. R. (2007): *Hydropower Economics*. New York: Springer.
- GOLOMBEK, R., and M. HOEL (2005): "Pliktige Elsertifikater," Oslo: Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning.
- GRØNER, S. (2007): "Fornybar Energi 2007," Oslo.
- JENSEN, S. G., and K. SKYTTE (2003): "Simultaneous Attainment of Energy Goals by Means of Green Certificates and Emission Permits," *Energy Policy*, 31, 63-71.
- LORENZONI, A. (2003): "The Italian Green Certificates Market between Uncertainty and Opportunities," *Energy Policy*, 31, 33-42.
- MORTHORST, P. E. (2003): "Green Certificates and Emission Trading," *Energy Policy*, 31.
- NVE (2004): "Beregning Av Potensial for Små Kraftverk I Norge - Forutsetninger, Metodebeskrivelse Og Resultater," Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- OED, O. O. E. (2008): "Fakta 2008 Om Energi Og Vannressurser," Oslo: OED.
- SKAAR, J., and L. SØRGARD (2006): "Temporary Bottlenecks, Hydropower and Acquisitions," *Scandinavian Journal of Economics*, 108, 481-497.
- SÖDERHOLM, P. (2008): "The Political Economy of International Green Certificate Markets," *Energy Policy*, 36, 2051-2062.
- VERBRUGGEN, A. (2004): "Tradable Green Certificates in Flanders (Belgium)," *Energy Policy*, 32, 165-176.

VON DER FEHR, N.-H. M., and L. SANDSBRÅTEN (1997): "Water on Fire: Gains from Electricity Trade," *Scandinavian Journal of Economics*, 99, 281-97.