

Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad

ER 2005:07

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 200 ex

ER 2005:07

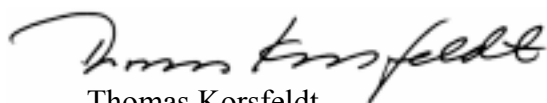
ISSN 1403-1892

Förord

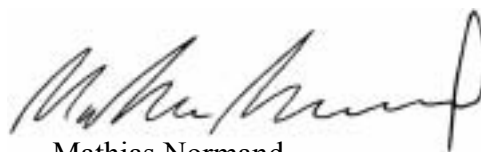
Regeringen har givit Energimyndigheten i uppdrag att utreda konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad. Uppdragets huvudsakliga syfte är att identifiera och konsekvensbedöma kortsiktiga respektive långsiktiga effekter, identifiera och analysera vilka grundläggande kriterier som måste vara uppfyllda av länderna samt presentera och utvärdera möjliga modeller för att sätta kvoter i länderna. EG-rättsliga aspekter av en utvidgad marknad ska också analyseras, liksom att redovisa de författningsändringar som krävs om marknaden utvidgas.

Thomas Sundqvist och Viktor Jonsson har skrivit kapitel 3 "Teoretiska förutsättningar för en utvidgad marknad". För kapitel 4 "Förutsättningar i Sverige och Norge" samt bilaga 1 har Viktor Jonsson och Anna Nilsson ansvarat. Kapitel 5 "Syftet vid en utvidgad elcertifikatmarknad" har författats av Anna Nilsson. Thomas Sundqvist har författat kapitel 6 "Krav på en väl fungerande elcertifikatmarknad". Kapitel 7 "Modeller för att lägga fast ambitionsnivåer och kvoter" samt kapitel 8 "Långsiktiga strukturella effekter" har Karin Sahlin ansvarat för. Kapitel 9 "Kortsiktiga konsekvenser på den svenska marknaden" har Anna Nilsson skrivit. Kommerskollegium har bidragit med hela kapitel 10 "EG-rättsliga aspekter av en utvidgad marknad". För kapitel 11 "Författningsändringar som krävs" har Eva Albäck ansvarat. Göran Andersson och Stefan Holm har också bidragit i projektet med värdefulla kommentarer och synpunkter. Projektledare har varit Mathias Normand.

Beslut i detta ärende har fattats av generaldirektör Thomas Korsfeldt. Vid den slutliga handläggningen har därutöver deltagit överdirektören Håkan Heden, utvecklingsdirektören Lars Tegnér, stabschefen Susan Linton, verksjuristen Fredrik Selander, avdelningscheferna Tommy Ankarljung, Josephin Bahr, Zofia Lublin, Andres Muld och Birgitta Palmberger, enhetscheferna Pernilla Axelsson och Thomas Levander samt handläggaren Mathias Normand, den sistnämnda föredragande.



Thomas Korsfeldt
Generaldirektör



Mathias Normand
Projektledare

Innehåll

1	Sammanfattning	9
2	Inledning	25
2.1	Bakgrund	25
2.2	Uppdraget	26
2.3	Avgränsningar	27
2.4	Definitioner	27
2.5	Rapportdisposition	28
3	Teoretiska förutsättningar för en utvidgad marknad	31
3.1	Tidigare genomförda teoretiska analyser	32
4	Förutsättningar i Sverige och Norge	35
5	Syftet vid en utvidgad elcertifikatmarknad	39
5.1	Främjande av förnybar el	39
5.2	Syftet med det svenska elcertifikatsystemet.....	40
5.3	Förändring av syftet vid en internationalisering	41
5.4	Utvidgad elcertifikatmarknad och nationella mål	42
6	Krav på en väl fungerande elcertifikatmarknad	45
6.1	Inledning.....	49
6.2	Efterfrågan på elcertifikat.....	52
6.3	Utbud av elcertifikat.....	66
6.4	Risker och kostnader i elcertifikathanteringen.....	81
6.5	Stöd- och kontrollfunktioner	82
7	Modeller för att lägga fast ambitionsnivåer och kvoter	83
7.1	Inledning.....	84
7.2	Ländernas utgångslägen	86
7.3	Den sammanlagda ambitionsnivån.....	90
7.4	Modeller för att fastställa kvotnivåer	94
7.5	Hur jämförs kvotnivåerna mellan länderna	103
8	Långsiktiga strukturella effekter	107
8.2	Investeringsförhållanden på lång sikt.....	109
8.3	Långsiktiga effekter på investeringar	112
8.4	Långsiktiga effekter på certifikat- och elpris	121
8.5	Långsiktiga effekter på konkurrens och marknadens stabilitet.....	125
8.6	Långsiktiga effektivitetsvinster på en gemensam marknad	128
9	Kortsiktiga konsekvenser på den svenska marknaden	129
9.1	Osäkerhetsfaktorer som introduceras	130
9.2	Hur osäkerheten påverkar aktörerna.....	133
9.3	Prisbildning hösten 2005	134
9.4	Praktiska problem.....	136

10	EG-rättsliga aspekter av en utvidgad marknad	139
10.1	Allmänna och formella förutsättningar	140
10.2	Eventuella problem i sak	141
10.3	WTO	143
11	Författningsändringar som krävs	145
11.1	Inledning.....	145
11.2	Ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat	146
11.3	Ändringar i förordning (2003:120) om elcertifikat	149
11.4	Ändringar i lag (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el	149
12	Referenser	151

Bilagor

Bilagorna finns att hämta på Energimyndighetens hemsida, www.stem.se.

Bilaga 1.....	Förutsättningar i Sverige och Norge
Bilaga 2.....	Regeringsuppdrag N2003/9037/ESB

Tabeller

Tabell 1 Sammanfattning över de viktigaste förutsättningarna i respektive land.	37
Tabell 2 För- och nackdelar med ett TWh-mål istället för ett procentandelsmål	64
Tabell 3 Definitioner enligt förnybardirektivet	67
Tabell 4 Värdeminskningsavdrag för kraftverksbyggnader	77
Tabell 5 Sveriges och Norges olika utgångslägen	87
Tabell 6 Kvotens utveckling i det nuvarande svenska elcertifikatsystemet (till 2010)	90
Tabell 7 Räkneexempel för konsumentens kostnad för elcertifikatplikten för ett specifikt år.	93
Tabell 8 Olika tänkbara situationer när ett tredje land ansluter (utan att någon särskild bedömning över ambitionsnivå görs) till en relativt liten internationell marknad.	97
Tabell 9 Två modeller för att fördela kvotplikten.....	99
Tabell 10 Illustration av kostnaden för tre länder och enligt två olika modeller för fördelning av kvotplikten.....	99
Tabell 11 Exempel på beräknade årliga kostnader för konsumenters kvotplikt Sverige, Norge och Polen.....	102
Tabell 12 BNP per invånare som jämförelsegrund.....	103
Tabell 13 Livstidskostnader för ny vindkraft och biobränslekraft (öre per kWh)	112
Tabell 14 Modellantaganden för investeringskostnaden för ett landbaserat standardvindkraftverk i Sverige i känslighetsfall med tekniskt lärande för vindkraft (SEK/kW el)	118
Tabell 15 Osäkerhetsfaktorer som introduceras i samband med en utvidgad marknad. I kolumnen till vänster är de osäkerhetsfaktorer som är ett direkt resultat av den utvidgade marknaden, i kolumnen till höger de osäkerhetsfaktorer som snarare är att betrakta som ett indirekt resultat av de diskussioner som förs med Norge.....	131
Tabell 16 Hur osäkerheten som introduceras med den utvidgade marknaden påverkar aktörerna på kort sikt.	134

Figurer

Figur 1 En integrerad elcertifikatmarknad.....	31
Figur 2 Flöden i elcertifikatsystemet	51
Figur 3 Total elkonsumtion och genomsnittligt systempris, 1996-2003	58
Figur 4 Förändring i total elkonsumtion jämfört med föregående år, 1995-2003	59
Figur 5 Principskiss för effekten av kvotpliktsutformning på elcertifikatmarknaden	60
Figur 6 Effekt på elcertifikatmarknaden av begränsningar i anläggningars livslängd.....	72
Figur 7 Effekt på elcertifikatmarknaden av att anläggningar fasas ut ur systemet	73
Figur 8 Potentiell utbudskurva för förnybar elproduktion i det svenska elcertifikatsystemet	75
Figur 9 Den samlade ambitionen och kvotsättning i de olika länderna.....	86
Figur 10 Ambitionsnivå och kvotsättning vid en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad	89
Figur 11 Illustration över olika aspekter/modeller för att fastställa ambitionsnivåer	95
Figur 12 Illustration utbudskurvor och kvotnivåer för två länder samt ett fall där ett tredje land vill ansluta med låg ambitionsnivå och låga produktionskostnader.....	96
Figur 13 Illustration utbudskurvor och kvotnivåer för två länder samt ett fall där ett tredje land vill ansluta med hög ambitionsnivå och höga produktionskostnader.....	97
Figur 14 Certifikatpris (dvs. marginalkostnad för att generera förnybar el minus marknadspris på el) och certifierbar elproduktion i Sverige och Norge vid olika kvotstorlekar på en gemensam certifikatmarknad. Diskonteringsräntan satt till 5 %.	105
Figur 15 Certifikatpris (dvs. marginalkostnad för att generera förnybar el minus marknadspris på el) och certifierbar elproduktion i Sverige och Norge vid olika kvotstorlekar på en gemensam certifikatmarknad. Diskonteringsräntan satt till 10 %.	105
Figur 16 Kostnader och potentialer för biobränslen som berättigar elcertifikat (2009)	110
Figur 17 Antagen utbudskurva för ny vindkraft (2016)	110
Figur 18 Antagen utbudskurva för ny vattenkraft (2016).....	111
Figur 19 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med nationella marknader (Sverige 21TWh, Norge 10TWh).....	114

Figur 20 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med gemensam marknad (Sverige 21TWh, Norge 10TWh).....	114
Figur 21 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med nationella marknader (Sverige 21TWh, Norge 20TWh).....	115
Figur 22 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med gemensam marknad (Sverige 21TWh, Norge 20TWh).....	116
Figur 23 Gemensamt system med 25 TWh kvot i Sverige och 20 TWh kvot i Norge år 2016.	117
Figur 24 Gemensamt system med 30 TWh kvot i Sverige och 25 TWh kvot i Norge 2016.	117
Figur 25 Skillnad i certifikatproduktion mellan fallen med 5 % diskonteringsränta och 10 % diskonteringsränta för Sverige (till vänster) och Norge (till höger).	118
Figur 26 Skillnad i certifikatproduktion mellan fallet med samlad ambition å 41 TWh (21 TWh i Sverige 20 TWh i Norge) och ett fall med sjunkande investeringskostnader för vindkraften.	119
Figur 27 Skillnad i certifikatproduktion mellan fallen utan begräsning för biobränslen och fallet med begräsning (samlad ambition 41 TWh) för Sverige (till vänster) och Norge (till höger).....	120
Figur 28 Skillnad i certifikatproduktion när vattenkraften i Norge begränsas för Sverige (till vänster) och Norge (till höger).....	120
Figur 29 Förändringar i nordisk elproduktion om den norska kvoten höjs från 10 till 20 TWh på en gemensam certifikatmarknad	121
Figur 30 Certifikatpriser för fallen gemensam marknad 31 TWh (21 +10 TWh) och nationella marknader 21 TWh i Sverige och 10 TWh i Norge.	123
Figur 31 Certifikatpriser för fallen gemensam marknad 41 TWh (21 +20) och nationella marknader (Sverige 21 TWh och Norge 20 TWh).....	123
Figur 32 Certifikatpriser för fallen gemensam marknad (21 + 20), (25 + 20) och (30+25).....	124
Figur 33 Certifikatpris på en gemensam marknad (Sverige 21 TWh, Norge 20 TWh) med olika räntor. Gem2120B motsvarar en ränta på 10 % och Gem2120 en ränta på 5 %.	124
Figur 34 Ett exempel på hur jämviktspriset kan komma att förändras vid en utvidgad marknad	135

1 Sammanfattning

Regeringen har givit Energimyndigheten i uppdrag att utreda konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad. Uppdragets huvudsakliga syfte är att identifiera och konsekvensbedöma kortsiktiga respektive långsiktiga effekter, identifiera och analysera vilka grundläggande kriterier som måste vara uppfyllda av länderna samt presentera och utvärdera möjliga modeller för att sätta kvoter i länderna. EG-rättsliga aspekter av en utvidgad marknad ska också analyseras, liksom att redovisa de författningsändringar som krävs om marknaden utvidgas.

Energimyndighetens övergripande slutsatser

Samma mål och syften men utifrån ett bredare geografiskt perspektiv

- Syftet med elcertifikatsystemet förändras från ett nationellt perspektiv på produktion och försörjningstrygghet till ett internationellt perspektiv.
- På en utvidgad marknad uttrycks målet/ambitionen i hur mycket förnybar el som ska produceras (mätt i TWh) totalt på den gemensamma marknaden.
- Målet/ambitionen för det enskilda landet uttrycks i hur mycket förnybar elproduktion som det enskilda landet är villigt att finansiera. Det enskilda landet kan inte längre styra över var nya investeringar äger rum.

Varför utvidga elcertifikatmarknaden till fler länder?

- Målen för förnybar elproduktion kan nås med större kostnadseffektivitet. Beräkningar indikerar att den totala systemkostnaden som ett resultat av detta blir lägre vid en gemensam svensk-norsk marknad än två separata marknader.
- Flera fördelar uppstår också i marknadens funktionssätt (t ex större likviditet, mindre prissvängningar, mindre politisk risk för aktörerna).

Ett antal krav bör ställas för att få ansluta till den befintliga elcertifikatmarknaden

- En utvidgad elcertifikatmarknad kräver vissa anpassningar för att uppnå en väl fungerande marknad, måluppfyllnad och acceptans i samhället.
- Energimyndigheten anser att följande faktorer *måste samordnas* mellan länderna: att systemet är kvotpliktsbaserat, att kvotplikten är på användarsidan, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktig kvotsättning, kvotpliktsavgiften, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, att registerfunktionen är sammanlänkad, samt att utträde från marknaden är reglerat.

- Energimyndigheten anser att ländernas ambitionsnivå och kvoter bör fastställas så att en stabil prisbildning på den gemensamma marknaden uppnås. Genom att kraftiga förändringar av prisbildningen undviks, så skapas stabilitet och förutsägbarhet på den ursprungliga marknaden, vilket stärker tilltron till systemet och skapar förutsättningar för långsiktiga investeringar. Energimyndigheten ger förslag på en modell för att ringa in ett intervall av rimliga ambitionsnivåer. Energimyndigheten anser att det tillkommande landet inom detta intervall själv bör fastställa sin exakta ambitionsnivå.

Långsiktiga strukturella effekter av en utvidgning av marknaden till att omfatta även Norge

- De långsiktiga strukturella effekterna på investeringar och prisbildning beror av den samlade ambitionsnivån på den gemensamma marknaden samt de enskilda ländernas produktionsförutsättningar. Energimyndigheten har låtit genomföra modellberäkningar för att illustrera dessa effekter.
- Beräkningsexemplet med den lägre samlade ambitionsnivån tyder på att mer elcertifikatberättigad produktion sannolikt hamnar i Norge (vatten och vind) än i Sverige. Elcertifikatpriserna blir låga eftersom den ”billiga” elproduktionen räcker för att uppfylla målen.
- Beräkningsexemplet med den högre samlade ambitionsnivån antyder att Sverige kommer att producera mer förnybar el som berättigar elcertifikat än Norge eftersom svensk havsbaserad vindkraft och biobränslekraft kommer att vara billigare än de dyrare alternativen av norsk vindkraft. Elcertifikatpriserna blir högre när dyrare produktion krävs.

Kortsiktigt innebär en utvidgning av marknaden till Norge viss osäkerhet för de svenska aktörerna

- De kortsiktiga konsekvenserna på den svenska marknaden av att skapa en gemensam marknad med Norge är framförallt osäkerhet om prisbildningen, vilket kan påverka investeringsviljan på kort sikt.

Författningsändringar krävs vid en utvidgad marknad

- Energimyndigheten anser att ett flertal ändringar krävs i lag (2003:113) om elcertifikat samt förordning (2003:120) om elcertifikat.

EG-rättsliga aspekter av en utvidgad marknad

- Kommerskollegium gör bedömningen att det inte är ett problem att bara två länder deltar från början, men anser att denna lösning bör stämmas av med Europeiska kommissionen. Förslaget måste också granskas med tanke på direktiv 98/34/EG.
- Kommerskollegium gör bedömningen att eventuella avvikelser från direktiv 2001/77/EG måste kunna motiveras.

Det svenska elcertifikatsystemet vid en utvidgad marknad

Syftet med elcertifikatsystemet måste ses ur ett internationellt perspektiv

Energimyndigheten vill understryka att syftet med det svenska elcertifikatsystemet förändras genom att det nationella perspektivet på hur elcertifikatsystemet bidrar till produktion och försörjningstrygghet förändras till ett internationellt perspektiv. Med en utvidgad marknad flyttas fokus från hur mycket produktion som ska stimuleras fram i Sverige till att istället handla om hur mycket förnybar elproduktion vi i Sverige är villiga att finansiera oavsett om produktionen hamnar i Sverige eller i något annat land. Miljövärdet av den förnybara elproduktionen bör således följa med elcertifikatet och Sverige som nation uppfyller sina mål genom att inneha den mängd elcertifikat som kvoten kräver, oavsett var på den gemensamma marknaden elen har producerats. Målet/ambitionen för hur mycket förnybar el som ska produceras (i TWh) sätts således för den gemensamma marknaden totalt sett. Det enskilda landet kan endast uttrycka sitt mål/ambition i hur mycket förnybar elproduktion landet, via sina kvoter, är villigt att finansiera.

... och acceptans för dessa förändringar är avgörande för framgången

Energimyndigheten bedömer att det är av yttersta vikt för elcertifikatsystemets framgång att aktörerna inom Elcertifikatsystemet, inklusive konsumenterna, vinner acceptans för fördelarna med en gemensam marknad och de konsekvenser som kan uppstå. Det kommer att ställas stora krav på beslutsfattare och myndigheter att vara tydliga med motiven för systemet och det förändrade synsätt som krävs.

I en utvidgad marknad uppnås större kostnadseffektivitet och marknadens funktionssätt stärks...

Energimyndigheten instämmer i regeringens och riksdagens tidigare bedömningar¹ att det är vid en internationell handel som fördelarna med elcertifikatsystemet kommer i full utsträckning. Med en större marknad kommer kostnadseffektiviteten i systemet att öka i och med att samma mål kan uppnås till en lägre total kostnad än om länderna själv gör samma ansträngning. Om marknaden utvidgas skapas också förutsättningar för en mer välfungerande marknad med lägre prissvängningar, mindre risk för marknadsmakt och potentiellt mindre politisk risk.

...men för att uppnå en fungerande marknad, måluppfyllnad och acceptans kommer vissa anpassningar krävas

De största vinsterna av internationell handel uppnås om denna bedrivs utan restriktioner eller hinder. För att en utvidgning av den svenska elcertifikatmarknaden och i förlängningen en utvidgning av en gemensam svensk-norsk marknad ska vinna acceptans och fungera bedömer Energimyndigheten att vissa anpassningar måste göras. Det handlar främst om att vissa krav bör ställas på de

¹ Se prop. 2001/02:143, prop. 2002/03:40, bet. 2002/03:NU6 s.56, rskr. 2002/03:133, prop. 2003/04:170.

tillkommande ländernas ambitionsnivå och kvoter så att prisstabilitet och jämn fördelning av konsumenternas börda uppnås. För att en marknad ska fungera effektivt anser Energimyndigheten vidare att krav måste ställas på att vissa delar är utformade på samma sätt i de enskilda ländernas elcertifikatsystem.

Krav på en väl fungerande marknad

Vissa grundläggande samordningskrav måste ställas på det norska och svenska elcertifikatsystemet för att en väl fungerande gemensam elcertifikatmarknad ska kunna skapas. Andra faktorer bör vara utformade likartat men marknaden kan fungera tillfredsställande utan att dessa samordnas. Det finns även faktorer som inte behöver samordnas.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer:

Energimyndigheten anser att följande delar **måste** samordnas:

- Kvotpliktsbaserat system (förutsättning)
- Kvotplikt på elanvändarsidan
- Kvotperiod samt deklarations- och annulleringstidpunkt
- Systemets livslängd och långsiktig kvotsättning
- Reglerat utträde
- Kvotpliktsavgiften
- Elcertifikatens giltighet, värde och livslängd
- Sammanlänkad registerfunktion

Energimyndigheten anser att följande delar **bör** samordnas:

- Huvudprincip för vad som avses med elcertifikatberättigad produktion
- Hur länge anläggningar får ingå i systemet.
- Elcertifikatens rättsliga status
- Övriga icke-konkurrensneutrala stödsystem
- Likartade stöd- och kontrollfunktioner
- Gemensamt (alternativt sammankopplat) elcertifikatregister
- Officiell information till marknadens aktörer

Energimyndigheten anser att nedanstående delar av elcertifikatsystemet **måste samordnas** för att undvika snedvridningar som påverkar det svenska elcertifikatsystemets möjlighet att nå uppsatta mål och önskvärda styreffekter, samt för att ge grundläggande förutsättningar för en väl fungerande elcertifikatmarknad.

Kvotpliktsbaserat system

Förutsättningarna för att sammankoppla frivilliga och obligatoriska system på en gemensam marknad är små eftersom systemen bygger på helt olika grundläggande

principer. Införandet av ett *obligatoriskt* kvotbaserat elcertifikatsystem är en *förutsättning* för att kunna delta på en gemensam elcertifikatmarknad med Sverige.

Kvotplikt på användarsidan

Att knyta ett system där kvotplikten inte ligger på användarsidan till det svenska innebär stora problem eftersom efterfrågan på elcertifikat med en annan utformning inte skulle vara kopplad till förbrukningen av el. Att till exempel sammanlänka ett produktionsinriktat system med ett användarsystem är sannolikt inte möjligt.

Kvotperiod samt deklarations- och annulleringstidpunkt

Av tydlighetsskäl gentemot marknadens aktörer finns det skäl att samordna kvotperioden efter kalenderåret såväl som de andra datum som gäller för kvotpliktens uppfyllnad.

Annulleringen av elcertifikat har visat sig vara en starkt prispåverkande faktor eftersom information om antalet elcertifikat som annullerats (kvotpliktsuppfyllnad) är viktig för att bedöma den framtida tillgången på elcertifikat. Det är önskvärt att samordna annulleringstillfället mellan systemen för att minimera prisstörningarna under kvotperioden. Om annulleringstillfället samordnas bör både deklarationstillfället och själva kvotperioden samordnas. Ytterligare en faktor att ta hänsyn till är att deklarations- respektive annulleringstidpunkten påverkar möjligheten att låna elcertifikat mellan kvotperioder.

Systemets livslängd och långsiktig kvotsättning

Långsiktig stabilitet i elcertifikatsystemet är nödvändigt för att skapa förutsättningar för en väl fungerande marknad. En viktig del för att marknaden ska fungera väl är att den långsiktiga efterfrågenivån (kvotnivån) är säkerställd. Efterfrågan på elcertifikat bestäms på en internationell marknad av *summan av de individuella ländernas kvotnivåer* och långsiktigheten beror av systemens livslängd. Det är således av vikt att dessa delar i respektive system samordnas i tiden.

Reglerat utträde

En elcertifikatmarknads känslighet för förändringar påverkas av antalet system (länder) som är anslutna till marknaden. På en marknad med enbart två anslutna system kommer effekten både på efterfrågan och prisbildningen att bli avsevärd om ett av länderna väljer att lägga ner sitt system. Denna känslighet finns även när det gäller kvotförändringar i ett av länderna. På en stor marknad med många anslutna system torde individuella länders beslut få en betydligt mindre dramatisk effekt. Därför är det nödvändigt att båda systemen sätts upp så att marknaden blir långsiktigt stabil. Det skapar goda förutsättningar för nyinvesteringar. De avsevärda marknadstörningar ett lands utträde skulle medföra, främst på en bilateral marknad, ställer krav på någon form av utträdesklausul i avtalet mellan länderna.

Kvotpliktsavgiften

Även om olika nivåer på kvotpliktsavgiften är fullt möjliga på en integrerad elcertifikatmarknad kommer den lägsta sanktionsavgiften (takpriset) att dominera marknaden. Detta innebär att det inte spelar någon roll om kvotpliktsavgiften varierar mellan de olika systemen, den lägsta kvotpliktsavgiften kommer att fungera som ett pristak på hela marknaden. Energimyndigheten anser därför att kvotpliktsavgiften måste samordnas mellan elcertifikatsystemen och att avgiften sätts på en (gemensam) nivå som ger önskvärda incitament till kvotplikt-supplyllnad.

Elcertifikatens giltighet, värde och livslängd

Ett elcertifikat som handlas på den internationella elcertifikatmarknaden måste oavsett ursprung bära samma värde för att utbytet av elcertifikat ska fungera effektivt. Elcertifikat måste vara giltiga i alla system som kopplats till den gemensamma marknaden oberoende av var och hur elen har producerats.

Hur miljövärdet ska tillgodoräknas måste också vara klarlagt innan en internationell marknad kan upprättas. Det krävs politiska överenskommelser kring hur och på vilka grunder avräkning gentemot (framförallt) internationella mål får ske inom ramen för den internationella elcertifikatmarknaden (så kallad "political credit"). Hur miljövärdet ska tillgodoräknas påverkar inte nödvändigtvis den gemensamma elcertifikatmarknadens effektivitet men det är sannolikt något som ur tydlighets-synpunkt måste vara klarlagt innan marknaden upprättas.

Olikheter om i vilken utsträckning elcertifikat kan sparas (så kallad "banking") och lånas ("borrowing") måste undvikas eftersom detta komplicerar handeln. Detta gäller även vilken energimängd ett elcertifikat representerar.

Sammanlänkad registerfunktion

En förutsättning för att det ska vara möjligt att handla elcertifikat på en gemensam elcertifikatmarknad är att respektive elcertifikatregister kan kommunicera med alla andra register. Det måste vara möjligt att överföra elcertifikat mellan register/systemen. Detta bör vara möjligt senast det datum som en gemensam marknad upprättas.

Energimyndigheten anser att det utöver ovanstående finns **skäl att överväga samordning** med avseende på nedanstående beståndsdelar i elcertifikatsystemet för att säkerställa en väl fungerande elcertifikatmarknad.

Huvudprincip för vad som avses med elcertifikatberättigad elproduktion

Den definition av förnybart som ges av förnybardirektivet bör, främst med hänsyn till eventuellt inträde av tredje land, vara styrande för valet av elcertifikatberättigad produktion i de system som verkar på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Individuella begränsningar i deltagande länders lagstiftning utifrån vad direktivet medger är möjliga leder sannolikt inte till avsevärda marknadsstörningar så länge varje elcertifikat som kan handlas på den gemensamma mark-

naden kan lösas in i respektive system och är bärare av samma värde. Ur legitimitetssynpunkt bör väsentliga skillnader mellan systemen undvikas.

Hur länge en anläggning får vara med i systemet (tilldelningsbegränsning)

När det gäller internationell handel med elcertifikat är livslängden på anläggningar i respektive system sannolikt inte något som nödvändigtvis måste samordnas mellan olika nationella system för att handel med elcertifikat ska fungera. Huvudsaken är att länderna tar hänsyn till eventuell utfasning av anläggningar vid fastställandet av kvotnivåerna. Eftersom införandet av en tilldelningsbegränsning verkar prishöjande kan det finnas skäl att samordna detta på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Olikheter med avseende på tilldelningsperiod kommer även att påverka den relativa konkurrenskraften mellan länderna. Om elcertifikatsystemet permanentas i linje med Energimyndighetens rekommendation i etapp två av översynen av elcertifikatsystemet, anser Energimyndigheten att anläggningarnas livslängd i systemet också bör begränsas.

Elcertifikatens rättsliga status

Olikheter med avseende på elcertifikatens rättsliga status kan försvåra utbytet mellan det svenska och norska systemet avsevärt. Speciellt om olikheter avseende den legala definitionen medför att värdet på elcertifikaten blir olika. Detta kan till exempel uppstå genom att ett lands elcertifikat blir momspliktiga medan ett annat lands elcertifikat inte är momspliktiga. Dessutom kan den legala implementeringen undantränga aktörer och handelsplatser som kan tillföra viktiga funktioner på elcertifikatmarknaden. Om dessa problem kan lösas genom att respektive lands lagstiftning anpassas så att eventuella handelshinder undanröjs och så att undanträngning av, för marknadens funktion, viktiga aktörer undviks, är inte en direkt samordning nödvändig. Men om det inte är möjligt att lagstiftningsvägen kringgå detta problem är det sannolikt önskvärt att elcertifikatens rättsliga status samordnas för att elcertifikathandeln ska fungera så effektivt som möjligt. Detta oavsett om elcertifikaten i Norge ges status som finansiellt instrument eller om den svenska statusen ändras till att motsvara den norska.

Övriga riktade ekonomiska stödsystem

De flesta typer av stödsystem (till exempel den svenska miljöbonusen) snedvrider konkurrensen mellan energislagen på elcertifikatmarknaden och stör därför marknadens möjligheter till att effektivt allokera produktionsresurser på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Detta talar för att riktade ekonomiska stödsystem vid sidan av elcertifikatsystemet bör harmoniseras så långt det är möjligt.

Likartade stöd- och kontrollfunktioner

Vid en internationalisering av elcertifikatmarknaden bör rutiner för godkännande av anläggningar, utfärdande av elcertifikat, kvotpliktsuppfyllnad, etc. vara likartade i de olika elcertifikatsystemen för att marknaden ska kunna fungera på ett oproblematiskt och transparent sätt. Detsamma gäller för kontroll-, rapporterings- och tillsynsfunktioner. Något absolut samordningsbehov föreligger dock sannolikt inte.

Gemensamt alternativt sammankopplat elcertifikatregister

Det kan ur praktisk synvinkel finnas skäl att samordna registerfunktionen, speciellt med hänsyn till tredje parts eventuella inträde, men också för omöjliggöra att elcertifikaten tillgodoräknas i mer än ett land. Detta antingen genom att de separata registren direkt sammankopplas eller genom att ett gemensamt register sätts upp.

Officiell information till marknadens aktörer

En samordning av den information som förmedlas till marknadens aktörer från officiellt håll om godkända anläggningar, utfärdade och överförda elcertifikat, vägt medelpris etc. är sannolikt önskvärd. Detta kan till exempel lösas genom att en gemensam webbplats sätts upp där löpande information kopplat till respektive elcertifikatregister publiceras.

Modell för att fastställa ambitionsnivå och kvoter i en gemensam marknad

I en utvidgad marknad påverkas priserna på den totala marknaden av ett tillkommande lands ambitionsnivå (det vill säga den totala mängden förnybar elproduktion som ett land önskar finansiera via elcertifikatsystemet) samt det landets produktionsförutsättningar. Indirekt, via elcertifikatpriset, påverkas således villkoren för investeringar och de totala kostnaderna i de andra länderna på den gemensamma marknaden. Det är således viktigt att finna en modell för att fastställa ambitionsnivå och kvoter för tillkommande land, så att investerare och övriga aktörer på marknaden finner acceptans och förtroende för systemet och att därigenom investeringar och ökad produktion faktiskt kommer till stånd.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer:

- Energimyndigheten anser att kvoterna i de enskilda länderna bör sättas i relation till den mängd förnybar elproduktion (i TWh) det landet är villigt att finansiera, dvs. i relation till landets ambitionsnivå. Det innebär att ambitionen (i TWh) fördelas separat på *det* landets kvotpliktiga elförbrukning.
- Energimyndigheten föreslår en modell för att fastställa ambitionsnivå och kvoter när ett tillkommande land vill ansluta till den gemensamma elcertifikatmarknaden. Energimyndigheten anser att ett intervall av ”rimliga ambitionsnivåer” bör fastställas för det tillkommande landet. Detta görs för att skapa en långsiktigt stabil prisbildning på den redan etablerade marknaden, vilket ger förutsättningar för långsiktiga investeringsbeslut. Utgångspunkten är landets produktionsförutsättningar för förnybar elproduktion.
- Energimyndigheten anser att det tillkommande landet inom ramen för ”de rimliga ambitionsnivåerna” själva ska kunna bestämma den exakta ambitionsnivån. Några allmängiltiga kriterier för att hitta en exakt ”rättvis” fördelning av kostnaderna har inte kunnat definieras. Bl.a. därför att länders utgångspunkt kan skilja sig åt både vad gäller ekonomiska förutsättningar men också den tidigare politiska styrningen inom framför allt energiområdet.

Kvoterna bör sättas i relation till varje lands individuella ambitionsnivå

Energimyndigheten anser att kvoterna i de enskilda länderna bör sättas i relation till den ambitionsnivå landet väljer och därmed fördelas på det landets kvotpliktiga elförbrukning. Kvoten kan därmed komma att skilja sig åt mellan länderna. Med detta förfarande ges respektive land större flexibilitet att själva bestämma ambitionsnivån, dvs. det antal TWh som landet finansierar genom den fastställda kvoten (den kvotpliktiga elförbrukningen).

Fastställ ett intervall av "rimliga ambitionsnivåer" som skapar en långsiktigt stabil prisbildning

Energimyndigheten anser att utgångspunkten för att bedöma den "rimliga ambitionsnivån" för ett tillkommande land bör vara att relatera landets ambition (i termer av hur stor mängd förnybar el det tillkommande landet är villigt att finansiera) till förutsättningarna för att producera förnybar el. Genom att utgå från det tillkommande landets specifika potentialer och kostnader att producera förnybar el och relatera dessa till hur de påverkar prisbildningen på den befintliga marknaden vid olika ambitionsnivåer kan ett intervall av "rimliga ambitionsnivåer" ges. Syftet är att skapa stabila villkor för investeringar genom att inte alltför stora pris-effekter ska uppstå på den redan etablerade marknaden.

Inom intervallet av "rimliga ambitionsnivåer" fastställer landet själv sin exakta ambitionsnivå

Energimyndigheten anser att det tillkommande landet själv bestämmer den exakta ambitionsnivån inom det givna intervallet av "rimliga ambitionsnivåer". Energi-myndigheten anser att det inte går att ta fram allmängiltiga kriterier för en "rättvis" bördefördelning. Det är heller inte något krav för att en internationell marknad ska kunna etableras. Eftersom miljövärde följer med den kvotnivå, som landet finansierar inom ramen för systemet så ger en låg börda samtidigt en lägre tillgodoräknad miljövinst.

Långsiktiga strukturella effekter

En utvidgning av den svenska elcertifikatmarknaden till Norge kommer att skapa långsiktiga strukturella effekter både i Sverige och i Norge. De långsiktiga effekterna på investeringar och prisbildning på en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad är inte entydiga, utan beror i stor utsträckning på den samlade totala ambitionsnivån på hela marknaden samt kostnader och expansionsmöjligheter i de enskilda länderna. För att bedöma effekterna på framförallt investeringar samt på priset på elcertifikat respektive el har Energimyndigheten låtit göra modellberäkningar givet olika scenarier. Det är viktigt att komma ihåg att de beräkningar som gjorts är förutsägelser om en osäker framtid där en mängd antaganden är gjorda. Resultaten ska således tolkas med försiktighet.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer:

- Vid en låg samlad ambitionsnivå blir Sverige nettoköpare av elcertifikat, dvs. förhållandevis mycket produktion etableras i Norge
- Vid en hög samlad ambitionsnivå blir Sverige nettosäljare av elcertifikat, dvs. förhållandevis mycket produktion etableras i Sverige.
- Vid en mycket hög respektive extremt hög ambitionsnivå krävs att ny teknik tas i anspråk vilket får elcertifikatpriserna att rusa i höjden.
- En gemensam marknad ger positiva långsiktiga effekter avseende marknadens stabilitet och konkurrens.
- En gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad ger klart lägre kostnader för att uppnå en given mängd förnybar elproduktion än två separata marknader.

Vid en låg samlad ambitionsnivå blir Sverige nettoköpare av elcertifikat

Ett förhållandevis lägre fall som beräknats är där den samlade ambitionsnivån är satt till 31 TWh förnybar el totalt på den gemensamma marknaden år 2016, fördelat på 10 TWh för Norge att finansiera via sina kvotpliktiga och 21 TWh (inklusive den befintliga produktionen) för Sverige att finansiera via sina kvotpliktiga. Med en samlad ambitionsnivå på 31 TWh kommer den ”billiga” elproduktionen att räcka till för att uppfylla kvoterna. Då en stor del av den billiga kraften (vind och vatten) finns i Norge kommer en större del av produktionen ske där. Kvoten i Sverige är satt till att motsvara 21 TWh i detta fall men produktionen i Sverige beräknas bli ca. 16 TWh (fördelat på ca. 10 TWh bio, ca. 4 TWh vind och ca. 2 TWh vatten). Sverige kommer således att importera certifikat vid denna samlade ambitionsnivå. Kostnaden för att finansiera de 21 TWh som kvoten är satt till att motsvara blir dock lägre för de svenska konsumenterna genom att elcertifikatpriset alla modellåren blir betydligt lägre på en gemensam marknad än om samma nivå skulle nås på en nationell marknad. Elpriset blir i modellberäkningen enbart försumbart lägre av att gå från två separata marknader till en gemensam.

Vid en hög samlad ambitionsnivå blir Sverige nettosäljare av elcertifikat

Även en högre samlad ambitionsnivå har beräknats, 41 TWh förnybar el total på den gemensamma marknaden år 2016, fördelat på 20 TWh för Norge att finansiera via sina kvotpliktiga och 21 TWh (inkl den befintliga produktionen) för Sverige att finansiera via sina kvotpliktiga.

Om den samlade ambitionsnivån istället är 41 TWh kommer dyrare elproduktion att krävas för att uppfylla kvoterna. En större del av de båda ländernas potential kommer också att utnyttjas och handeln mellan länderna blir mindre, då skillnaderna i produktionskostnader på marginalen vid denna höga ambitionsnivå inte skiljer sig i samma utsträckning. I ett fall med denna ambitionsnivå är det troligt att Sverige kommer att producera mer än kvoten kräver och exportera certifikat till Norge eftersom svensk havsbaserad vindkraft och biobränslebaserad produktion är billigare än de dyrare alternativen av norsk vindkraft. Kvoten i Sverige är satt till att motsvara 21 TWh även i detta fall men produktionen i Sverige beräknas bli ca. 25 TWh (fördelat på ca. 14 TWh bio, ca. 9 TWh vind och ca. 2 TWh vatten). Sverige kommer således att exportera certifikat vid en hög samlad ambitionsnivå. Modellberäkningarna indikerar att elcertifikatpriset i detta fall blir något högre för Sverige år 2016 på en gemensam marknad än om samma mängd skulle uppnås nationellt. År 2009 och 2023 är dock elcertifikatpriserna på en gemensam marknad lägre jämfört med en enskild svensk marknad. Elpriset blir i modellberäkningen enbart försumbart lägre av att gå från två separata marknader till en gemensam.

Vid mycket hög respektive extremt hög ambitionsnivå krävs att ny teknik tas i anspråk vilket får elcertifikatpriserna att rusa i höjden

Scenarier har även beräknats där den samlade ambitionsnivån satts till 45 TWh respektive 55 TWh förnybar el till 2016. Vid den extremt höga nivån krävs att nya tekniker tas i anspråk så som svartlutsförgasning i Sverige och vågkraft i Norge. Detta resulterar också i extremt höga elcertifikatpriser (närmare 900 kr/MWh i extremfallet). Här finns dock en stor osäkerhet i modellberäkningarna med avseende på teknikutveckling och produktionskostnader.

En gemensam marknad ger positiva långsiktiga effekter avseende marknadens stabilitet och konkurrens

Energimyndigheten bedömer att elcertifikatmarknadens stabilitet blir högre ju större marknaden blir. En större marknad blir mindre känslig för enskilda händelser eller för variationer i tillrinning, vindförhållanden och fjärrvärmeunderlag. Den politiska risken, i termer av att beslutsfattare ändrar förutsättningar och spelregler utan långsiktig framförhållning, bedöms av marknadens aktörer minska vid en utvidgad marknad, vilket bidrar till långsiktig stabilitet och förutsättningar för långsiktiga investeringar. Energimyndigheten bedömer vidare att konkurrensen stärks på en utvidgad marknad och att risken för marknadsmakt minskar ju större marknaden blir.

En gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad ger lägre kostnader än två separata marknader

Modellberäkningar som Energimyndigheten låtit genomföra indikerar en klart lägre total systemkostnad vid en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad än om samma mängd förnybar elproduktion ska tvingas in med två separata marknader. Kostnadsskillnaden blir ca. 100-200 Mkr årligen den närmaste 20 åren. Med andra ord är en gemensam marknad ca. 100-200 MSEK billigare på årsbasis än två separata marknader som tvingar in lika mycket certifierbar elproduktion enligt de kvotstorlekar som analyserats med MARKAL-modellen. I denna vinst ingår dels vinsten av själva handeln med certifikat genom att produktionen av certifikat görs där den är billigast, och dels kostnadsförändringar som har sitt ursprung i övriga systemförändringar utanför själva certifikatsystemet. Man kan även konstatera att 100-200 MSEK per år är en i sammanhanget liten siffra. Utöver denna siffra torde även effektivitetsvinster tillkomma som kan nås genom exempelvis ökad konkurrens (pga. fler aktörer), ökad likviditet (pga. ökad marknadsstorlek) och minskade årliga prisvariationer beroende på tillrinning, vindförhållanden och fjärrvärmeunderlag. Dessa eventuella vinster på en verklig marknad har ej analyserats.

Kortsiktiga effekter för svenska aktörer

I samband med den utvidgade elcertifikatmarknaden uppstår vissa kortsiktiga (från idag till ca. sex månader efter 1/1 2006) konsekvenser på den svenska elcertifikatmarknaden. Dels skapas osäkerheter som påverkar de svenska aktörerna, dels finns en del praktiska problem som måste hanteras på kort sikt.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer:

- I och med planeringen för en utvidgad elcertifikatmarknad introduceras flera osäkerhetsfaktorer dels om norska förhållanden, dels om eventuella förändringar i systemet som en följd av diskussionerna med Norge
- Den största konsekvensen på kort sikt är att utvidgningen leder till en ökad prisrisk vilket skulle kunna leda till att aktörerna på marknaden avvaktar och inga investeringar sker.
- Osäkerheterna innebär ökade risker för svenska aktörer vilket tar sig uttryck i ökad volymrisk och förändrad politisk risk.
- När systemet väl är beslutat och förhållandena kända minskar osäkerheten och riskerna betydligt.
- Flera praktiska frågor måste lösas på kort sikt så som skapandet av en fungerande infrastruktur där länderna har access till varandras system, samt att aktörerna har tillgång till samma marknadsinformation oavsett landstillhörighet.

Flera faktorer i planerna på en utvidgad marknad med Norge upplevs osäkra...

I och med att en gemensam marknad planeras skapas osäkerhet om vilka förhållanden som gäller för Norge. Hur påverkar Norges ambitionsnivå elcertifikat-

priset? Vilken produktionspotential finns i Norge och hur påverkar det elcertifikatpriset? Vilka är produktionskostnaderna i Norge och hur resonerar de norska politikerna? Osäkerhet uppstår även kring eventuella förändringar i systemet som en konsekvens av diskussionerna med Norge, så som eventuell ändrad definition av elcertifikatberättigad produktion, eventuell begränsad tilldelningsperiod eller eventuellt förändrade kvoter.

...vilket leder till en risk för de svenska aktörerna

Den utvidgade marknaden innebär en ökad *volymrisk* genom att det tillförs en osäkerhet kring hur mycket väderberoende produktion som kommer in i systemet. Gör den utvidgade marknaden att mer vindkraft eller vattenkraft kommer in i systemet jämfört med en enbart svensk marknad innebär det ett mer fluktuerande utbud av certifikatberättigad produktion. Den utvidgade marknaden innebär också en ökad *prisrisk* på kort sikt till följd av en förväntad påverkan på prisbildningen. Förväntningarna kan komma sig av en föreställning av hur kvotnivåerna kommer att sättas och föreställningar om hur mycket ny produktionskapacitet som kommer in. *Motpartsrisken* är inte särskilt stor i det svenska systemet och torde inte bli större med en utvidgad marknad. På lång sikt minskar sannolikt den politiska risken. På kort sikt får emellertid den politiska risken sägas öka. Detta har framförallt att göra med att definitiva spelregler troligtvis kommer ges sent i planeringsprocessen.

Konsekvenserna av den ökade prisrisken är viktigast på kort sikt

Den största konsekvensen på kort sikt är att utvidgningen av marknaden leder till en ökad prisrisk. Norges inträde i marknaden kan leda till spekulationer kring förväntad prisutveckling och därigenom en volatil och oförutsägbar prisbildning. Förväntningar om sänkta certifikatpriser gör att prissänkningen tidigareläggs. Förväntningar om höjda certifikatpriser leder på motsvarande sätt till att certifikatpriset går upp redan innan utvidgningen. De förutsägelser som görs kan vara självförverkligande såtillvida att själva förväntningarna får betydelse för prisbildningen på kort sikt. Är förutsägelserna felaktiga eller överdrivna kan det leda till fluktuerande certifikatpriser tills priserna anpassas efter de verkliga förhållandena. Den viktigaste konsekvensen av den ökade prisrisken är att det kan uppstå ett vakuum där investerare väljer att avvakta med följden att ingen ny produktionskapacitet byggs. Viktigt att notera är att en stor del av osäkerheten kommer sig av att spelreglerna ännu inte slagits fast. När alla lagförslag väl ligger på bordet och alla detaljer är bestämda reduceras osäkerheten avsevärt.

Ett flertal praktiska problem måste lösas

Flera praktiska frågor måste lösas på kort sikt så som skapandet av en fungerande infrastruktur där länderna har access till varandras system samt att aktörerna har tillgång till samma marknadsinformation oavsett landstillhörighet.

Författningsändringar som krävs vid en utvidgad marknad

En utvidgad elcertifikatmarknad kommer att kräva en del författningsändringar. Energimyndigheten redovisar de författningsändringar som kan komma att krävas

till följd av den analys av konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad som genomförts.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer:

- Energimyndigheten anser att ett flertal förändringar krävs i:
 - Lag (2003:113) om elcertifikat
 - Förordning (2003:120) om elcertifikat
- Energimyndigheten anser att det med stor sannolikhet krävs ändringar även i:
 - Lag (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el
- Energimyndigheten anser att följande författningar inte kräver några förändringar som resultat av analysen:
 - Utsökningsbalk (1981:774) 4 kap 30 § samt 6 kap 2 §,
 - Förmånsrättslag (1970:979) 4 §,
 - Sekretesslag (1980:100) 8 kap 29 §,
 - Konkursförordning (1987:916) 12 § 16 p,
 - Förordning (1995:1301) om handläggning av skadeståndsanspråk mot staten 4 §,
 - Förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el 9 §,
 - Lag (2001:1227) om självdeklarationer och kontrolluppgifter 11 kap 12, 13 §§,
 - Inkomstskattelag (1999:1229) 17 kap 4, 22 a §§

Ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat

De väsentliga förändringarna gäller definitionen av elcertifikat, transfereringen av elcertifikat inom ett system eller mellan två separata system, åtkomst till lika information för marknadens aktörer, kvotsättning samt beräkning av kvotnivåer.

Analysen indikerar att det kan komma att bli aktuellt med justeringar avseende elcertifikatberättigad produktion, anläggningars livslängd i systemet, förändring av kvotpliktskategorierna och kvotpliktsavgiftens beräkning.

Övriga ändringar

Det som indikeras i analysen är att ändringar av elcertifikatberättigad produktion kan påverka definitionerna på bränslen som omfattas av förordning om elcertifikat liksom även definitionen av anläggningar i lag om elcertifikat samt lag om ursprungsgarantier avseende förnybar el.

EG-rättsliga konsekvenser av en utvidgad marknad

Kommerskollegium har analyserat de EG-rättsliga konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad. Energimyndigheten har inte värderat Kommerskollegiums slutsatser och rekommendationer.

Kommerskollegiums slutsatser och rekommendationer

- Ett öppet system för handel med elcertifikat mellan flera länder skulle främja fördelarna med ett certifikatsystem.
- Att bara två länder deltar från början ses inte som ett problem men denna lösning bör stämmas av med Europeiska kommissionen vid en lämplig tidpunkt. Förslaget måste också granskas med tanke på direktiv 98/34/EG.
- Eventuella avvikelser från direktiv 2001/77/EG måste kunna motiveras.

2 Inledning

2.1 Bakgrund

Det svenska elcertifikatsystemet trädde i kraft den 1 maj 2003 och syftar till att öka användningen av el från förnybara energikällor med 10 TWh från 2002 års nivå till år 2010.

Regeringen gav i propositionen *Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning* (prop. 2001/02:143) sin syn på en internationell handel med elcertifikat. Bland annat sades att handel med elcertifikat mellan olika länder är önskvärd och att regeringen avser att inom EU och det nordiska samarbetet driva frågan om internationell handel med elcertifikat. Regeringen utvecklade sin syn i frågan i propositionen *Elcertifikat för att främja förnybara källor* (prop. 2002/03:40). Riksdagen tillstyrkte regeringens förslag (bet. 2002/03:NU6 s. 56, rskr. 2002/03:133). Regeringen angav som skäl för sin bedömning att det är framför allt då internationell handel möjliggörs som fördelarna med elcertifikatsystemet kommer till sin rätt. Lokaliseringen av förnybar produktion kan ske där förutsättningarna är de bästa, vilket på sikt gynnar den förnybara el-produktionens konkurrenskraft. En internationell elcertifikatmarknad kräver dock att vissa grundläggande krav uppfylls av de deltagande länderna.

Stortinget i Norge har bett den norska regeringen att ta initiativ till en gemensam norsk-svensk elcertifikatmarknad. Den norska regeringen återkom till Stortinget i december 2003 (St. med. nr. 18 s. 90-91) med ett förslag att arbeta för en sådan gemensam marknad med mål för ikraftträdande den 1 januari 2006.

Det norska elcertifikatsystemet konkretiserats i ett utkast till lagförslag från olje- og energidepartementet i november 2004. Förslaget till norskt system bygger på att en gemensam marknad upprättas med Sverige. I linje med detta aviserats att en gemensam elcertifikatmarknad kommer att baseras på den svenska modellen. Tanken är att de båda nationella systemen ska existera vid sidan av varandra och länkas samman genom en gemensam marknad där elcertifikaten omsätts, vilket förutsätter att värdet av ett svenskt och ett norskt elcertifikat likställs och kan avräknas i båda länderna.

Regeringen gav i december 2003 Energimyndigheten i uppdrag (dnr N2003/9037/ESB (delvis)) att göra en allmän översikt av elcertifikatsystemets funktionssätt, framtagande av statistik om elcertifikatsystemet, bedöma de framtida kvotnivåerna, analysera torvens fortsatta roll inom elcertifikatsystemet, överväga kvotpliktsavgiftens utformning, kartlägga och analysera villkor för konsumenten, analysera effekterna för vindkraften samt göra en helhetsbedömning av den elintensiva industrins undantag från kvotplikt. Uppdraget slutredovisades den

1 november 2004. Energimyndigheten rekommenderar i slutrapporten att elcertifikatsystemet permanentas som en bestående del av den svenska energipolitiken och att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt så att förutsättningarna för investeringar förbättras. Givet detta bedömer Energimyndigheten att förutsättningarna finns att nå det uppsatta målet om 10 TWh ny förnybar elproduktion till 2010 jämfört med 2002 års nivå. Vidare rekommenderar Energimyndigheten att kvotplikten läggs på elleverantörerna istället för som idag på slutkonsumenten samt att elcertifikatpriset bakas in i elpriset.

2.2 Uppdraget

Energimyndigheten har fått regeringens uppdrag att analysera konsekvenserna av en internationellt utvidgad elcertifikatmarknad och särskilt beakta effekterna av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad². Uppdragets huvudsakliga syfte är att identifiera och konsekvensbedöma kortsiktiga respektive långsiktiga effekter, identifiera och analysera vilka grundläggande kriterier som måste vara uppfyllda av länderna samt presentera och utvärdera möjliga modeller för att sätta kvoter i länderna. Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad i ljuset av Sveriges åtaganden i EU-samarbetet och särskilt ur ett EG-rättsligt perspektiv ska också analyseras.

Energimyndigheten skall redovisa uppdraget senast den 1 januari 2005. Nedan redovisas regeringens uppdrag i sin helhet:

I samband med en utvidgning av elcertifikatmarknaden kan vissa kortsiktiga konsekvenser uppstå på den svenska marknaden och för dess aktörer. Energimyndigheten bör identifiera och analysera dessa konsekvenser.

På längre sikt, ca. 10 år framåt, kan en utvidgad elcertifikatmarknad vid sidan av kort- och långsiktiga ekonomiska effekter också komma att få strukturella konsekvenser. Energimyndigheten bör analysera de långsiktiga effekterna bl.a. på prisbildning, konkurrens, marknadens stabilitet samt konsekvenser för hur investeringar i produktionsanläggningar utvecklas på en gemensam elcertifikatmarknad.

Energimyndigheten bör vidare analysera vilka krav som måste uppfyllas av de inblandade länderna för att uppnå mål och styreffekter som önskas och för att säkerställa att den elproduktion som baseras på förnybara energikällor konkurrerar på samma villkor.

² N2003/9037/ESB ”Uppdrag till Statens Energimyndighet att utreda konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad”

När kvotnivåerna i respektive land skall fastställas kan olika metoder användas. Energimyndigheten bör analysera möjliga modeller för fastställande av kvotnivåer. Referensalternativet bör vara att kvotnivåerna i respektive land sätts utifrån tillkommande lands förutsättningar och ambitioner. Energimyndigheten bör särskilt beakta hur skillnader i valda kvotnivåer och definitionen av certifikatberättigad produktion kan påverka effektiviteten och måluppfyllelsen på en utvidgad elcertifikatmarknad.

För att skapa förutsättningar för en gynnsam utveckling av elcertifikatmarknaden måste denna präglas av stabilitet och tillförlitlighet. En känd och stabil kvotnivå skapar förutsättningar för marknadens aktörer att förutse utvecklingen och hantera denna i ett långsiktigt perspektiv. Detta bidrar i sin tur till en långsiktig prisbildning som också stimulerar till investeringar. I Energimyndighetens uppdrag (N2003/9037/ESB) om översyn av elcertifikatsystemet ingår att utreda de framtida kvotnivåerna och kvotperiodens längd. I analyserna av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad bör Energimyndigheten vidare beakta en samordning av kvotperiodens längd samt vilka övriga funktioner i Sverige och Norge som måste eller bör vara samordnade för att få till stånd en välfungerande, långsiktigt stabil marknad.

Energimyndigheten bör även analysera konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad i ljuset av Sveriges åtaganden i EU-samarbetet och särskilt ur ett EG-rättsligt perspektiv.

Energimyndigheten bör redovisa vilka författningsändringar som skulle krävas till följd av myndighetens analys.

2.3 Avgränsningar

I rapporten fokuseras konsekvensanalysen på en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad. Aspekten att ett tredje land i framtiden kan ansluta sig till den eventuella svensk-norska marknaden är viktig och finns med i rapporten. Dock har inte det konsekvensanalyserats mer än i principiella/teoretiska termer.

I rapporten utgår vi ifrån att en gemensam elcertifikatmarknad innebär att två eller flera elcertifikatsystem sammanlänkas genom att elcertifikat kan handlas mellan länderna samt att vissa grundläggande faktorer samordnas. Vi har i rapporten således fokus på marknaden och de regler och faktorer som bör sättas upp för att få den att fungera. Respektive elcertifikatsystem och respektive lands lagar och förordningar kan vara olika utformade bara de uppfyller de kriterier som ställs för en fungerande gemensam marknad.

2.4 Definitioner

I rapporten är ett antal definitioner centrala i diskussionen om en utvidgad elcertifikatmarknad. Dessa återges nedan.

Förnybar elproduktion = certifikatberättigad elproduktion: Om ej annat anges så likställs i rapporten förnybar elproduktion med certifikatberättigad elproduktion.

Samlad ambitionsnivå: Anger hur stor produktion av förnybar el (i TWh) som förväntas produceras på den gemensamma marknaden. Den samlade ambitionsnivån säger inget om hur kostnaderna för att uppnå den samlade ambitionsnivån fördelas mellan länderna på den gemensamma marknaden eller var investeringar och produktion kommer att ske.

Det enskilda landets ambitionsnivå: På en gemensam marknad uttrycks det enskilda landets ambitionsnivå som den mängd förnybar el som det landet är villigt att finansiera på den gemensamma marknaden. Denna ambitionsnivå uttrycks i TWh för att sedan kunna räknas till en kvot (i %) genom att ställa den i relation till landets kvotpliktiga elförbrukning. Det enskilda landets ambitionsnivå anger alltså inget om hur mycket produktion av förnybar el som hamnar i landet, utan endast hur mycket förnybar el landet är villiga att finansiera.

Kvot / kvotnivå: Kvoten är den andel av de kvotpliktigas elanvändning som skall utgöras av förnybar, certifikatberättigad elproduktion. Kvoten anges i procent och för varje enskilt år. För Sverige är t ex kvoten 16,9% år 2010.

Kvotplikt: Kvotplikten är definierad i Lag (2003:113) om elcertifikat och är en skyldighet att per ett visst datum varje år inneha den andel elcertifikat som kvoten för det året anger. Antalet elcertifikat som kvoten kräver beräknas utifrån kvoten och den kvotpliktiges elanvändning.

Kvotpliktig: Den kvotpliktiga är skyldig att inneha den mängd elcertifikat som kvoten kräver per ett visst datum. I Sverige är slutkonsumenten av el kvotpliktig. I Norge föreslås elleverantören vara kvotpliktig.

Kvotpliktig elförbrukning: Den kvotpliktiga elförbrukningen anger den totala mängd el som kvoten ska ställas i relation till. I Sverige var den kvotpliktiga elförbrukningen år 2003 ca. 96 TWh.

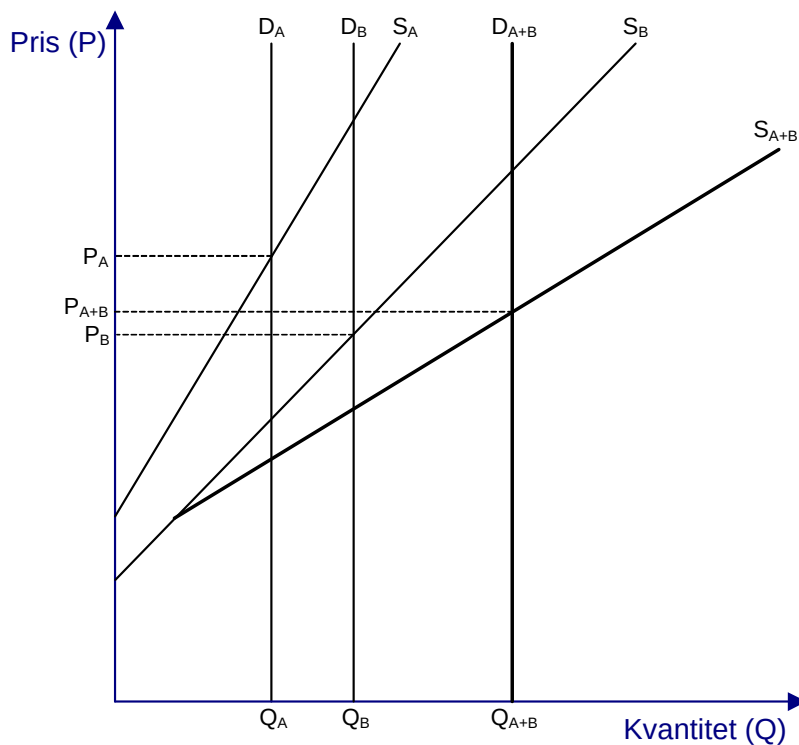
2.5 Rapportdisposition

Rapporten är uppdelad i sju huvudkapitel (kapitel 5 – 11) som speglar de övergripande frågeställningarna i uppdraget. Rapporten inleds dock i kapitel 3 med en diskussion om de teoretiska förutsättningarna för en utvidgad marknad. Där återges även andra teoretiska studier av internationell handel med elcertifikat som genomförts tidigare. I kapitel 4 redovisas de förutsättningar som gäller för den svenska respektive norska elmarknaden i stort. Dessa förutsättningar, som är en viktig utgångspunkt för den vidare analysen, presenteras och kommenteras utförligare i bilaga 1. I kapitel 5 analyseras hur syftet med det svenska elcertifikatsystemet förändras vid en utvidgning av marknaden. I kapitel 6 identifieras och

analyseras de faktorer som måste respektive bör samordnas i de länder som ingår i en gemensam elcertifikatmarknad. I kapitel 7 analyseras olika modeller för att kunna fastställa ambitionsnivå och kvoter när en befintlig elcertifikatmarknad utvidgas till att innefatta ytterligare länder. I kapitel 8 analyseras de långsiktiga strukturella effekter avseende investeringar, prisbildning, konkurrens och marknadens stabilitet som kan uppstå vid en utvidgad marknad. I kapitel 9 analyseras de kortsiktiga konsekvenser som kan uppstå på den svenska marknaden. I kapitel 10 framgår de EG-rättsliga aspekter som måste tas hänsyn till vid en utvidgning av den svenska marknaden till att även innefatta Norge. Detta kapitel är författat av Kommerskollegium. Slutligen redovisas i kapitel 11 de författningsändringar måste göras som en följd av Energimyndighetens analys.

3 Teoretiska förutsättningar för en utvidgad marknad

Figur 1 illustrerar på ett översiktligt sätt de enkla ekonomiska principerna för en integrerad certifikatmarknad (se också Mozumder och Marathe, 2004). Två länder, A och B, har olika marginalkostnader (utöver det rådande elpriset) för att producera el från förnybara energikällor, vilket illustreras av de två utbudskurvorna S_A och S_B .³ På samma gång tillämpar också de två länderna olika kvotnivåer, Q_A och Q_B med motsvarande efterfrågekurvor, D_A respektive D_B .⁴ I en situation där ingen handel med certifikat är möjlig eller tillåten kommer certifikatpriserna i respektive land att bestämmas fullt ut av de inhemska utbudsförhållandena samt av de nationellt bestämda kvotnivåerna. I Figur 1 motsvaras dessa priser av P_A och P_B .



Figur 1 En integrerad elcertifikatmarknad

³ Tvåländerexemplet kan enkelt generaliseras till visa på effekter av handel mellan fler länder genom att land B kan sägas representera alla andra länder/system som deltar på den gemensamma elcertifikatmarknaden.

⁴ För enkelhetens skull illustrerar vi här kvotplikten i absoluta termer, det vill säga uttryckt i MWh. Vidare antas att ingen möjlighet till sparande eller lånande ges (fullständigt prisokänslig efterfrågan).

Om handel med certifikaten tillåts att ske över landsgränserna får vi en större integrerad marknad. Utbudet på den integrerade marknaden utgörs av den horisontella summan av de två inhemska utbudet, det vill säga kurvan S_{A+B} i Figur 1. Den samlade kvoten för regionen som helhet blir naturligtvis också högre (Q_{A+B}). Det jämviktspris som etableras på den integrerade marknaden kommer att ligga någonstans mellan P_A och P_B , och i detta exempel blir det P_{A+B} . För samhället som helhet finns en otvetydig vinst av att tillåta handel med certifikat över gränserna; det skapar en möjlighet att utnyttja regionens förnybara resurser på ett effektivare sätt och således möta den aggregerade kvoten för förnybar energi till en lägre kostnad än då varje isolerat försöker uppnå sin nationella kvot. Vi ser exempelvis av Figur 1 att relativt dyr kraft i land A ersätts med billigare kraftkällor i land B.⁵ Det är egentligen endast i den (något orealistiska) situationen där marginalkostnaderna för förnybar elkraft (minus elpriset) är exakt lika stora länderna emellan där det inte finns några effektivitetsvinster att hämta och därmed heller inga incitament till handel med certifikaten över gränserna. Den enkla modell som presenteras ovan illustrerar på ett bra sätt de ekonomiska fördelar – kostnadsbesparingar – som finns med en utvidgad elcertifikatmarknad, vilket också är en av huvudorsakerna till att en sådan nu föreslås för Sverige och Norge.

3.1 Tidigare genomförda teoretiska analyser

Det har flera forskare genomförts ett antal studier som på olika sätt teoretiskt och numeriskt har studerat internationella elcertifikatmarknader. Det kan vara intressant att visa på några resultat i dessa studier för att få en inblick i vad som i teorin händer med elpriser, elcertifikatpriser och elproduktion på en sådan marknad om man ändrar förutsättningarna.

Nese (2003) utgår ifrån en marknad där man har en procentuell kvotnivå och visar genom komparativ statik i en partiell jämviktsmodell vad som händer om man förändrar kvotnivån. I en situation med två länder med separata elcertifikatsystem men med en gemensam elmarknad utan överföringshinder, kommer en ökad procentuell kvotnivå i land A, att innebära att efterfrågan på ”brun” el minskar totalt i båda länderna. Detta medför att producentpriset faller och därmed produktionen av ”brun” el. Man kan dock inte säga med säkerhet att produktionen av ”grön” el i land A kommer att öka i absoluta tal. Vid en högre kvotnivå stiger elcertifikatpriset och om det leder till att priset till slutkunden stiger, faller efterfrågan. Om konsumenterna är väldigt priskänsliga kommer ett ökat elpris leda till att elanvändningen sjunker i sådan grad att en ökad produktion av förnybar el inte blir nödvändig. En vanlig uppfattning är dock att efterfrågan på el är relativt prisokänslig vilket gör att den effekten är tämligen orealistisk i praktiken. (Se Ek, m.fl., 2004) Det Nese visar är dock att en höjning av kvotnivån i land A alltid kommer att resultera i att både elkonsumenterna och produktionen av ”grön” el

⁵ Välfärdseffekterna av handel med elcertifikat fördelas mellan kvotpliktiga och producenter i de båda länderna. I land A blir de kvotpliktigas kostnad för att uppfylla kvoten Q_A lägre medan den inhemska produktionen blir mindre på grund av land B:s kostnadsfördelar i produktionen av el från förnybara energikällor. I land B blir å andra sidan kostnaden för kvotpliktsuppfyllnad högre medan den inhemska produktionen blir större.

ökar i land B. Anledningen till det är att eftersom producentpriset har sjunkit och kvotnivån är densamma i land B, minskar priset till slutkunden och konsumtionen stiger. Den ökade elkonsumtionen måste bland annat tillgodoses genom en ökad produktion av ”grön” el för att upprätthålla den procentuella kvotnivån.

Om man integrerar de båda elcertifikatmarknaderna visar Nese att när land A nu höjer den procentuella kvotnivån får man samma effekt på efterfrågan på ”brun” el, det vill säga att det sjunker och därmed sjunker även produktionen av ”brun el”. Det går nu däremot inte att säga vad som händer med elproduktionen av ”grön” el i något av länderna. I en extrem situation kan det med andra ord vara så att en ökad procentuell kvotnivå i det ena landet inte leder till någon ökad produktion av ”grön” el i något av länderna eller att all produktionsökning sker i det andra landet.

Hindsberger m.fl., 2003, visar i en numerisk modell att på en internationell elcertifikatmarknad som även har handel med utsläppsrätter kommer kostnaden för att köpa utsläppsrätter att internaliseras i elpriset på spotmarknaden. Minskar man på antalet utsläppsrätter innebär det ett högre utsläppspris och ett högre elpris. Höjer man kvotnivån på förnybar elproduktion blir situationen emellertid den omvända. Om andelen förnybar elproduktion ökar, ökar utbudet av el på spotmarknaden och antagandet om att förnybar elproduktion har låga marginalkostnader medför att ”brun” el ersätts med förnybar el och spotpriserna kommer då att sjunka. Elcertifikatpriset kommer dock att öka om andelen förnybar elproduktion ökar men elpriserna för slutkunden påverkas endast marginellt.

Det har även genomförts studier som bygger på analyser med MARKAL-modellen där hela det nordiska elsystemet finns beskrivet. Nordleden (2003) har studerat en nordisk elcertifikatmarknad. Resultatet visar att på den nordiska elmarknaden krävs det en kvotnivå på 10 procent för att certifikatsystemet ska aktiveras. Därefter stiger elcertifikatpriserna när den procentuella kvotnivån ökar och det sker betydande investeringar i certifierad teknik. Kol- och oljebaserade tekniker minskar tillsammans med den naturgasbaserade tekniken som trängs undan när kvotnivån ökar. Producentpriset tenderar dock att sjunka på grund av att produktionskostnaden på marginalen minskar när certifierad elproduktion kommer in i systemet. (Jmf. Hindsberger m.fl., 2003) Under de förutsättningar som finns antagna i modellen visar resultatet att elpriset till slutkunderna tenderar att sjunka vid gemensamma kvotnivåer upp till 30 procent⁶.

I en pågående studie av Amundsen och Bergman (2004) utvecklas en numerisk simuleringsmodell för att analysera effekterna på priser, produktion och handel på den nordiska elmarknaden där hänsyn tas till handel med både elektricitet och elcertifikat mellan Sverige och Norge. I modellen antar man fri handel med elektricitet, dock med hänsyn tagen till begränsningar i nätkapaciteten länderna emellan.

⁶ Eftersom producentpriset sjunker och elcertifikatpriset stiger är nettoeffekten för slutkunden i realiteten osäker och beror på parametrar i modellerna. (Se även Unger, Ahlgren, 2003)

I modellen bestäms jämviktspriser och kvantiteter på elmarknaderna i Danmark, Finland, Norge och Sverige. Dessutom bestäms även jämviktspriser och kvantiteter samt handelsvolymer på marknaderna för elcertifikat i Sverige och Norge. Studien fokuserar, bland annat, på hur en viss procentuell kvotnivå för förnybar elkraft påverkar elmarknaden under såväl nationella (isolerade) certifikatmarknader som vid fri handel med elcertifikat (gemensam marknad). De resultat som presenteras avser år 2006 och visar att det uppstår en rad förändringar redan när man går från en marknad utan elcertifikat till en svensk elcertifikatmarknad med en kvotplikt på 12,8 %. Enligt resultatet reduceras det (gemensamma) nordiska producentpriset för elektricitet, medan det svenska konsumentpriset för el stiger något. Det norska konsumentpriset sjunker och som följd ökar norsk elkonsumtion. (Jmf. med Nese, 2003)

I studien introduceras sedan en norsk certifikatmarknad med en kvotplikt motsvarande 2 procent (ca. 3 TWh). Eftersom modellsimuleringarna gäller för 2006 har man valt en låg kvot. Handel med elcertifikat mellan Sverige och Norge antas vara fullt ut tillåten och marknaden för elcertifikat antar man kännetecknas av fullständig konkurrens. Resultaten indikerar att producentpriset för elektricitet reduceras ytterligare när även Norge inför en elcertifikatmarknad, det svenska konsumentpriset blir något lägre än i den föregående situationen, medan det norska ökar något. Detta medför att den totala konsumtionen ökar i Sverige medan den minskar i Norge. Priset på elcertifikat är detsamma i båda länderna men ökar något i Sverige jämfört med situationen med enbart en svensk certifikatmarknad. Produktionen av förnybar elkraft i Sverige minskar och importerar därmed från Norge som producerar mer förnybar elkraft än vad som konsumeras.

Sammantaget kan man säga att det inte är entydigt vilka effekter som uppstår på elpriser och certifierad elproduktion när man ändrar förutsättningarna på en elcertifikatmarknad. Resultaten kan i olika grad vara beroende av vilka förutsättningar och parametervärden i modellerna som har antagits. I flera av studierna visar man dock att även om priserna på elcertifikat stiger med en högre kvotnivå, behöver det inte betyda ett högre konsumentpris för elkunderna eftersom producentpriserna tenderar att sjunka när förnybar elproduktion kommer in i systemet. I studier där den nordiska elmarknaden specifikt har studerats numeriskt visar resultaten bland annat på att det krävs en kvotnivå på över 10 procent för att elcertifikatsystemet ska aktiveras och att det därefter får priserna på elcertifikat att stiga och mer förnybar elproduktion kommer in i systemet. I dessa modeller ser man också att en gemensam elcertifikatmarknad skulle fungera som förväntat och kvotpliktsmekanism kommer att ha den avsedda positiva påverkan på produktionen av grön el som man vill uppnå.

4 Förutsättningar i Sverige och Norge

För att få en förståelse för hur en gemensam marknad kan komma att fungera är det intressant att studera Sveriges respektive Norges förutsättningar. Därför presenteras här en sammanfattande beskrivning över elmarknad, elproduktion, elanvändning, överföring, produktionskostnader och potentialer, vägledande nationella mål, styrmedel som påverkar förutsättningar och tillståndprocesser.

I Tabell 1 nedan sammanfattas de viktigaste förutsättningarna i siffror. Den intresserade läsaren hänvisas till bilaga 1 där ländernas respektive förutsättningar beskrivs utförligare.

Elmarknaden

Den svenska elmarknaden karakteriseras av en mycket stor marknadskoncentration på produktionssidan. I Sverige står de tre största företagen för 86 procent av den svenska elproduktionen. I Norge står de tio största företagen för 60 procent av elproduktionen. Norge har, sett över de senaste fem åren, i genomsnitt haft lägre elpriser för stor industri och för större hushållskunder medan Sverige har haft lägre elpriser för små hushållskunder.

Elproduktion

El producerad från förnybara energikällor har en dominerande ställning i båda länderna. De mest uppenbara skillnaderna mellan länderna är vattenkraftens dominerande ställning i Norge samt att biobränslebaserad kraft är betydligt större i Sverige. Vindkraftens andel av den totala elproduktionen är mycket liten i båda länderna.

Elanvändning

Jämfört med andra länder har både Sverige och Norge en mycket hög elanvändning räknat per capita. Norges elanvändning per capita är den högsta i världen och 55 procent högre än i Sverige. Elanvändningen ökar i båda länderna men ökningstakten är högre i Norge än i Sverige. Fortsätter utvecklingen som idag kommer skillnaden mellan länderna alltså att öka. Den norska elproduktionen har inte ökat i motsvarande grad varför Norge har varit nettoimportör allt oftare de senaste 10 åren. Elanvändningen varierar i högre grad mellan olika år i Norge än i Sverige.

Överföring

Även om Sverige och Norge uppvisar en del olikheter sinsemellan finns ändå likheter som gör att kombinationen Sverige och Norge är unik. En svensk/norsk elcertifikatmarknad skiljer sig från en marknad med godtyckligt annat land bland annat genom att överföringskapaciteten mellan länderna är mycket god.

Produktionskostnader och potentialer

Sveriges och Norges förutsättningar till produktion av förnybar el skiljer sig åt i ganska stor utsträckning. Potentialen för såväl vind- som vattenkraft är betydligt

större i Norge än i Sverige. Sverige har å andra sidan större produktion av biokraft, både i utgångsläget och vad gäller produktionspotentialer fram till år 2015. Den *rimliga* produktionspotentialen till år 2015 för vindkraft och vattenkraft är något större i Norge än i Sverige. Samtidigt är den rimliga produktionspotentialen för biokraft avsevärt större i Sverige än i Norge.

Vägledande nationella mål

Länderna har olika utgångslägen och delvis skilda motiv till att stödja förnybar elproduktion. Medan Sverige vill öka de förnybara energikällornas bidrag till elproduktionen, oavsett kraftslag, vill Norge snarare öka diversiteten såtillvida att man önskar få in andra kraftslag än den helt dominerande storskaliga vattenkraften.

Styrmedel som påverkar förutsättningar

Båda länderna har stödsystem för förnybar elproduktion. Norge har tillämpat investeringsbidrag där storleken på stödet baseras på investeringskostnaden. Investeringsbidraget har framförallt gått till vindkraft men stödet finns också för våg- och solkraft. Sverige har visserligen också använt sig av investeringsbidrag men parallellt har också ett produktionsstöd betalats ut. Ett produktionsstöd i form av miljöbonus för vindkraft finns kvar också parallellt med elcertifikatsystemet. Vad de förnybara energislagen har erhållit för stöd tidigare får betydelse då ett elcertifikatsystem ska införas och kan komma att påverka hur ett land vill utforma systemet.⁷

Tillståndsprocesser

Det förefaller som om den norska tillståndsprocessen i dagsläget fungerar smidigare än den svenska, i synnerhet på kommunal nivå. Detta preliminära resultat förstärker troligen den norska konkurrensfördelen när det gäller vindkraft. På sikt finns det dock möjlighet att tillståndsgivningen och den fysiska planeringen av ny vindkraft i Sverige och Norge blir mer harmoniserad. En möjlig utveckling är att den svenska tillståndsprocessen effektiviseras med tiden medan den norska i stället blir lite trögare.

⁷ Ska elcertifikat ersätta ett tidigare investeringsbidrag föredras exempelvis troligen en relativt kort och begränsad tilldelningstid. Höga elcertifikatpriser under en kort tid får ju mer karaktären av ett investeringsbidrag än om stödet istället utbetalas under en lång eller obegränsad tid med låga certifikatpriser som följd. Krävs ett produktionsstöd för att upprätthålla produktionen är det istället längden på stödet snarare än nivån som blir avgörande för att upprätthålla befintlig produktion och stimulera till ökad produktionskapacitet.

Tabell 1 Sammanfattning över de viktigaste förutsättningarna i respektive land.

	Sverige	Norge
Befolkning idag	9,0 miljoner	4,5 miljoner
Total elanvändning år 2002 (brutto)	151,5 TWh	120,8 TWh
Total elanvändning år 2015 (brutto)	161,5 TWh	141 TWh
Kvotpliktig elanvändning år 2002	98,1 TWh	80,5 TWh ⁸
Prognos kvotpliktig elanvändning år 2015	105,8 TWh	94 TWh ⁹
Förnybar elproduktion år 2002	71,6 TWh	130,0 TWh
Förnybara energikällors bidrag till elanvändningen år 2002 ¹⁰	47,3 %	100 %
Indikativt mål enligt RES-E direktivet	60 % (52 % mer rimligt enligt Sverige)	90 % (ej fastställt)
Rimlig produktionspotential vindkraft ¹¹	10 TWh till 2015	12 TWh till 2016
Rimlig produktionspotential vattenkraft	2,5 TWh till 2015	7 TWh till 2016 ¹²
Rimlig produktionspotential biokraft	13 TWh till 2015	0,5 TWh till 2016
Elpris för större hushållskunder (20 000 kWh) inkl. skatter och avgifter januari 2004	111,9 öre/kWh	75,7 öre/kWh
Elskatt 2004	24,1 öre/kWh	11,99 øre/kWh

⁸ Under förutsättning att samma undantag för kvotplikt görs som i Sverige.

⁹ Framräknad genom att dra av 35 TWh för elintensiv industri samt schablonmässigt dra av 10 TWh förluster och 2 TWh egenanvändning från prognostiserad bruttoanvändning 2015.

¹⁰ Enligt RES-E direktivet, 2001/77/EG (förnybar produktion/bruttoelanvändning). Vissa år överstiger förnybar produktion bruttoelanvändningen i Norge varmed vi räknar med 100 % förnybar elanvändning och resterande andel exporteras.

¹¹ De rimliga potentialerna för alla redovisade tekniker är inkl. dagens produktion för Sverige medan det för Norge är tillkommande produktion efter 1 jan 2004.

¹² I Norge räknas anläggningar ≤ 10 MW som småskalig vattenkraft.

5 Syftet vid en utvidgad elcertifikatmarknad

Detta kapitel behandlar hur motiven till det svenska elcertifikatsystemet som styrmedel förändras på en utvidgad elcertifikatmarknad.

Energimyndigheten kommer till följande slutsatser:

Elcertifikatsystemet interagerar med och påverkar förutsättningar för att nå upp till ett flertal nationella och EU-gemensamma mål som satts upp inom energiområdet. För att skapa en förståelse för motiven till varför ett land väljer att använda sig av ett elcertifikatsystem är det därför av värde att studera vilka mål landet avser att styra mot och där elcertifikatsystemet bara är ett av flera medel att uppnå dessa mål.

Vid en utvidgad elcertifikatmarknad blir det med nödvändighet så att fokus skiftar från att handla om hur mycket förnybar elproduktion som ska stimuleras fram i det egna landet till att istället handla om hur mycket förnybar elproduktion ett land är villigt att stödja oavsett om produktionen hamnar i det egna landet eller inte. En utvidgad elcertifikatmarknad gör det därför nödvändigt att försörjningstrygghet, arbetstillfällen och exportinkomster ses ur ett geografiskt vidare perspektiv än de flesta länder av tradition hittills gjort.

Att vinna acceptans för detta synsätt är avgörande för framgången av en utvidgad marknad. Eftersom syftet med ett elcertifikatsystem delvis förändras då det går från att vara nationellt till internationellt är det också intressant att studera de olika intressen som finns för att stödja förnybar elproduktion. Beroende av vad det är ett land främst önskar uppnå med en ökad andel förnybar elproduktion är ett stödssystem i form av ett internationellt elcertifikatsystem olika lämpligt.

5.1 Främjande av förnybar el

Skälen som anges från EU:s sida till att främja el producerad från förnybara energikällor är att trygga energiförsörjningen och diversifiera energitillförseln, skydda miljön, främja den sociala och ekonomiska sammanhållningen och möjligheter till sysselsättning, i synnerhet när det gäller små och medelstora företag och oberoende kraftproducenter. Den ökade användningen av el producerad från förnybara energikällor utgör också en viktig del av det åtgärds paket som behövs för att uppfylla Kyoto-protokollet (direktiv 2001/77/EG).

Definitionen av förnybart skiljer sig mellan olika länder. När länderna definierar vad de avser med förnybar energi är det ofta den nationella strategin för försörjningstrygghet som väger tyngst. Nationella förutsättningar och existerande infrastruktur påverkar också definitionen. De skilda definitionerna på vad som avses med biomassa är ett talande exempel för detta. EU använder sig av olika definitioner i olika sammanhang. Definitionen på förnybart i RES-E direktivet är egentligen bara avsett att gälla för det direktivet men ses ofta som EU:s officiella definition av förnybar energi. Denna definition är mycket bred och inkluderar i stort sett alla källor som tas upp av medlemsländerna (TemaNord, 2004).

Syftet med RES-E direktivet är att främja en ökning av de förnybara energikällornas bidrag till elproduktionen och skapa en grund för ett framtida rättsligt ramverk på gemenskapsnivå för detta. I direktivet anges referensvärden för medlemsstaternas nationella vägledande mål för de förnybara energikällornas bidrag till bruttoelanvändningen år 2010. Medlemsstaterna ska vidta lämpliga åtgärder för att främja en ökad användning av el producerad från förnybara källor och åtgärderna ska stå i proportion till det uppställda målet.

EU slår i direktivet vidare fast att ett viktigt medel att nå direktivets mål är att garantera att de olika stödmekanismerna på nationell nivå för förnybara energikällor fungerar väl till dess att ett rättsligt ramverk på gemenskapsnivå blir operativt. De nationella styrmedel som nämns är gröna certifikat, investeringsstöd, skattebefrielser eller skattelättnader, skatteåterbetalningar och system med direkt prisstöd. Bedömningen är att det ännu är för tidigt att besluta om ett gemenskapsomfattande ramverk för stödsystem. Däremot är det nödvändigt att efter en tillräckligt lång övergångsperiod anpassa stödsystemen till den framväxande inre marknaden för el. Kriterierna för ett gemenskapsomfattande ramverk är att det ska bidra till uppfyllandet av de nationella målen, vara förenligt med principerna för den inre marknaden för el, ta hänsyn till särdragen hos olika förnybara energikällor, vara enkelt och samtidigt så effektivt som möjligt - särskilt när det gäller kostnaderna, samt omfatta en tillräckligt lång övergångstid på minst sju år och bibehålla investerarnas förtroende och undvika icke återvinningsbara kostnader. I direktivet framhålls det vidare att det i samband med utvecklingen av marknaden för förnybara energikällor är viktigt att ta hänsyn till den positiva inverkan på regionala och lokala utvecklingsmöjligheter, möjligheter till export, social sammanhållning och möjligheter till sysselsättning.

5.2 Syftet med det svenska elcertifikatsystemet

Det svenska elcertifikatsystemet är ett medel som främst anknyter till målet att öka andelen el från förnybara energikällor. Syftet med detta mål är att på lång sikt uppnå ett uthålligt energisystem baserat på förnybara energikällor. Förhoppningen är att elcertifikatsystemet ska åstadkomma detta och samtidigt främja övriga energipolitiska mål. Elcertifikatsystemet har därför utformats för att uppfylla de mål som i enlighet med gällande politiska riktlinjer i Sverige bör vara vägledande för en modell som stödjer förnybar elproduktion. Dessa mål är att främja nyetablering av elproduktion från förnybara källor, att stimulera teknikutveckling och kost-

nadseffektivitet, att skapa rimliga villkor för befintliga anläggningar, att undvika störningar i elmarknadens funktion, att skapa stabila spelregler oberoende av statsfinansiella förhållanden och att möjliggöra internationell harmonisering.

Skälet till att Sverige valde en lösning som elcertifikatsystemet är flera. Stödet till förnybar el frikopplas från statsbudgeten. På så sätt säkerställs ett kontinuerligt stöd som är oberoende av statens finanser. Pengar överförs från elkonsumenter till producenter av förnybar el utan att gå omvägen via statsbudgeten. Systemet innebär dessutom en lösning på problemet att en EU-harmonisering kräver att inhemska subventioner avskaffas. Andra länder har valt andra lösningar; hela spektret av de alternativ för att stödja förnybar el som tas upp i RES-E direktivet används av medlemsländerna. Exempelvis används i Tyskland ett fastprissystem medan Storbritannien använder sig av ett kvotbaserat system liknande det svenska elcertifikatsystemet.

Den grundläggande tanken med elcertifikatsystemet är att det är möjligheten att producera förnybar el till låg marginalkostnad som ska vara avgörande för hur stort stöd producenten ska erhålla. Någon åtskillnad mellan olika elproduktionstekniker görs inte. Stödet styrs inte mot omogna kraftslag som behöver mer stöd för att bli konkurrenskraftiga eller produktionstekniker som kan anses mest gynnsamma ur ett miljöperspektiv. Stödet är inte heller beroende av var produktionen sker.

5.3 Förändring av syftet vid en internationalisering

Vid en internationalisering av elcertifikatsystemet kommer den förnybara elproduktionen att hamna där de sammanlagda förutsättningarna för förnybar elproduktion är bäst. Det innebär att det som det ena landets elkonsumenter betalar in i form av elcertifikatavgift inte nödvändigtvis stödjer produktion av förnybar el i det egna landet. Det blir därför med nödvändighet så att fokus vid en utvidgad elcertifikatmarknad skiftar från hur mycket förnybar elproduktion som ska stimuleras fram i det egna landet till att istället handla om hur mycket förnybar elproduktion ett land är villigt att stödja oavsett av var produktionen byggs. En utvidgad elcertifikatmarknad gör det därför nödvändigt att försörjningstrygghet, arbetstillfällen och goda exportinkomster ses ur ett geografiskt vidare perspektiv än de flesta länder av tradition hittills gjort. Att vinna acceptans för detta synsätt blir avgörande för framgången av en utvidgad marknad.

När ett land väljer att använda sig av elcertifikatsystemet för att främja förnybar elproduktion minskar möjligheterna till detaljstyrning. Elcertifikatsystemet tillåter exempelvis inte en prioritering mellan olika elcertifikatberättigade energislag och regionala intressen kan inte tillgodoses på samma sätt. Vid en gemensam elcertifikatmarknad minskar en nations möjligheter till detaljstyrning i än större utsträckning. Genom att delta i en gemensam elcertifikatmarknad avsäger sig ett land i viss utsträckning möjligheten till att styra över den förnybara elproduktionen, till exempel vad gäller lokalisering av produktionskapacitet. De verktyg som kvarstår är möjligheten att själv bestämma ambitionsnivå. Detta ger emellertid enbart en

möjlighet att påverka hur stor del av elanvändningen som ska komma från förnybara energikällor och ger inte möjlighet att prioritera mellan olika energislag eller att tillgodose lokala intressen.

Så länge den elcertifikatberättigade produktionen står för en liten andel av den totala elproduktionen hotas inte försörjningstryggheten av att produktionskapaciteten allokteras ojämnt mellan ingående länder. De ambitionsnivåer som diskuteras i Sverige och Norge utgör emellertid en stor volym ny produktion som sannolikt kommer att täcka både den förväntade ökningen av elanvändningen samt ersätta viss befintlig icke förnybar produktion. Detta kan således påverka den nationella försörjningstryggheten. Försörjningstryggheten i ett elhandelsområde, till exempel Norden, kommer dock att stärkas av elcertifikatsystemet.

Vissa av de underliggande motiven för att öka andelen förnybar elproduktion förstärks vid en internationalisering av systemet medan andra motiv snarare försvagas eller som vi tidigare uttryckt det måste ses i ett geografiskt vidare perspektiv. En ökad andel förnybar energi anses av många länder utgöra en viktig nationell åtgärd för att klara sitt åtagande enligt Kyotoprotokollet. Reducerad klimatpåverkan är emellertid bara ett av flera skäl till att stödja förnybar energi. Anser en nation att de övriga skälen till att stödja förnybar el inte tillgodoses med ett elcertifikatsystem är det således bättre med inhemska stödprogram för förnybar energi som kan anpassas efter nationella särintressen. Till exempel kan eventuella behov av att stödja specifika energislag eller styra lokaliseringen av nya anläggningar då tillgodoses på ett helt annat sätt.

Beroende på vad det är ett land önskar uppnå är deltagandet i en internationell elcertifikatmarknad alltså olika lämpligt. Stödet till förnybara energiformer motiveras ofta med slagord som ökad sysselsättning och inhemskt producerad energi. En internationell elcertifikatmarknad får som sagts bland annat innebörden att konsumenter i ett land får betala för utbyggnaden av förnybar energi i ett annat land. Härigenom blir det svårare för politiker och myndigheter att motivera stödet till förnybar el utifrån argument om ökad sysselsättning och inhemskt producerad el. Utifrån legitimitets- och acceptanssynpunkt blir det därför viktigt att motivera stödets positiva effekter på den *nordiska* miljön och ekonomin istället för som tidigare den inhemska.

5.4 Utvidgad elcertifikatmarknad och nationella mål

För att elcertifikat ska vara ett medel att nå nationella mål även vid en gemensam certifikatmarknad krävs det system för att avräkna prestationen mot nationella mål, till exempel för förnybar energi och begränsad klimatpåverkan. Vad gäller mål för förnybart är det naturliga att miljövärde följer med certifikaten. Kvotplikten är det verktyg som ett land med elcertifikatsystem förfogar över för att nå upp till nationella mål. För att ett land ska ha möjlighet att själv bestämma kvotplikten är det därför nödvändigt att det är det land som köper certifikaten som får tillgodoräkna sig den förnybara produktionen. För att länka certifikaten till nationella klimatmål bör utgångspunkten, att miljövärde är knutet till certifikaten, vara

densamma. I exempelvis nationalrapporterna till Klimatkonventionen ska länderna lista vilka åtgärder som vidtagits. Deltagandet i ett internationellt elcertifikatsystem kan då listas och miljövärdet blir den kvotplikt landet har (summan av de certifikat som landets konsumenter innehar). Vidare är effektens storlek avhängig vad den förnybara elproduktionen ersätter. Denna diskussion kan då komplettera beskrivningen av åtgärden.

En intressant aspekt är huruvida ett internationellt elcertifikatsystem påverkar Sveriges möjligheter att nå vårt internationella åtagande samt vårt nationella klimatmål. Om ett internationellt elcertifikatsystem leder till att en stor del av den förnybara produktionen förläggs i annat land och att fossilbaserad produktion samtidigt byggs i Sverige så ökar de nationella utsläppen. Men detta leder inte med automatik till att Sveriges förutsättningar att nå klimatmålet behöver försämrats. Den huvudsakliga anledningen är att från och med den 1 januari 2005 kommer utsläppen inom elproduktionssektorn att omfattas av EU:s handelssystem. Inom ramen för EU:s handelssystem bestäms utsläppsmålet (begränsningen) på EU-nivå och inte separat för de olika länderna. I Energimyndighetens arbete med underlaget inför regeringens utvärdering av det svenska klimatmålet (Kontrollstation 2004) lämnades ett förslag om att Sveriges nationella klimatmål bör ersättas av en ny målkonstruktion som bättre tar hänsyn till det nya EU-gemensamma styrmedlet. Den föreslagna målkonstruktionen innebär att utsläppen från den handlande sektorn likställs med antalet tilldelade utsläppsrätter. Vid ett sådant förfarande skulle avräkningen mot klimatmålet för Sveriges del inte kompliceras nämnvärt av en gemensam elcertifikatmarknad.¹³

Sveriges planeringsmål för vindkraft utgör ett exempel på ett nationellt mål som blir svårare att styra mot vid en internationell elcertifikatmarknad. Planeringsmålet är emellertid inget produktionsmål utan ska snarare ses som ett uttryck för ambitionsnivån när det gäller att skapa förutsättningar för en framtida vindkraftsutbyggnad. Motsvarande planeringsmål förekommer även i andra länder. Det kan vara frestande för ett land att göra justeringar i elcertifikatsystemet eller använda sig av parallella stödsystem för att tillgodose nationella särintressen i så stor utsträckning som möjligt. Risken är då att produktionskapaciteten inte hamnar där förnybar el produceras till lägsta kostnad vilket dämpar en viktig positiv effekt av en utökad elcertifikatmarknad.

¹³ Vad som möjligen skulle kunna påverka är om tilldelningen av utsläppsrätter till den handlande sektorn ökar något. Det innebär i så fall (enligt den föreslagna målkonstruktionen) att utsläppen i de andra sektorerna måste minska något mer. En sådan situation skulle kunna uppkomma om den större delen av produktionen av förnybart hamnar i det andra/de andra länderna samtidigt som fossilbaserad produktion byggs i Sverige och att denna fossilbaserade nya produktion ges utsläppsrätter gratis. Energimyndighetens bedömning är att detta inte utgör något stort problem.

6 Krav på en väl fungerande elcertifikatmarknad

Detta kapitel syftar till att identifiera hur snedvridningar som påverkar det svenska elcertifikatsystemets möjlighet att nå uppsatta mål- och önskvärda styreffekter kan undvikas. Kapitlet ska också identifiera vad som behöver samordnas mellan i första hand det svenska och norska elcertifikatsystemet för att utbyte av elcertifikat på den gemensamma elcertifikatmarknaden ska fungera väl.

Energimyndigheten kommer till följande slutsatser:

Energimyndigheten anser att nedanstående delar av elcertifikatsystemet **måste samordnas** för att undvika snedvridningar som påverkar det svenska elcertifikatsystemets möjlighet att nå uppsatta mål och önskvärda styreffekter, samt för att ge grundläggande förutsättningar för en väl fungerande elcertifikatmarknad.

Kvotpliktsbaserat system

Förutsättningarna för att sammankoppla frivilliga och obligatoriska system på en gemensam marknad är små eftersom systemen bygger på helt olika grundläggande principer. Införandet av ett *obligatoriskt* kvotbaserat elcertifikatsystem är en *förutsättning* för att kunna delta på en gemensam elcertifikatmarknad med Sverige.

Kvotplikt på användarsidan

Att knyta ett system där kvotplikten inte ligger på användarsidan till det svenska innebär stora problem eftersom efterfrågan på elcertifikat med annan utformning inte skulle vara kopplad till förbrukningen av el. Att till exempel sammanlänka ett produktionsinriktat system med ett användarsystem är sannolikt inte möjligt.

Kvotperiod samt deklarations- och annulleringstidpunkt

Av tydlighetsskäl gentemot marknadens aktörer finns det skäl att samordna kvotperioden efter kalenderåret såväl som de andra datum som gäller för kvotpliktens uppfyllnad.

Annulleringen av elcertifikat har visat sig vara en starkt prispåverkande faktor eftersom information om antalet elcertifikat som annullerats (kvotpliktsuppfyllnad) är viktig för att bedöma den framtida tillgången på elcertifikat. Det är önskvärt att samordna annulleringstillfället mellan systemen för att minimera prisstörningarna under kvotperioden. Om annulleringstillfället samordnas bör både deklarationstillfället och själva kvotperioden samordnas. Ytterligare en faktor att ta hänsyn till är att deklarations- respektive annulleringstidpunkten påverkar möjligheten att låna elcertifikat mellan kvotperioder.

Systemets livslängd och långsiktig kvotsättning

Långsiktig stabilitet i elcertifikatsystemet är nödvändigt för att skapa förutsättningar för en väl fungerande marknad. En viktig del för att marknaden ska fungera väl är att den långsiktiga efterfrågenivån (kvotnivån) är säkerställd. Efterfrågan på elcertifikat bestäms på en internationell marknad av *summan av de individuella ländernas kvotnivåer* och långsiktigheten beror av systemens livslängd. Det är således av vikt att dessa beståndsdelar i respektive system samordnas i tiden.

Reglerat utträde

En elcertifikatmarknads känslighet för förändringar påverkas av antalet system (länder) som är anslutna till marknaden. På en marknad med enbart två anslutna system kommer effekten både på efterfrågan och på prisbildningen att bli avsevärd om ett av länderna väljer att lägga ner sitt system. Denna känslighet finns även när det gäller kvotförändringar i ett av länderna. På en stor marknad med många anslutna system torde individuella länders beslut få en betydligt mindre dramatisk effekt. Därför är det nödvändigt att båda systemen sätts upp så att marknaden blir långsiktigt stabil. Det skapar goda förutsättningar för nyinvesteringar. De avsevärda marknadstörningar ett lands utträde, främst på en bilateral marknad, skulle medföra ställer krav på någon form av utträdesklausul i avtalet mellan länderna.

Kvotpliktsavgiften

Även om olika nivåer på kvotpliktsavgiften är fullt möjliga på en integrerad elcertifikatmarknad kommer den lägsta sanktionsavgiften (takpriset) att dominera marknaden. Detta innebär att det inte spelar någon roll om kvotpliktsavgiften varierar mellan de olika systemen, den lägsta kvotpliktsavgiften kommer att fungera som ett pristak på hela marknaden. Därför är det att föredra att kvotpliktsavgiften samordnas mellan elcertifikatsystemen och sätts på en (gemensam) nivå som ger önskvärda incitament till kvotpliktsuppfyllnad.

Elcertifikatens giltighet, värde och livslängd

Ett elcertifikat som handlas på den internationella elcertifikatmarknaden måste oavsett ursprung bära samma värde för att utbytet av elcertifikat ska fungera effektivt. Elcertifikat måste vara giltiga i alla system som kopplats till den gemensamma marknaden oberoende av var och hur de producerats

Hur miljövärdet ska tillgodoräknas måste också vara klarlagt innan en internationell marknad kan upprättas. Det krävs politiska överenskommelser kring hur och på vilka grunder avräkning gentemot (framförallt) internationella mål får ske inom ramen för den internationella elcertifikatmarknaden (så kallad "political credit"). Hur miljövärdet ska tillgodoräknas påverkar inte nödvändigtvis den gemensamma elcertifikatmarknadens effektivitet men det är sannolikt något som ur tydlighets-synpunkt måste vara klarlagt innan marknaden upprättas.

Olikheter om i vilken utsträckning elcertifikat kan sparas (så kallad ”banking”) och lånas (”borrowing”) måste undvikas eftersom detta komplicerar handeln. Detta gäller även vilken energimängd ett elcertifikat representerar.

Sammanlänkad registerfunktion

En förutsättning för att det ska vara möjligt att handla elcertifikat på en gemensam elcertifikatmarknad är att respektive elcertifikatregister kan kommunicera med alla andra register. Det måste vara möjligt att överföra elcertifikat mellan register/systemen. Detta bör vara möjligt senast det datum som en gemensam marknad upprättas.

Energimyndigheten anser att det utöver ovanstående finns **skäl att överväga samordning** med avseende på nedanstående beståndsdelar i elcertifikatsystemet för att säkerställa en väl fungerande elcertifikatmarknad.

Huvudprincip för vad som avses med elcertifikatberättigad elproduktion

Den definition av förnybart som ges av förnybardirektivet bör, främst med hänsyn till eventuellt inträde av tredje land, vara styrande för valet av elcertifikatberättigad produktion i de system som verkar på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Individuella begränsningar i deltagande länders lagstiftning utifrån det direktivet medger är möjliga och leder sannolikt inte till avsevärda marknadsstörningar så länge varje elcertifikat som kan handlas på den gemensamma marknaden kan lösas in i respektive system och är bärare av samma värde. Ur legitimitetssynpunkt bör väsentliga skillnader mellan systemen undvikas.

Hur länge en anläggning får vara med i systemet (tilldelningsbegränsning)

När det gäller internationell handel med elcertifikat är livslängden på anläggningar i respektive system sannolikt inte något som nödvändigtvis måste samordnas mellan olika nationella system för att handel med elcertifikat ska fungera mellan systemen. Huvudsaken är att länderna tar hänsyn till eventuell utfasning av anläggningar vid fastställandet av kvotnivåerna. Eftersom införandet av en tilldelningsbegränsning verkar prishöjande kan det finnas skäl att samordna detta på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Olikheter med avseende på tilldelningsperiod kommer även att påverka den relativa konkurrenskraften mellan länderna. Energimyndigheten anser att det finns skäl att begränsa tiden en anläggning ska berättiga till elcertifikat om elcertifikatsystemet permanentas i linje med Energimyndighetens tidigare rekommendationer i översynen av elcertifikatsystemet.

Elcertifikatens rättsliga status

Olikheter med avseende på rättslig status kan försvåra utbytet mellan det svenska och norska systemet avsevärt. Speciellt om olikheter avseende den legala definitionen medför att värdet på elcertifikaten blir olika avseende på ursprungsland. Detta kan till exempel uppstå genom att ett lands elcertifikat blir momspliktiga medan ett annat lands elcertifikat inte är momspliktiga. Dessutom kan den legala implementeringen undantränga aktörer och handelsplatser som kan tillföra viktiga funktioner på elcertifikatmarknaden.

Om dessa problem kan lösas genom att respektive lands lagstiftning anpassas så att eventuella handelshinder undanröjs och så att undanträngning av, för marknadens funktion, viktiga aktörer undviks, är inte en direkt samordning nödvändig. Men om det inte är möjligt att lagstiftningsvägen kringgå detta problem är det sannolikt önskvärt att elcertifikatens rättsliga status samordnas för att elcertifikat-handeln ska fungera så effektivt som möjligt. Detta oavsett om elcertifikaten i Norge ges status som finansiellt instrument eller om den svenska statusen ändras till att motsvara den norska.

Övriga riktade ekonomiska stödsystem

De flesta typer av stödsystem (till exempel den svenska miljöbonusen) snedvrider konkurrensen mellan energislagen på elcertifikatmarknaden och stör därför marknadens möjligheter till att effektivt allokera produktionsresurser på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Detta talar för att riktade ekonomiska stödsystem vid sidan av elcertifikatsystemet bör harmoniseras så långt det är möjligt.

Likartade stöd- och kontrollfunktioner

Vid en internationalisering av elcertifikatmarknaden bör rutiner för godkännande av anläggningar, utfärdande av elcertifikat, kvotpliktsuppfyllnad, etc. vara likartade i de olika elcertifikatsystemen för att marknaden ska kunna fungera på ett oproblematiskt och transparent sätt. Detsamma gäller för kontroll-, rapporterings- och tillsynsfunktioner. Något absolut samordningsbehov föreligger dock sannolikt inte.

Gemensamt alternativt sammankopplat elcertifikatregister

Det kan ur praktisk synvinkel finnas skäl att samordna registerfunktionen, speciellt med hänsyn till tredje parts eventuella inträde, men också för omöjliggöra att elcertifikaten tillgodoräknas i mer än ett land. Detta antingen genom att de separata registren direkt sammankopplas eller genom att ett gemensamt register sätts upp.

Officiell information till marknadens aktörer

En samordning av den information som förmedlas till marknadens aktörer från officiellt håll om godkända anläggningar, utfärdade och överförda elcertifikat, vägt medelpris etc. är sannolikt önskvärd. Detta kan till exempel lösas genom att en gemensam webbplats sätts upp där löpande information kopplat till respektive elcertifikatregister publiceras.

Kapitlet behandlar följande delar av uppdraget:

- Energimyndigheten bör analysera vilka krav som måste uppfyllas av de inblandade länderna för att uppnå mål och styreffekter som önskas och för att säkerställa att den elproduktion som baseras på förnybara energikällor konkurrerar på samma villkor.
- I analyserna av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad bör Energimyndigheten vidare beakta en samordning av kvotperiodens längd samt vilka övriga funktioner i Sverige och Norge som måste eller bör vara samordnade för att få till stånd en välfungerande, långsiktigt stabil marknad.

6.1 Inledning

Detta kapitel syftar till att identifiera:

- Hur snedvridningar som påverkar det svenska elcertifikatsystemets möjlighet att nå uppsatta mål- och önskvärda styreffekter kan undvikas.
- Vad som behöver samordnas mellan i första hand det svenska och norska elcertifikatsystemet för att utbyte av elcertifikat på den gemensamma elcertifikatmarknaden ska fungera väl.

För att det ska vara möjligt att analysera hur eventuella snedvridningar kan undvikas samt identifiera vad som behöver samordnas för att säkerställa att den utökade elcertifikatmarknaden ska fungera väl krävs i viss utsträckning en förståelse för hur det individuella landet påverkas av olika utformningar. Därefter kan en diskussion föras om vilka krav som måste ställas på samordning och utformning för att säkerställa att den gemensamma elcertifikatmarknaden kommer att fungera väl. Hänsyn tas också där det är relevant i analysen till att tredje part ska kunna ges tillträde till elcertifikatmarknaden.

Analysen i kapitlet baseras i stor utsträckning på teoretiska utgångspunkter. Detta är en nödvändighet eftersom det inte finns några egentliga erfarenheter från andra länder där elcertifikatmarknader internationaliserats och som kan användas som ett underlag i analysen. Bristen på tidigare erfarenheter medför vidare att analysen genomgående präglas av en viss osäkerhet när det gäller faktiska utfall.

Utgångspunkter för den diskussion som förs i kapitlet är det befintliga svenska systemets utformning (SFS 2003:113), förarbetena till den svenska lagen om elcertifikat (SOU 2001:77; Ds 2002:40; prop. 2001/02:143; prop. 2002/03:40), resultaten från Energimyndighetens översyn (Energimyndigheten, 2004a; 2004b), Norges vassdrags- og energidirektorats elcertifikatrapport (NVE, 2004), det norska lagförslaget (OED, 2004a) samt Olje- og energidepartementets kommentarer till lagförslaget (OED, 2004b). I kapitlet fördjupas analysen överlag i de delar där det norska förslaget avviker från det befintliga svenska systemet.

6.1.1 Måldiskussion¹⁴

Målet med det svenska elcertifikatsystemet är att öka den förnybara elproduktionen med 10 TWh fram till 2010 genom att stimulera till en teknologineutral och därigenom kostnadseffektiv utbyggnad som samtidigt:

- leder till teknikutveckling
- skapar rimliga villkor för befintliga anläggningar
- ger stabila spelregler oberoende av statsfinansiella förhållanden
- inte stör elmarknadens funktion
- möjliggör internationell harmonisering

Att systemet är teknologineutralt, eller annorlunda uttryckt inte diskriminerar mellan olika typer av förnybar elproduktion, leder till konkurrens mellan energislagen i systemet. Denna konkurrens ska stimulera till en kostnadseffektiv utbyggnad eftersom den i första hand ger incitament till att vidta de investeringar som för tillfället är mest konkurrenskraftiga (förknippade med den lägsta produktionskostnaden).

I Norge används liknande argument för att motivera införandet av ett elcertifikatsystem. Där betingas dock införandet, av likviditetsskäl, på att en gemensam elcertifikatmarknad med Sverige upprättas.

I Sverige finns vidare en koppling till förnybardirektivet (Direktiv 2001/77/EG) och till de nationella vägledande mål för ökad användning av förnybara energikällor som anges i bilagan till detta direktiv. Norge har inte implementerat förnybardirektivet och har därav inget motsvarande EU-mål att uppfylla. Enligt kommentarerna till det norska lagförslaget om elcertifikat avser dock Norge implementera förnybardirektivet (OED, 2004b). När detta kommer att ske är dock fortsatt oklart.

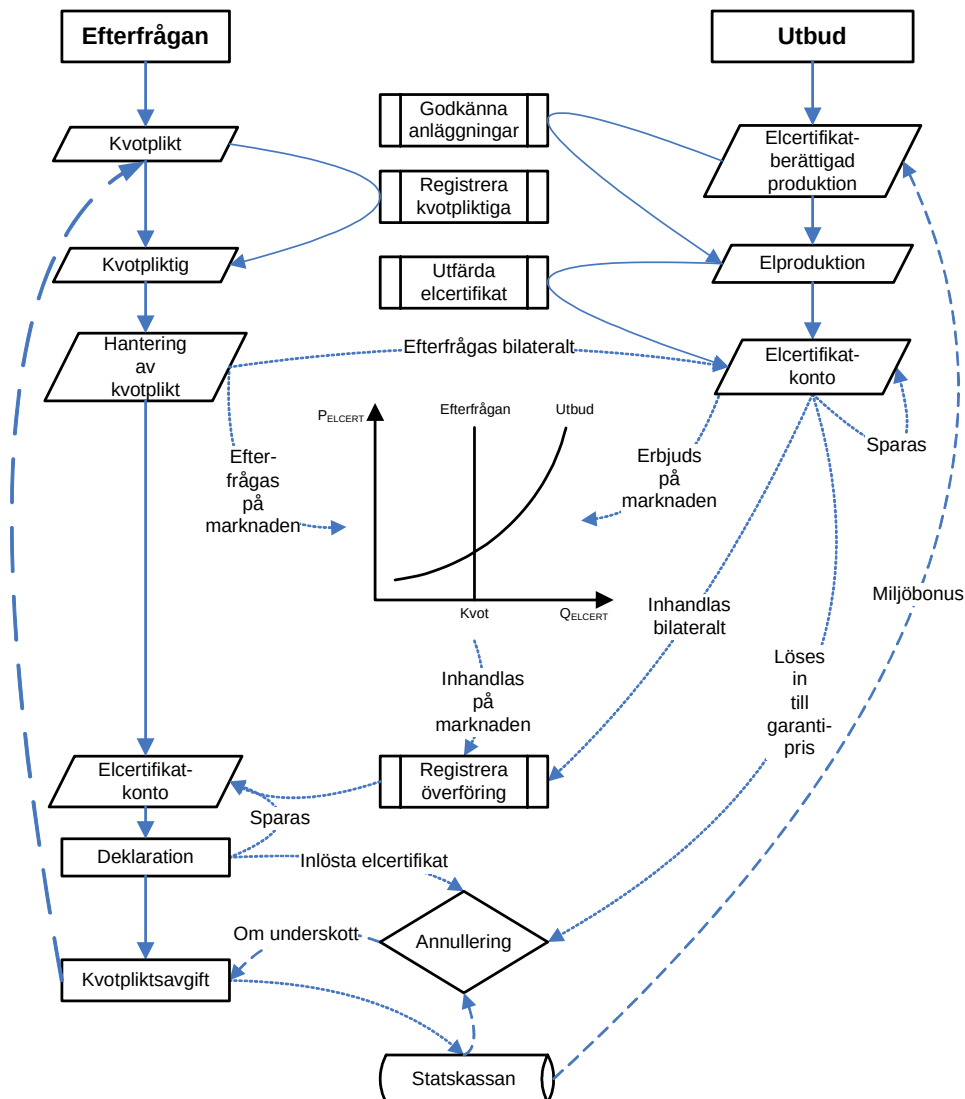
6.1.2 Analysstruktur

Uppdraget anger att en utgångspunkt för analysen ska vara att utbytet av elcertifikat på den gemensamma elcertifikatmarknaden ska fungera väl. Detta kan kopplas till att de effektivitetsvinster som påvisats i kapitel 3 uppnås. En förutsättning för att uppnå dessa effektivitetsvinster är enligt Ek m fl. (2004) att handeln med elcertifikat är så okomplicerad som möjligt. Detta innebär att handeln med elcertifikat måste vara frikopplad från den fysiska leveransen av el samt att elcertifikaten har samma värde oavsett ursprung (precis som en MWh elektricitet på den gemensamma nordiska elmarknaden).

Ramarna för elcertifikatsystemets funktion sätts i ett obligatoriskt system, som det svenska, genom kvotplikten som definierar efterfrågan på elcertifikat respektive valet av elcertifikatberättigad produktion som å sin sida bestämmer hur utbudet

¹⁴ För en mer utförlig diskussion om det svenska elcertifikatsystemets mål och syfte, samt kring hur dessa påverkas av en internationalisering av det svenska systemet, se kapitel 5.

kommer att se ut. Figur 2 tar detta som utgångspunkt och visar på flödena i elcertifikatsystemet på efterfråge- (vänster) respektive utbudssidan (höger). I Figur 2 presenteras också de stödfunktioner som finns i systemet (mitten). Utbytet av elcertifikat sker (i huvudsak) mellan efterfrågesidan (de kvotpliktiga) och utbudssidan (producenterna av förnybar el).



Figur 2 Flöden i elcertifikatsystemet

Diskussionen om vad som behöver samordnas och hur eventuella förändringar påverkar elcertifikatsystemets funktion tar sin utgångspunkt i denna övergripande klassificering av elcertifikatsystemet. Det vill säga, resterande del av kapitlet är indelat i följande beståndsdelar:

- Efterfrågan
- Utbud
- Elcertifikatmarknaden
- Stöd- och kontrollfunktioner

För att säkerställa att den gemensamma marknaden är väl fungerande är det önskvärt att så mycket som möjligt samordnas mellan systemen. Dock finns det vissa delar av elcertifikatsystemet som är mer centrala än andra med avseende på marknadens funktion och som måste samordnas för att undvika icke-önskvärda snedvridningar. Analysen nedan fokuserar på att identifiera de beståndsdelar i elcertifikatsystemen för vilka ett absolut samordningsbehov föreligger. Utöver detta framhålls även ytterligare delar för vilka samordningsbehov kan föreligga.

6.2 Efterfrågan på elcertifikat

6.2.1 Kvotplikt

Kvotpliktsbaserat system

Både det befintliga svenska systemet och det föreslagna norska systemet (OED, 2004a) utgår från att det är obligatoriskt för de parter som ålagts kvotplikten att varje år köpa och lösa in ett antal elcertifikat till staten i förhållande till den el som förbrukats. Detta är vad som avses med ett kvotbaserat system. Kvotplikten är därigenom det som skapar efterfrågan på elcertifikatmarknaden.

Frivilliga elcertifikatsystem utan tvång existerar också. Ett exempel på ett frivilligt system är det snart nedlagda holländska elcertifikatsystemet.¹⁵ I ett frivilligt system skapas efterfrågan direkt utifrån individuella preferenser gentemot det miljövärde den förnybara elproduktionen representerar.

Det svenska elcertifikatsystemet är ett obligatoriskt system där statsmakterna bestämmer en kvot för hur mycket förnybar elenergi varje kvotpliktig ska konsumera. Systemet är i princip en kvantitativ reglering med marknadsmässiga inslag. Systemet skapar en efterfrågan på förnybar elektricitet men denna baseras på en förutbestämd kvot och inte på de individuella slutförbrukarnas preferenser gentemot förnybar energi.

Frivilliga och obligatoriska system bygger följaktligen på olika grundläggande principer. Mozumder och Marathe (2004) påpekar vidare att eftersom den kvotpliktige i ett obligatoriskt system (i regel) utsätts för någon form av sanktion om denne inte uppfyller kvoten (i det svenska systemet den så kallade kvotpliktsavgiften), medan ett frivilligt system inte inkluderar någon form av tvångsmedel, torde handel mellan frivilliga och obligatoriska system ytterligare kompliceras.

Eftersom det svårligen går att sammankoppla frivilliga och obligatoriska system på en gemensam marknad då systemen bygger på helt olika grundläggande principer utgör införandet av ett *obligatoriskt* kvotbaserat elcertifikatsystem en förutsättning för att kunna delta på en gemensam elcertifikatmarknad med Sverige.

¹⁵ I det holländska systemet kan efterfrågan på elcertifikat sägas ha varit kopplat till den skatterabatt som erbjöds elanvändarna om de valde att köpa el från förnybara energikällor. Det är därav tveksamt om efterfrågan på elcertifikat i det holländska systemet kan anses ha varit renodlat kopplat till preferenser för eller emot förnybar el.

Vem är kvotpliktig?

I det svenska systemet ligger kvotplikten på slutförbrukaren (elanvändaren). Elleverantörerna är dock skyldiga att hantera kvotplikten åt sina kunder såvida inte kunden själv väljer att hantera sin kvotplikt. Energimyndigheten föreslår i översynen av elcertifikatsystemet att kvotplikten för fysiska personer överförs på elleverantören (Energimyndigheten, 2004b). Energimyndigheten anser att övriga slutförbrukare fortsatt bör ges möjlighet att hantera sin egen kvotplikt. I Norge föreslås kvotplikten ligga på den som levererar el över elnätet till slutförbrukare (OED, 2004a). Detta innebär att kvotplikten läggs på elleverantören och de elproducenter som levererar el direkt till slutförbrukare. I det norska förslaget ges inget utrymme för slutförbrukaren att själv hantera sin kvotplikt.

Så länge kvotplikten ligger på användarsidan torde valet av kvotpliktig inte nämnvärt påverka möjligheten att handla med elcertifikat eftersom det i stor utsträckning kommer att vara elleverantörer/krafthandlare/företag som agerar på elcertifikatmarknadens efterfrågesida oavsett vilken del av användarsidan som åläggs kvotplikten. Eventuella snedvridande effekter är sannolikt också begränsade.

Att knyta ett system där kvotplikten inte ligger på användarsidan till det svenska systemet framstår dock som mer komplicerat. I det italienska elcertifikatsystemet ligger kvotplikten på elproducenter och importörer av el. Efterfrågan på elcertifikat i det italienska systemet är således inte kopplad till användningen av el. Att sammanlänka ett produktionssystem med ett användarsystem är därav sannolikt problematiskt.

Undantag från kvotplikt

I det svenska systemet är följande elanvändning undantagen från kvotplikten (SFS 2003:113):

- El som matats in på det elektriska nätet i syfte att upprätthålla nätets funktion (förlustel).
- El som en leverantör har levererat till en förbrukare utan ersättning i enlighet med ett avtal om intrångsersättning. Detta gäller dock bara om leveransen sker vid en lägre effekt än 50 kilowatt (frikraft).
- El som förbrukats i tillverkningsprocessen i stål- och metallverk, massa- och pappersindustrin, träskiveindustrin, baskemikalieindustrin, gruvindustrin, cementindustrin eller petroleumraffinaderier.
- El som en elanvändare själv producerat och förbrukat, om produktionsanläggningens generator har en märkeffekt om högst 50 kilowatt.
- El som har förbrukats i produktionen av el (hjälpkraft).

Undantaget för den elintensiva industrin motiveras i Regeringens proposition (2002/03:40) med att den internationella konkurrenskraften för dessa industrier riskerar att försämrars om de åläggs kvotplikt eftersom industrier i andra länder inte belastas med motsvarande kostnad.

I det norska förslaget framförs två alternativ till beräkningsunderlag för kvotplikt (OED, 2004b):

Alternativ 1: Alla elleveranser är beräkningsgrundande (kvotpliktiga).

Alternativ 2: Elleveranser som har reducerad elavgift är inte beräkningsgrundande.

I Alternativ 1 undantas ingen elanvändning från kvotplikten. Enligt OED (2004b) medför Alternativ 2 att elintensiv förbrukning motsvarande cirka 46 procent av nettoelananvändningen i Norge 2003 undantas från kvotplikten. I Sverige undantas uppskattningsvis 34 procent av nettoelananvändningen på årsbasis från kvotplikten.

Införandet av undantag från kvotplikten i ett land medför att det landets kvotpliktiga får bära en högre kostnad och därigenom subventionera de undantagna parternas elanvändning.¹⁶ Detta resonemang är generaliserbart till en internationell marknad endast om kvoterna fördelas på hela marknaden. Ur rättvisesynpunkt kan det ändå finnas skäl för att förespråka en samordning mellan de olika systemen eftersom kvotnivåerna blir mer jämförbara samt att de kvotpliktiga i respektive land sannolikt skulle uppleva systemet som mer rättvist. Åtminstone bör det land som har undantag tillåta motsvarande undantag i andra länder. Ur marknadsfunktionalitetssynpunkt existerar dock inga starka skäl för samordning i detta avseende.

En typ av kritik som har framförts mot det svenska undantaget för elintensiv industri är att undantaget försvårar långsiktig handel med elcertifikat. Detta eftersom den elintensiva industrin är den kundtyp som främst skulle ha varit intresserad av att köpa elcertifikat på långa kontrakt. Om motsvarande undantag införs i Norge (Alternativ 2) kommer även möjligheterna till långsiktig elcertifikathandel med norska intressenter att påverkas.

6.2.2 Kvotperiod

Årlig kvotperiod

I ett elcertifikatsystem med tvingande kvot måste de kvotpliktiga veta när och hur kvotplikten ska uppfyllas. I både det svenska systemet och det föreslagna norska följer kvotperioden kalenderåret. I båda systemen ska varje år deklarationen för föregående kvotperiod lämnas till tillsynsmyndigheten den 1 mars och den 1 april annulleras elcertifikat i registret utifrån deklarationen. Som OED (2004b) uttrycker det är det naturligt att dessa datum är lika i båda systemen. Detta eftersom erfarenheterna från det svenska elcertifikatsystemet visat att annulleringstidpunkten starkt påverkar handelsmönstret på elcertifikatmarknaden.¹⁷ Handelsmönstret förklaras dock i första hand av att elcertifikathandeln domineras av forward-

¹⁶ Den procentuella kvoten måste när en del av den kvotpliktiga användningen undantas ökas för att det slutliga (eller årliga) TWh-målet ska kunna uppnås.

¹⁷ Med handelsmönster avses här de överföringar som rapporteras i Svenska Kraftnätets system för kontoföring av elcertifikat (Cesar).

kontrakt där datum för leverans styrs av annulleringstidpunkten. Affärer görs löpande under året. Vidare måste elcertifikaten utfärdas före de kan överföras. En ytterligare faktor i detta sammanhang är att det för köparna av elcertifikat är mest fördelaktigt att elcertifikaten levereras så nära annulleringstidpunkten som möjligt (åtminstone i samma kvartal som annulleringen sker). Detta eftersom det kostar att förvara elcertifikaten på elcertifikatkontot (avgifter till Svenska Kraftnät).

Själva annulleringen av elcertifikat har dock visat sig vara en starkt prispåverkande faktor. Detta eftersom information om antalet elcertifikat som annullerats (kvotpliktsuppfyllnad) är av vikt när framtida tillgång på elcertifikat ska bedömas. Därav är det sannolikt önskvärt att annulleringstillfället samordnas i tiden mellan systemen i syfte att undvika flera prischocker under kvotperioden. Om annulleringstillfället samordnas är det vidare naturligt att såväl deklarationstillfället som själva kvotperioden samordnas. En ytterligare faktor att ta hänsyn till i detta sammanhang är att deklarations- respektive annulleringstidpunkten påverkar möjligheten att låna elcertifikat från nästa kvotperiod.

Systemets livslängd och långsiktig kvotsättning

Det svenska elcertifikatsystemet har ingen fastställd livslängd och kvoter är satta till 2010. Det har från många håll framförts kritik mot den korta tidshorisont som fastställts för det svenska systemet. Exempelvis rekommenderar Energimyndigheten (2004b) att systemet görs till en bestående del av svensk energipolitik samt att långsiktiga kvotnivåer fastställs. I det norska lagförslaget fastställs att elcertifikatsystemet ska fortlöpa till 2025 (OED, 2004a). Kvoter ska inledningsvis sättas för perioden 2006 till 2015 (upptrappingsperiod kopplat till ambitionsnivån i systemet).¹⁸

Ett långsiktigt system, med kvotnivåer fastställda för en längre period, är nödvändigt för att minska den osäkerhet som ett elcertifikatsystem innebär för berörda aktörer. Till exempel behöver potentiella investerare försäkras om att efterfrågan på elcertifikat kommer att existera under en tillräckligt lång period och är på en tillräckligt hög nivå för att garantera lönsamhet i investeringar. Detta bestäms av systemets livslängd, av nivån på kvoterna och av det antal år för vilka kvoter fastställs. Långsiktigheten kan i detta sammanhang garanteras på olika sätt (se exempelvis Schaeffer m fl., 2000). Ett alternativ är att som i Norge fastslå ett slutdatum (med upptrappings- respektive utfasningsperiod) som ligger tillräckligt lång in i framtiden för att investeringar ska uppstå. Ett annat sätt att garantera långsiktighet är att sätta upp systemet utan slutdatum så som Energimyndigheten föreslår i Sverige. Ett system utan slutdatum kan, givet att kvoterna tillåter det (hålls på konstant nivå under en längre period), bli självavvecklande om/när kostnaden för förnybar el hamnar i nivå med kostnaden för konventionell elproduktion. Det vill säga, elcertifikatsystemet avvecklar sig självt genom att elcertifikatpriset går mot

¹⁸ Kvotnivåerna efter 2016 ska enligt lagförslaget kopplas till en nedtrappningsfas, när dessa kvoter ska fastställas är dock utifrån lagförslaget och OED:s kommentarer oklart (OED, 2004a; 2004b).

noll när produktionen av förnybar el till följd av till exempel teknisk utveckling inte längre är i behov av stöd för att konkurrera med annan elproduktion.^{19,20}

En elcertifikatmarknads känslighet för förändringar påverkas vidare av antalet system/länder som är anslutna till marknaden. På en marknad med enbart två anslutna system kommer effekten på efterfrågan och därigenom sannolikt prisbildningen att bli avsevärd om ett av länderna väljer att lägga ner sitt system. Denna känslighet finns även när det gäller kvotförändringar i ett av länderna. På en stor marknad med många anslutna system torde individuella länders beslut få en betydligt mindre dramatisk effekt. Det är därav nödvändigt att båda systemen sätts upp så att marknaden blir långsiktigt stabil och därigenom skapar goda förutsättningar för nyinvesteringar. Det gäller speciellt med avseende på de politiska risker som uppstår i samband med att två elcertifikatsystem integreras genom handel. I detta avseende framför Ek m fl. (2004, s. 41) följande rekommendationer:

”Utifrån vår analys framstår det som mycket centralt att båda länderna ”binder” sig till en långsiktigt hållbar utformning av certifikatsystemet. Detta innebär bl.a. med stor sannolikhet att länderna måste avhända sig en hel del möjligheter att ta en del nationella beslut som påverkar förutsättningarna för investeringar i förnybara elkraftkällor. Det är också av central betydelse att länderna kommer överens om en relativt lång livslängd för certifikathandeln och att det finns någon typ av ”mekanismer” i avtalet som gör det svårt (eller dyrbart) för något land att avvika från denna överenskommelse.”

Givet att långsiktig stabilitet i den politiska styrningen av elcertifikatsystemet är nödvändig för att skapa förutsättningar för en väl fungerande marknad måste även den långsiktiga efterfrågenivån vara säkerställd för att marknaden ska fungera väl. Efterfrågan på elcertifikat bestäms på en internationell marknad av summan av de individuella ländernas kvotnivåer och långsiktigheten faller ut ur systemens livslängd. Således är det sannolikt av stor vikt att dessa delar i respektive system samordnas i tiden.

6.2.3 Implementering av kvotplikt

Med avseende på faktisk implementering av kvotplikten avviker det norska förslaget från den befintliga svenska utformningen med årliga procentmål. OED förespråkar ett absolut årligt TWh-mål (OED, 2004b). Därav finns det ett behov av en diskussion om hur den årliga kvotplikten anges och en genomgång av hur valet av årlig kvotpliktsutformning påverkar elcertifikatsystemets funktion. En diskussion behövs även om detta är något som påverkas av och/eller måste vara

¹⁹ Det behöver inte vara fallande produktionskostnader för förnybar produktion som gör den typen av produktion konkurrenskraftig. Kostnaden för konventionell elproduktion kan också öka till följd av exempelvis stigande olje- och naturgaspriser.

²⁰ I de MARKAL-beräkningar som redovisas i kapitel 8 framgår att elcertifikatpriset på den norsk-svenska elcertifikatmarknaden tenderar att gå mot noll när den samlade kvotnivån inte längre ökar.

gemensamt om elcertifikatmarknaden internationaliseras. Till exempel genom att en gemensam elcertifikatmarknad med Norge införs. Nedan diskuteras dessa frågeställningar med utgångspunkt i den argumentation som NVE presenterar i sin rapport om ett norskt elcertifikatsystem (NVE, 2004).

NVE:s argumentation

I NVE:s rapport presenteras följande argumentation kring valet mellan ett relativt andelsmål och ett absolut årligt TWh-mål:

- Procentmål varierar med total elanvändning och påverkas av hur elanvändningen utvecklas.
- TWh-mål är oberoende av total elanvändning och påverkas därav ej av hur elanvändningen utvecklas.
- TWh-mål ger större förutsägbarhet för elproducenten eftersom osäkerhet på grund av variation i elanvändning undviks.
- TWh-mål är mer träffsäkert gentemot kvantitativt mål för utbyggnad i systemet.
- Med kvotplikt uttryckt som procentandel för hela tidsperioden blir utbyggt antal TWh osäkert.
- Med ett TWh-mål kan en procentandelsplikt årligen beräknas som justeras gentemot måluppfyllnaden under föregående kvotperiod.
- De nationella vägledande målen i EG direktivet för förnybar el är uttryckta som procentandelar av elanvändningen medan det totala målet för EU är ett TWh-mål.

NVE föreslår att kvotplikten fastställs som ett TWh-mål i syfte att undvika osäkerhet med avseende på efterfrågan på elcertifikat som följer av årliga variationer i elanvändningen. I det norska lagförslaget föreslås kvoterna implementeras uttryckta i TWh (OED, 2004a). OED föreslår vidare att NVE årligen beräknar en preliminär procentkvot som baseras på prognostiserad elanvändning för det kommande året. Avräkning ska ske mot faktisk elanvändning utifrån en årligen fastställd definitiv procentkvot (OED, 2004b).

I huvudsak kan NVE:s argumentation sammanfattas i följande ”punkter”:

- Relativ eller absolut årlig kvotplikt
- Förutsägbarhet
- Träffsäkerhet
- Praktisk implementering

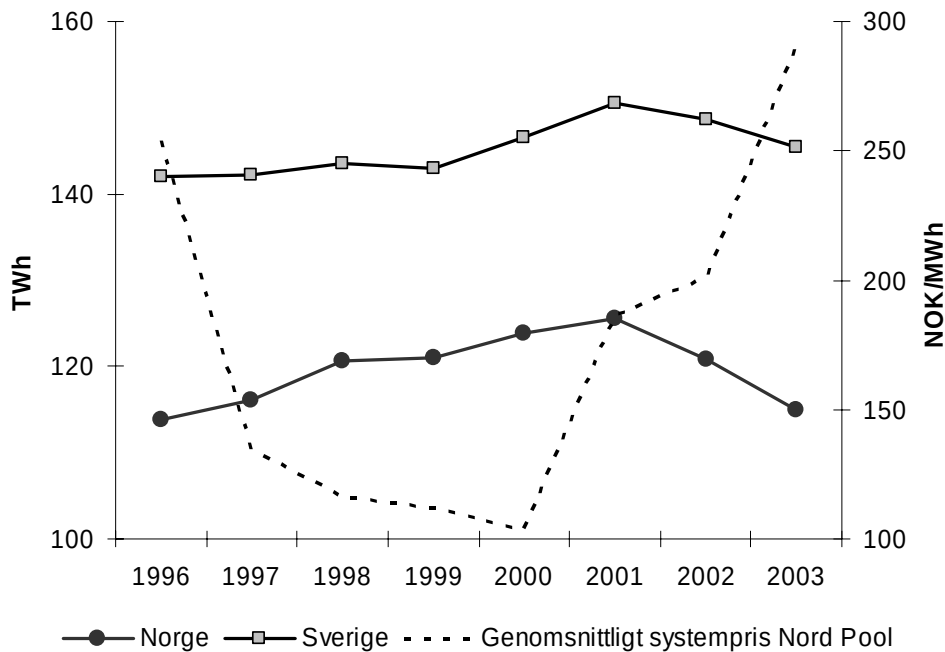
Utöver detta finns ytterligare ett område som bör diskuteras med avseende på en utökad elcertifikatmarknad:

- Kommunicerbart gemensamt mål

Dessa punkter diskuteras i tur och ordning nedan. Men innan vi går vidare och diskuterar NVE:s förslag i detalj ges en kortfattad överblick av elanvändningen i Sverige och Norge.

Elanvändningen i Sverige respektive Norge²¹

Den totala nettoelkonsumtionen (elanvändningen) uppgick under 2003 till 145 TWh i Sverige och till 115 TWh i Norge (Nordel, 2004). Elanvändningen påverkas av elpriset. Ju mer elintensivt ett land är ju större effekt bör ett högre pris ge på konsumtionen. Med hänsyn taget till att elanvändningen per capita är avsevärt högre i Norge än i Sverige är det naturligt att den relativa effekten av de högre elpriserna under senare år är större i Norge (jämför Figur 3).²²



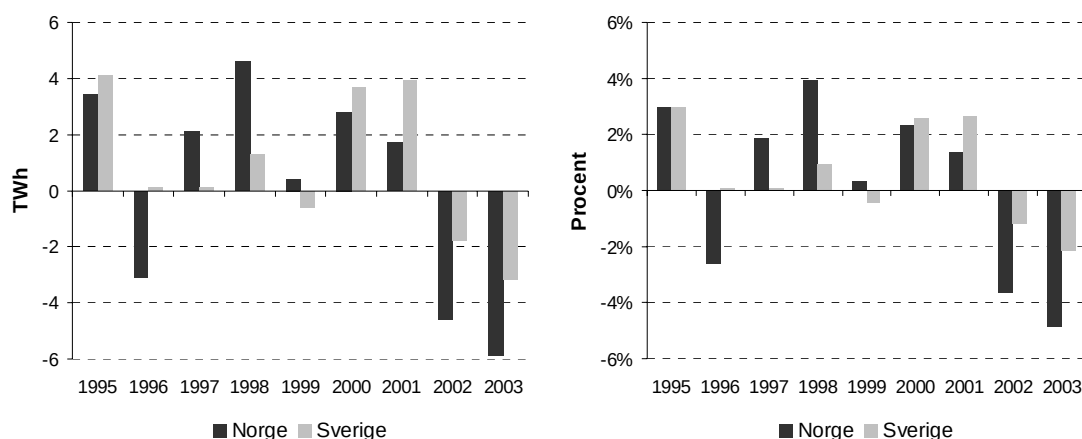
Figur 3 Total elkonsumtion och genomsnittligt systempris, 1996-2003

Källor: Nordel (2004) och Nord Pool.

Med avseende på årlig kvotpliktsbestämning är frågan om hur elanvändningen förändras central. Figur 4 visar hur elanvändningen varierar i respektive land, både i absoluta och relativa termer.

²¹ I Bilaga 1 presenteras mer utförlig statistik vad avser elanvändningen i Sverige respektive Norge.

²² Under 2003 uppgick den norska elanvändningen per capita till cirka 25 200 kWh, motsvarande siffra för Sverige var cirka 16 200 kWh per capita (Nordel, 2004).



Figur 4 Förändring i total elkonsumtion jämfört med föregående år, 1995-2003

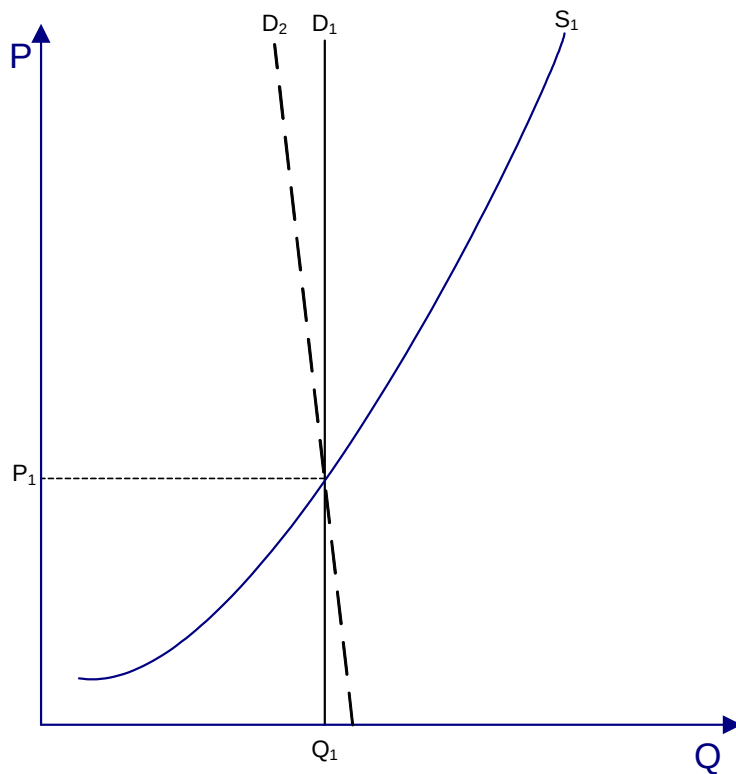
Källa: Nordel (2004).

De årliga variationerna i elanvändningen är större i Norge än i Sverige; medelförändringen uppgår under perioden till 3,2 TWh (2,7 procent) per år i Norge medan motsvarande siffra för Sverige är 2.1 TWh (1.4 procent). En större variation i elanvändningen i Norge än i Sverige innebär att efterfrågeosäkerheten i ett elcertifikatsystem med procentmål sannolikt är större i Norge.

Relativ eller absolut årlig kvotplikt

Som framgår av Figur 5 ges efterfrågan (D_1) med kvotplikten uttryckt i TWh av kvotnivån (Q_1) och jämviktspriset på elcertifikat (P_1) bestäms av skärningspunkten med utbudskurvan (S_1). I detta fall är efterfrågan på elcertifikat fullständigt prisokänslig (prisoelastisk). En oelastisk efterfrågan medför att det inte finns någon möjlighet för de kvotpliktiga att anpassa sig till prissignaler som indikerar att ändrat konsumtionsbeteende vore önskvärt. Med en procentuell kvot är kvotnivån inte fullständigt känd på förhand eftersom elanvändningen kan variera och därmed skapas en viss flexibilitet i efterfrågan på elcertifikat (D_2). Variationen i elanvändningen kan bland annat hänföras till pris- och nederbördseffekter. Efterfrågan på elcertifikat blir med ett procentmål mer priskänslig genom att de kvotpliktiga ges möjlighet anpassa sin elanvändning till de signaler priset på elcertifikat ger.²³

²³. Efterfrågan på el är normalt sett mycket prisoelastisk och eftersom kvotplikten uttrycks som en andel av elanvändningen kommer elcertifikatefterfrågans egenpriselasticitet sannolikt att vara ännu lägre (Ek m fl., 2004). I praktiken skapas en viss elasticitet i elcertifikatefterfrågan genom möjligheterna till att obegränsat spara elcertifikat mellan kvotperioder och de begränsade möjligheterna till att låna elcertifikat från kommande kvotperiod. Allt annat lika, är dock flexibiliteten alltid större med ett procentmål.



Figur 5 Principskiss för effekten av kvotpliktsutformning på elcertifikatmarknaden

Eftersom produktionen av förnybar elenergi påverkas av vädervariationer, exempelvis nederbörd, kommer utbudskurvan att fluktuera över tiden. Med oelastisk efterfrågan och fluktuerande utbud tenderar marknaden att karaktäriseras av pris-svängningar vilket orsakar osäkerhet om prisnivån på elcertifikat. En mer pris-känslig efterfrågan leder allt annat lika till jämnare prisutveckling på elcertifikat eftersom användarsidan ges en viss möjlighet att anpassa sitt beteende till den rådande kostnadsnivån. Ur investeringssynpunkt är det en fördel om prisnivån på elcertifikat (stödnivån) är stabil över tiden.

Sammanfattningsvis stimulerar ett TWh-mål produktionsutbyggnad genom priset på elcertifikat (stödnivån). Ett procentmål stimulerar såväl produktionsutbyggnad som förändrat konsumtionsbeteende utifrån prissignalerna till de kvotpliktiga. Med ett procentmål skapas sålunda en ”konkurrenssituation” på elanvändarsidan mellan kostnaden för elcertifikat (kostnaden för kvotpliktsuppfyllnad) och kostnaden för att anpassa elanvändningen.²⁴

Förutsägbarhet

Ur förutsägbarhetssynpunkt finns det för investerarna en fördel i att få information om kvotplikten i absoluta termer. De får genom en kvot uttryckt i TWh tydlig

²⁴ Ett elcertifikatsystem ger en extra kostnad för att använda el i och med kvotplikten men den totala kostnadseffekten för elanvändaren är osäker eftersom systemet också påverkar elpriset (sänker kostnaden för marginalproduktionen). Det vill säga, det är svårt att bedöma hur konsumentens totalkostnad (elpris plus elcertifikatpris) utvecklas vid olika kvotnivåer.

information om framtida behov av elproduktion (ingen osäkerhet om den framtida efterfrågan på elcertifikat). En kvotplikt som anges i absoluta termer är dock helt oelastisk och ger större prisfluktuationer (volatilitet) på certifikatmarknaden vid exempelvis väderberoende utbudssvängningar eftersom efterfrågan inte kan anpassa sig. Stödnivån kan därigenom bli svårare att förutsäga.

För befintliga producenter av förnybar el är exakt information om efterfrågan sannolikt inte av lika stor betydelse. Det viktiga för producenten är att denne får elcertifikat för den el som produceras och att den intäkt som producenten erhåller vid försäljning av elcertifikat är tillräcklig för att motivera fortsatt produktion. Prisutvecklingen på elcertifikatmarknaden drivs av den aktuella och framtida ambitionsnivån i systemet, det vill säga av själva nivån på kvoten samt av utbudet på elcertifikat. Eftersom ett procentmål delvis kan uppnås med minskad elanvändning kan den faktiska efterfrågan variera med en kvot som uttrycks i andel av elanvändning. Stödnivåfluktuationer i elcertifikatsystemet motverkas dock med ett procentmål genom att elanvändarna kan anpassa sig till eventuella utbudsvängningar och därigenom mildra volatiliteten på marknaden.

För de kvotpliktiga elanvändarna (elleverantörerna) skapar ett TWh-mål en osäkerhet om framtida behov och kostnad (både på kort och på lång sikt). Detta gäller speciellt om en ”myndighet” varje år ska prognostisera elanvändning och översätta detta i procentuella kvoter samt justera för måluppfyllelsen under föregående period. Om en dylik implementeringsprocess används uppstår en osäkerhet om efterfrågan varje år vilket inte är önskvärt för någon part på marknaden. Eftersom kvotplikten ligger på elanvändarna är ett konsumtionsmål mer tydligt för de kvotpliktiga än ett produktionsmål. Det är vidare naturligare att uttrycka ett konsumtionsmål som en andel av elanvändning (procent) än i termer av ny produktion (TWh). Ett procentmål är också i linje med EU:s nationella vägledande mål.

Totalt sett bör dock förutsägbarheten vara god med båda typerna av kvoter givet att de fastläggs för en längre tidsperiod och inte justeras årligen. Valet mellan TWh- respektive procentmål kan i detta sammanhang sägas vara ett val mellan i första hand investerarförutsägbarhet och förutsägbarhet för de kvotpliktiga. Ett TWh-mål kan översättas till årliga procentmål och vice versa.

Träffsäkerhet

Ett TWh-mål ger enbart incitament till ökad elproduktion medan ett procentmål kan uppnås genom ökad elproduktion och genom förändrad elanvändning. Det vill säga, ett TWh-mål kan enbart nås genom ökad elproduktion och kan därför sägas vara tydligare kopplat till ett slutligt kvantitativt mål. Med ett andelsmål kan träffsäkerheten/måluppfyllnaden vara god i procentuella termer men behöver inte nödvändigtvis vara det i absoluta termer (TWh).

Dock kan varken TWh-mål eller procentmål garantera kvotpliktsuppfyllnad. Båda typerna av mål kan leda till kvotpliktsunderskott. Kvotpliktsuppfyllnaden beror på

huruvida målet (i TWh eller procent) är rimligt med hänsyn till vad som är praktiskt möjligt med avseende på produktionsutbyggnad och på incitamenten till kvotpliktsuppfyllnad. Incitamenten till kvotpliktsuppfyllnad beror i sin tur på sanktionsutformningen i elcertifikatsystemet, det vill säga kvotpliktsavgiften. Det är kvotpliktsavgiften som ”gör” kvotplikten tvingande om den utformas på ett sätt som gör det ofördelaktigt att välja denna avgift i stället för att uppfylla kvotplikten. Energimyndigheten (2004a) identifierar i rapporten för etapp 1 i översynen av elcertifikatsystemet följande tänkbara orsaker till att de kvotpliktiga väljer att ta kvotpliktsavgiften istället för att uppfylla kvotplikten:

- Brist på elcertifikat (inbyggt i elcertifikatsystemet).
- Prisnivå på elcertifikat överstiger kvotpliktsavgiften (underskott på elcertifikat).
- Strategiska skäl baserat på förväntningar om priser och framtida utbud på elcertifikat.
- Okunskap om systemet och oengagemang, det vill säga att transaktionskostnaderna för att lära sig systemet och dessutom använda det överskrider ”vinsten” av att använda systemet.

De kraftfullaste incitamenten till kvotpliktsuppfyllnad torde en rörlig kvotpliktsavgift som är högre än priset på elcertifikat ge. Därav förespråkar Energimyndigheten att kvotpliktsavgiften kopplas till det genomsnittliga elcertifikatpriset och sätts som en procentsats (150 procent) av det vägda genomsnittliga elcertifikatpriset under ett år.

Ingen av utformningarna kan sägas garantera måluppfyllnad eftersom investeringsbeslut beror på annat utöver själva kvotplikten. Exempelvis stödnivå, långsiktigheten i systemet, den trovärdighet som systemet skapar gentemot investerare, banker etc. Långsiktigheten bestäms av livslängden på systemet och för hur många år kvoterna fastställs och inte på exakt kvotutformning. Ett TWh-mål garanterar en viss efterfrågenivå men tenderar sannolikt att skapa fluktuerande stödnivåer.

Sammanfattningsvis bör fokus avseende elcertifikatsystemets träffsäkerhet läggas på att utforma systemet som helhet så att det ger så starka incitament till kvotpliktsuppfyllnad som möjligt inom ramen för långsiktiga och rimliga kvotnivåer samtidigt som det skapar en trygghet för de aktörer som påverkas av systemet.

Praktisk implementering av årlig kvotplikt

Ur praktisk synvinkel finns det uppenbara problem med att införa ett TWh-mål i och med att detta måste fördelas på de kvotpliktiga. I Norge föreslås NVE fördela TWh-kvotplikten i procentuella termer baserat på prognostiserad (beräkningsrelevant) elanvändning med avräkning gentemot faktisk elanvändning (OED, 2004b). NVE föreslås i januari varje år ge besked om definitiv procentkvot för föregående kvotperiod samt preliminär procentkvot för innevarande kvotperiod. I

sin rapport föreslår NVE vidare att kvotplikten kan justeras gentemot måluppfyllnaden under föregående period (NVE, 2004).

Att göra en prognos över elanvändningen varje år är svårt och resurskrävande. Denna prognos kommer sannolikt aldrig att överensstämja med faktisk elanvändning. Som framgår ovan varierar elanvändningen avsevärt varje år (speciellt i Norge) och beror i mångt och mycket på klimatförhållanden som i sig är svåra att förutsäga. Klimatförhållandena påverkar även utbudet på elcertifikat. Därav är det sannolikt att den procentuella fördelningen av TWh-målet inte kommer att överensstämja med det faktiska utfallet under året vilket skapar en osäkerhet om (åtminstone kortsiktigt) elcertifikatbehov för såväl producenter, investerare och kvotpliktiga. Även om denna osäkerhet i viss utsträckning motverkas av möjligheterna att under årets första månader låna elcertifikat från nästkommande kvotperiod är ett procentmål enklare att praktiskt implementera.

En årlig justering av kvoterna med avseende på föregående års kvotpliktsuppfyllnad innebär i praktiken att kvoterna sätts varje år vilket inte är önskvärt för någon aktör på elcertifikatmarknaden. Det är inte heller i linje med den uppfattning Regeringen tidigare uttryckt. I Regeringens proposition 2002/03:40 motiveras nuvarande kvotpliktsutformning så här (s. 113-115):

”Kvotplikten, dvs. det antal elcertifikat som den som hanterar kvotplikten skall inneha på sitt certifikatkonto den 1 april varje år för att slippa att betala kvotpliktsavgift skall kunna beräknas år för år och kvotens utveckling bör också kunna utläsas av dem som hanterar kvotplikten. [...] Att kvotplikten fastställs för en längre tidsperiod är viktigt för systemets stabilitet och innebär att elproducenterna och de som hanterar kvotplikten har möjlighet att förutse kvotpliktens utveckling över tiden. Ett system som innebär årliga justeringar av kvotplikten tillgodoser inte dessa grundläggande krav.”

Dessa principer bör även fortsättningsvis vara vägledande.

Kommunicerbart gemensamt mål

Utformningen av kvotplikten bör samordnas om en gemensam elcertifikatmarknad införs eftersom kvotplikten i sig är den mest grundläggande beståndsdelen i ett elcertifikatsystem med tvingande ålägganden på vissa parter. Även om de relativa effekterna kan anses vara begränsade finns det ur kommunikations- och tydlighetssynpunkt ett värde i att harmonisera kvotpliktsutformningen. Om ett land väljer procentmål och det andra TWh-mål är den information som ges till aktörerna i de två systemen olika. I ett land ges vidare en större flexibilitet i kvotpliktsuppfyllnaden. Detta kan antas snedvrida ”konkurrensen” mellan systemen.

Det kan finnas fördelar från politiskt håll i att kommunicera ett gemensamt TWh-mål, då främst gentemot investerare och i syfte att tydligt motivera ett långsiktigt

system mot allmänheten. Frågan är dock om inte ett årligt icke-bindande planeringsmål uttryckt i TWh ger en tillräckligt stark signal i detta sammanhang.

EU:s nationella vägledande mål för ökad förnybar elproduktion är uttryckta i termer av andel av elanvändning. Med en kvotplikt på elanvändare är också ett konsumtionsmål, som mer naturligt uttrycks i andel av elförbrukning, det mest rimliga. I detta sammanhang bör därför frågan om varför slutmålet i systemet överhuvudtaget måste uttryckas i TWh annat än i planeringstermer väckas.

Med en internationalisering av elcertifikatmarknaden bör också hänsyn tas till tredje parts inträde på marknaden. Givet att sannolikheten är stor att tredje part skulle härröra från EU har detta land ett EU-mål uttryckt i termer av användning. Därav finns det en naturlig förutsättning för en större fokusering på användning och börda (andelsmål), snarare än på rena produktionsmål.

Procentmål medför också att efterfrågesidan i systemet ges möjlighet att reagera på de signaler som kostnaden för elcertifikat ger elanvändarna (möjligt att anpassa elkonsumtion). I detta avseende finns ytterligare en koppling gentemot EU:s mål när det gäller energieffektivisering.

Diskussion

I Tabell 2 sammanfattas diskussionen ovan.

Tabell 2 För- och nackdelar med ett TWh-mål istället för ett procentandelsmål

Fördelar	Nackdelar
• Tydligare kopplat till kvantitativt slutmål • Mer förutsägbart för investerare med avseende på framtida efterfrågan • Påverkas ej av variationer i elanvändning • Kan vara tydligare att kommunicera med en gemensam marknad	• Mer oelastisk efterfrågan ger sannolikt större prissvängningar på elcertifikat (fluktuerande stödnivå) • Mindre flexibelt och förutsägbart för kvotpliktiga • Måste fördelas mellan kvotpliktiga • Svårare att implementera och underhålla • Ej naturligt kopplat till konsumtion (kvotplikt) • Ej kopplat till EU:s nationella vägledande mål (tredje part)

Med hänsyn till en utökad elcertifikatmarknad är detta dock sammantaget något som sannolikt inte måste samordnas. Det torde gå att uppnå ett väl fungerande utbyte av elcertifikat även om implementeringen av kvotplikten skiljer sig åt.

6.2.4 Kvotpliktsavgiften

Som nämnts ovan kan incitamenten till kvotpliktsuppfyllnad direkt kopplas till sanktionsutformningen (kvotpliktsavgiften) i elcertifikatsystemet. Det är kvot-

pliktsavgiften som i praktiken gör kvotplikten tvingande. Ett korrekt utformat sanktionssystem är därför en förutsättning för att garantera att efterfrågan upprätthålls i elcertifikatsystemet.

I det svenska elcertifikatsystemet är kvotpliktsavgiften satt till 150 procent av det vägda genomsnittspriset på elcertifikatmarknaden under perioden 1 april till 31 mars. Under 2003 och 2004 sattes ett tak på kvotpliktsavgiften på 175 respektive 240 kronor. Energimyndigheten bedömde i översynen av elcertifikatsystemet att en förlängning av detta tak vore olyckligt framförallt eftersom det tenderar att styra prissättningen på elcertifikatmarknaden (Energimyndigheten, 2004a). Energimyndigheten anser vidare att den rörliga utformning som gäller framöver rimligen endast i begränsad utsträckning kommer att påverka prisbildningen på elcertifikatmarknaden och att den därför bör behållas. I det norska förslaget till elcertifikatsystem anges att kvotpliktsavgiften bör sättas som en funktion av det genomsnittliga elcertifikatpriset på elcertifikatmarknaden under året (OED, 2004b). Exakt hur denna funktion är tänkt att se ut anges inte i detalj.

Även om kvotpliktsavgiften har en rörlig utformning fungerar den i praktiken som ett takpris för prissättningen på elcertifikat eftersom den anger alternativkostnaden för de kvotpliktiga att inte uppfylla kvotplikten. Mozumder och Marathe (2004) påpekar i detta sammanhang att även om olika nivåer på kvotpliktsavgiften är fullt möjliga på en integrerad elcertifikatmarknad tenderar den lägsta sanktionsavgiften (takpriset) att dominera marknaden. Detta innebär att det inte spelar någon roll om kvotpliktsavgiften varierar mellan de olika systemen, den lägsta kvotpliktsavgiften kommer att fungera som ett pristak på hela marknaden (se också Ek m fl., 2004). Därför är det att föredra att kvotpliktsavgiften samordnas mellan elcertifikatsystemen och sätts på en (gemensam) nivå som ger önskvärda incitament till kvotpliktsuppfyllnad.

Det finns en inbyggd målkonflikt vid bestämmande av nivån på sanktionen. Å ena sidan kan kvotpliktsavgiften användas för att skydda konsumenterna från allt för höga elcertifikatkostnader medan den å andra sidan ska fungera som tvångsmedel som ger incitament till kvotpliktsuppfyllnad. Ek m fl. (2004, s. 41) kommer till följande slutsats i detta avseende:

”I förhandlingarna mellan Sverige och Norge om en gemensam certifikatmarknad är det därför viktigt att länderna har en samstämmig syn på vilken roll pristaket ska spela. I det fall man bestämmer sig för en straffavgift bör denna sättas högt. I praktiken är det väl ganska troligt att båda länderna kommer att vara intresserade också av den ”konsumentskyddande” aspekten av pristaket, men även då är det en rad viktiga frågor som måste behandlas. Kombinationen av ett relativt lågt pristak och en prisoelastisk certifikatefterfrågan [kan lätt] leda till att pristaket blir prisstyrande, och att detta gör att kvotplikten tappas sin roll som fungerande policyparameter. Risken blir då att certifikatsystemet övergår till att fungera som ett ineffektivt fastprissystem. Här står med andra ord länderna inför en situation där

de måste göra en avvägning mellan att å ena sidan sätta pristaket tillräckligt högt för att det inte ska vara prisstyrande och tillräckligt lågt för att inte konsumenterna ska drabbas av för höga elpriser. De båda länderna kan ha olika politiska ställningstaganden i denna fråga, men det är viktigt att en långsiktigt hållbar överenskommelse kan nås.”

6.3 Utbud av elcertifikat

6.3.1 Elcertifikatberättigad elproduktion

I det svenska elcertifikatsystemet är de energislag som kan erhålla certifikat el producerad med vindkraft, solenergi, vågenergi, torv (från och med april 2004), vissa biobränslen samt viss vattenkraft (främst småskalig och effekthöjningar i den storskaliga). Enligt det norska lagförslaget (OED, 2004a) kan nätansluten elproduktion från vattenkraft, vindkraft, solenergi, havsenergi, geotermisk energi samt bioenergi tilldelas elcertifikat. OED anger att utgångspunkten för förslaget är att utformningen inte ska reducera underlaget för värdeskapande i Norge och inte bör leda till ineffektivt utnyttjande av värdefulla naturresurser (OED, 2004b). Tydligt är att de norska lagförslaget i detta sammanhang är mer generellt och ställer mindre krav på biobaserad respektive vattenkraftsbaserad elproduktion. Det norska lagförslaget kopplas vidare till förnybardirektivet (Direktiv 2001/77/EG). OED anser att genom att utgå från detta direktiv i definitionen av elcertifikatberättigad elproduktion öppnas möjligheter för tredje part att ansluta sig till systemet. Kommerskollegium som har utrett de EG-rättsliga aspekterna av en utvidgad elcertifikatmarknad (se kapitel 10) rekommenderar att de definitioner som framgår av direktivet bör följas så nära som möjligt. Detta eftersom de positiva effekterna av systemet annars kan antas minska och förutsättningarna för alla att delta i systemet riskerar att inte anses som tillräckligt harmoniserade (om inte direktivet följs). I Tabell 3 presenteras de generella definitioner som ges i förnybardirektivet.

Tabell 3 Definitioner enligt förnybardirektivet

Typ	Definition
Förnybara energikällor	Förnybara icke-fossila energikällor (vindkraft, solenergi, jordvärme, våg- och tidvattenenergi, vattenkraft, biomassa, deponigas, gas från avloppsreningsanläggningar och biogas).
Biomassa	Den biologiskt nedbrytbara fraktionen av produkter, avfall och rester från jordbruk (både vegetabiliska och animaliska ämnen), skogsbruk och närstående industrier samt den biologiskt nedbrytbara fraktionen av industriavfall och kommunalt avfall.
El producerad från förnybara energikällor	Elektricitet producerad i kraftverk där enbart förnybara energikällor används, liksom den andel av elektriciteten som produceras från förnybara energikällor i hybridkraftverk som också använder konventionella energikällor, samt den el producerad från förnybara källor som används för att fylla lagringssystemen, undantaget den el som produceras som ett resultat av lagringssystem.
Elanvändning	Nationell elproduktion, inbegripet egenproduktion, plus importerad el minus exporterad el (nationella bruttoelanvändningen).

Källa: Direktiv 2001/77/EG

Ur ett internationellt perspektiv är det sannolikt en förutsättning att alla elcertifikat som handlas på elcertifikatmarknaden kan lösas in i alla system och säkerställs bära samma värde. En begränsning av elcertifikatens giltighet, baserat på typ av bränsle, mellan systemen skulle innebära en handelsrestriktion (se exempelvis Mozumder och Marathe, 2004) och skulle skapa elcertifikat med olika värden. Därav bör diskriminering utifrån förnybardirektivet endast ske med avseende på den i det egna landet tillåtna produktionen av el från förnybara energikällor. Även om förnybardirektivet följs kommer individuella länderbegränsningar att påverka det totala utbudet på elcertifikatmarknaden. Om en viss typ av elproduktion undanhålls elcertifikatmarknaden kommer detta att verka prishöjande och leda till ett mindre effektivt utnyttjande av befintliga resurser på den gemensamma marknaden. OED framhåller till exempel i kommentarerna till lagförslaget (OED, 2004b, s. 11) att:

”Vesentlige ulikheter i Norge og Sverige med hensyn til hvilke energikilder som skal gi rett til elsertifikater vil føre til at man ikke får utnyttet effektivt landenes energikilder. Det er ulikhetene i naturgrunnlaget som skaper gevinster ved å etablere et internasjonalt samarbeid om satsingen på fornybar elektrisitet. For Norges del er det viktig at avgrensingen av sertifikatberettiget produksjon ikke blir særlig smalere enn i Sverige fordi vi da i større grad vil finansiere utbygging av fornybar produksjon i Sverige. En slik smal avgrensning i Norge vil også gi høyere import av kraft.”

I praktiken är det svårt att se att olikheter på vad som avses med elcertifikatberättigad produktion skulle skapa allvarliga störningar på den gemensamma elcertifikatmarknaden. På den nordiska elmarknaden säljs till exempel el av olika ursprung (exempelvis dansk kolkraft och norsk vattenkraft) vid en viss tidpunkt till samma pris. Det torde vara fullt möjligt att implementera samma princip på en internationell elcertifikatmarknad. Dock kan det av legitimitetsskäl finnas anledning att undvika alltför stora olikheter i vad som berättigar till elcertifikat. Ek m fl. (2004, s. 43) ger utifrån sin analys av i detta avsnitt berörda frågeställningar följande rekommendationer:

”(a) handeln med certifikat över gränserna bör vara så enkel och transparent som överhuvudtaget är möjligt; (b) det finns inget ”marknadstekniskt” skäl att tillämpa exakt samma nationella definitioner på vad som utgör certifikatberättigad produktion så länge båda länderna accepterar varandras definitioner; men (c) dessa acceptansfrågor kommer dock i praktiken att vara ganska hett debatterade och för att undvika alltför långtgående spänningar bör inte definitionerna skiljas åt för mycket.”

I Sverige diskrimineras inte mellan befintlig och ny produktion medan den föreslagna elcertifikatordningen i Norge med vissa undantag fokuserar på ny produktionskapacitet med byggstart efter 1 januari 2004. I praktiken innebär detta att norska kvotpliktiga kommer att på den gemensamma marknaden få subventionera befintliga svenska anläggningar vilket kan anses orättvist och i förlängningen skapa ytterligare legitimitetsproblem. Norge kan å andra sidan dra nytta av den betydande likviditet som redan finns på den svenska marknaden.

Sammanfattningsvis, bör den definition av förnybart som ges av förnybardirektivet, främst med hänsyn till tredje part, vara styrande för valet av elcertifikatberättigad produktion i de system som verkar på den gemensamma marknaden. Individuella begränsningar i deltagande länders lagstiftning utifrån det direktivet medger är möjliga och leder sannolikt inte till avsevärda marknadsstörningar så länge varje elcertifikat som kan handlas på den gemensamma marknaden kan lösas in i respektive system och är bärare av samma värde. Dock bör ur legitimitetsynpunkt väsentliga skillnader mellan systemen i detta avseende undvikas.

6.3.2 Livslängd på anläggningar i elcertifikatsystemet²⁵

För närvarande finns ingen egentlig begränsning när det gäller hur länge en produktionsanläggning kan erhålla elcertifikat inom ramen för det svenska elcertifikatsystemet. Dock har såväl Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som Energimyndigheten tidigare diskuterat frågeställningen. Inom ramen för översynen av elcertifikatsystemet påpekar Energimyndigheten (2004b, s. 9) att:

²⁵ Elcertifikatmarknaden förutsätts i detta avsnitt vara en väl fungerande marknad där elcertifikatpriserna sätts av marginalproduktionen i systemet. För enkelhetens skull antas vidare att ingen möjlighet till sparande eller lånande ges samt att ingen annan möjlighet till anpassning av efterfrågenivån existerar (fullständigt prisokänslig efterfrågan). Diskussionen i detta avsnitt bortser vidare ifrån så kallade allokering förluster.

”[...] det finns anledning att vidare analysera en begränsning av tiden en anläggning kan erhålla elcertifikat och därmed även fasa ut befintliga anläggningar ur systemet. Frågan kräver ytterligare utredning och kommer tas upp i Energimyndighetens uppdrag att utvärdera en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad.”

NVE (2004, s. 9) kommer i sin tur fram till att:

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

I det norska lagförslaget anges att godkända produktionsanläggningar kan tilldelas elcertifikat under en samlad period av 10 år (OED, 2004a). Detta motiveras i kommentarerna till lagförslaget (OED, 2004b, s. 14):

”En inntektsstrøm i en tilstrekkelig lang periode er nødvendig for å skape investeringsvilje, og en tildelingsperiode på 10 år antas å ivareta dette hensynet. Dersom elsertifikatprisen varierer over tid vil en tildelingsperiode på 10 år også begrense investors risiko.”

I detta avsnitt diskuteras hur en begränsning av anläggningars livslängd i elcertifikatsystemet påverkar elcertifikatmarknaden samt i vilken utsträckning detta är något som måste samordnas på en utökad elcertifikatmarknad. Inledningsvis sammanfattas tidigare argumentation framförd från NVE respektive Energi-myndigheten.

NVE:s respektive Energimyndighetens argumentation

I NVE:s rapport framförs följande argumentation kring begränsningar i tilldelningsperioden för elcertifikatberättigade anläggningar:

- En förutsägbar intäktsström över en tillräcklig period är nödvändig för att skapa investeringsvilja.
- Från aktörshåll hävdas att tillfredsställande avkastning på investerat kapital bör säkerställas på 10-15 års sikt.
- Delar av branschen framhåller att de har problem med att få projektfinansiering som överstiger 10 år.
- Även om projektet ger intäkter i 25 år, vill investeraren, för att undvika likviditetsproblem, ha tillräckliga intäkter för att avbetala huvuddelen av lånet under den första tioårsperioden.
- Priset på elcertifikat är nära kopplat till hur många år en anläggning tilldelas elcertifikat.

- Med för kort tilldelningsperiod blir elcertifikatpriset orimligt högt och med en för lång tilldelningsperiod blir elcertifikatpriset för lågt för att åstadkomma lånefinansiering vilket medför likviditetsproblem för projektören.
- En lösning där elcertifikat tilldelas för olika antal år baserat på lönsamhet är icke önskvärd eftersom den kräver specifik kunskap om enskilda projekt.
- Tilldelningsperioden bör överensstämma med längden på eventuell lånefinansiering.
- En tilldelningsperiod på mellan 10 och 15 år är i överensstämmelse med finansieringsförutsättningar.

NVE påpekar vidare att en närmare värdering krävs vad avser beräknade utbudskurvor och kvotpliktsnivåer för att säkerställa en stabil prisutveckling. Vidare bör hänsyn tas till energipolitiska mål vad avser utbyggnad samt till kostnaden för de kvotpliktiga. Kostnaden för de kvotpliktiga påverkas (speciellt med en upptrappning av kvotplikten) starkt av valet av tilldelningsperiod och kvotpliktsnivå.

Energimyndigheten ser i rapporten ”Översyn av elcertifikatsystemet – Delrapport etapp 2” främst följande argument för och emot en begränsning på elcertifikattilldelningen (Energimyndigheten, 2004b):

- Idag lönsamma anläggningar bör inte få stöd, systemet ska främja nyinvesteringar.
- Kostnaden för de kvotpliktiga (kan) minskas.
- Anläggningar kan sluta producera el eller konvertera till ett fossilt bränsle när de fasas ut ur systemet.
- Kvoter måste justeras för anläggningar som försvinner ur systemet vilket medför osäkerhet kring långsiktiga kvotnivåer.

Energimyndigheten framhåller vidare att följande faktorer måste utredas närmare för att en tidsbegränsning av anläggningars livslängd ska vara praktiskt genomförbar:

- Vilket kriterium ska gälla för tidsbegränsningen (antal år, antal driftstimmar, antal fullasttimmar och sålda certifikat)?
- Hur länge ska anläggningar tilldelas certifikat?
- Hur och med vilka kriterier ska gamla anläggningar fasas ut ur systemet?
- Hur ska nyinvesteringar hanteras?
- Hur ska information om produktionsvolym och vilken kapacitet som försvinner ur systemet hanteras och spridas till marknadens aktörer?
- Hur påverkar en eventuell begränsning aktörernas agerande vad gäller investeringar?
- Vilka produktionsslag gynnas respektive missgynnas vid olika konstruktioner av tidsbegränsningen?

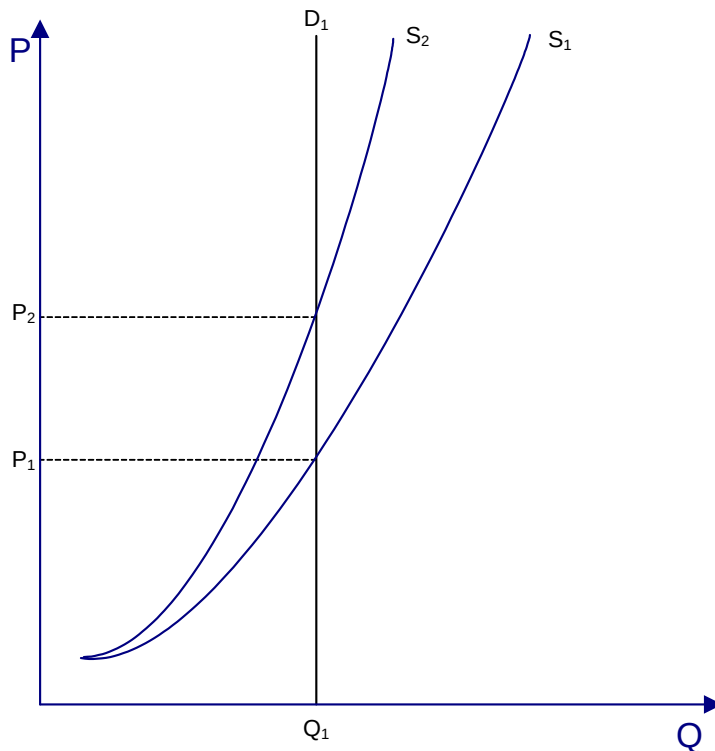
- Vilka effekter får en eventuell tidsbegränsning av tilldelning för biobränsle-användningen med beaktande av andra styrmedel som handel med utsläppsrätter och koldioxidskatt?

I detta kapitel görs ingen specifik analys vad avser dessa frågeställningar eftersom det inte är i linje med uppdraget. Dock bör dessa frågeställningar undersökas närmare innan ett beslut om införande av begränsning av anläggningars livslängd i elcertifikatsystemet fattas. Fokus i diskussionen som följer ligger på teoretiska såväl som praktiska effekter på elcertifikatmarknaden utav en livslängdsbegränsning samt på huruvida detta är något som bör samordnas mellan olika elcertifikatsystem vid en utökad elcertifikatmarknad.

Kortsiktig effekt på elcertifikatmarknaden av införande av begränsningar i anläggningars livslängd

En begränsning i anläggningars livslängd i elcertifikatsystemet kommer allt annat lika att vara prishöjande på elcertifikatmarknaden genom att en given anläggning måste vara självbärande före produktionsanläggningen fasas ut ur systemet (avkortad återbetalningsperiod). Med obegränsad livslängd kan producenterna av förnybar el fortsätta producera el till en intäkt som motsvarar elpris plus elcertifikatpris under en obestämd tid. Detta är inte möjligt i ett system där tilldelningen begränsas.

Figur 6 visar hur ett införande av begränsad livslängd på anläggningar i elcertifikatsystemet påverkar prisenivån på elcertifikatmarknaden. Utan begränsningar ges utbudet av nivå S_1 , vilket med en kvot på Q_1 ger ett elcertifikatpris på P_1 . När en begränsning införs ökas avkastningskraven för (åtminstone) vissa anläggningar i systemet. Detta medför att utbudskurvan blir mindre priskänslig (på grund av ökade marginalkostnader) och förflyttas till vänster (S_2). Ju kortare tilldelningsperiod, desto större effekt får begränsningen på utbudet. Med oförändrad kvotnivå ger detta ett jämviktspris på elcertifikatmarknaden på P_2 .



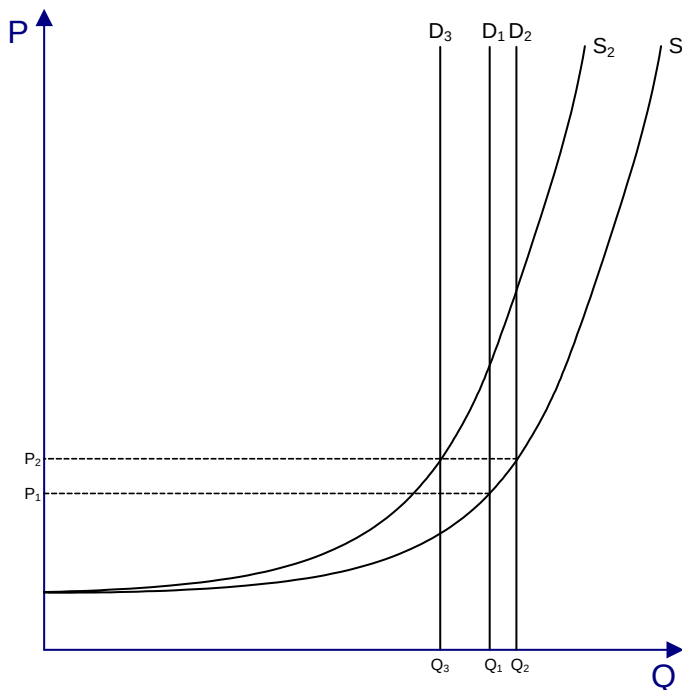
Figur 6 Effekt på elcertifikatmarknaden av begränsningar i anläggningars livslängd

På kort sikt medför själva införandet av en begränsning i anläggningars livslängd i systemet en högre prisnivå på elcertifikatmarknaden och en högre kostnadsnivå för de kvotpliktiga. Med ett mindre priskänsligt utbud kommer en ökande kvotnivå också att leda till relativt större prisökning. Den totala kostnaden för de kvotpliktiga behöver dock inte bli högre då de bara behöver stödja en given anläggning en given period. Det vill säga, det behöver inte totalt sett bli dyrare för de kvotpliktiga än i ett (långsiktigt) system med obegränsad livslängd på anläggningarna i systemet eftersom de investeringar som ska finansieras är lika stora oavsett livslängden i systemet. Det är bara hur snabbt investeringarna måste återbetalas som påverkas av tilldelningsbegränsningar. Snarare torde den totala kostnaden för de kvotpliktiga på lång sikt bli lägre eftersom de inte behöver stödja anläggningar som är kommersiellt lönsamma under en obestämd tid. Med en begränsning på anläggningars tilldelningsperiod är det vidare sannolikt att investeringar som långsiktigt (på längre sikt än vad begränsningen medger) varit lönsamma aldrig realiserar.

Effekt på elcertifikatmarknaden av att anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet

I Figur 7 visas effekten på elcertifikatmarknaden av att anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet. I utgångsläget representeras utbudet på elcertifikatmarknaden av nivån S_1 . Kvotnivån är Q_1 vilket ger en efterfråga på D_1 . Jämviktspriset på elcertifikatmarknaden är då P_1 . Utan någon tilldelningsbegränsning leder en årlig kvotnivåökning, exempelvis till Q_2 (D_2), till ett högre jämviktspris (P_2).

När anläggningar fasas ut är det sannolikt att de billigaste anläggningarna i systemet är de som först försvinner ut ur systemet eftersom dessa anläggningar var de som först kom in på elcertifikatmarknaden (givet att systemet är teknikneutralt och fungerar kostnadseffektivt). Det medför att utbudskurvan förskjuts parallellt till vänster, S_1 till S_2 (utbudet på elcertifikatmarknaden minskar). Även kvotnivån anpassas nedåt för att ta hänsyn till det minskade utbudet, från Q_1 till Q_3 (D_1 till D_3). I detta exempel förutsätts att kvotnivåerna inte fullt ut anpassas för att matcha utbudsminskningen när befintliga anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet, det vill säga det finns en ökande ambitionsnivå i systemet (motsvarande skillnaden mellan Q_1 och Q_2). Jämviktspriset blir i detta fall P_2 . Kostnaden för de kvotpliktiga blir därav alltid lägre när anläggningar fasas ut ur elcertifikatsystemet och kvotnivån anpassas för att ta hänsyn till detta; priset på elcertifikat påverkas ej men eftersom kvotnivån är lägre blir den totala kostnaden för de kvotpliktiga lägre.²⁶



Figur 7 Effekt på elcertifikatmarknaden av att anläggningar fasas ut ur systemet

²⁶ Det blir aldrig dyrare för de kvotpliktiga när det sker en fullständig anpassning av kvotnivån (konstant ambitionsnivå) för att kompensera för de anläggningar som fasas ut. Med en icke fullständig anpassning av ambitionsnivån (ökande ambitionsnivå) kan den totala kostnaden för kvotpliktisuppfyllnad öka när anläggningar fasas ut. Den totala kostnadseffekten för de kvotpliktiga beror på marginalkostnaden för den förnybara elproduktion som blir prissättande på elcertifikatmarknaden när anläggningar fasas ut. Om denna marginalproduktion är avsevärt dyrare än den produktion som tidigare var prissättande på elcertifikatmarknaden kan det, med ökande ambitionsnivå, totalt sett bli dyrare för de kvotpliktiga även om kvotnivån anpassas nedåt för att kompensera för den lägre utbudsnivån.

Diskussion

I syfte att kunna koppla den teoretiska diskussionen ovan till ”faktiska” förhållanden på den svenska elcertifikatmarknaden har en utbudskurva för förnybar elproduktion i det svenska elcertifikatsystemet konstruerats (jämför SOU 2001:77). Detta utifrån faktisk produktion under systemets första år samt de produktionskostnads- och potentialbedömningar som presenteras i Energimyndighetens etapp 2-rapport i översynen av elcertifikatsystemet (Energimyndigheten, 2004b). I rapporten presenteras potentialbedömningar för 2010, 2012 och 2015. Energimyndigheten bedömer att den förnybara elproduktionen (inklusive befintlig produktion) i elcertifikatsystemet 2015 kan uppgå till cirka 25,5 TWh, varav:²⁷

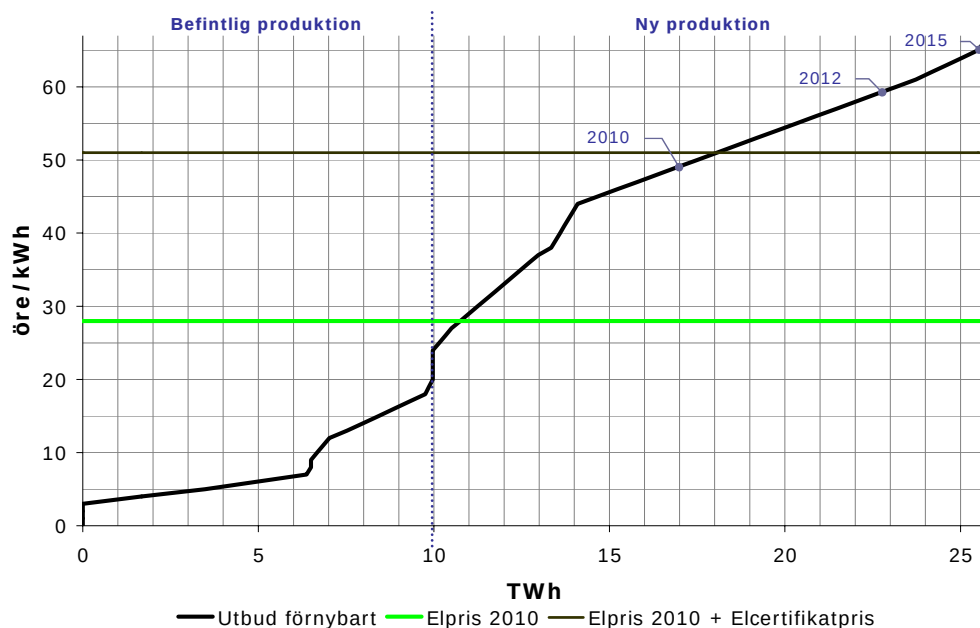
- Vindkraft 10 TWh (begränsas av planeringsmålet).
- Biobaserad kraftvärme 6 TWh.
- Biobaserat industriellt mottryck 7 TWh.
- Vattenkraft 2,5 TWh.

Den potentiella utbudskurvan (Figur 8) ger en tänkbar ögonblicksbild för det långsiktiga utbudet i elcertifikatsystemet vid olika pris- och stödnivåer på el- respektive elcertifikatmarknaden. Utbudskurvan begränsas (uppåt) av produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft.

Investeringar i ny produktion baseras på förväntningar om framtida elpris och stödnivå. Energimyndigheten uppskattar det genomsnittliga elpriset 2010 till 28 öre per kWh. Den nuvarande prisnivån på elcertifikatmarknaden kan, givet ökande ambitionsnivå i systemet, sägas utgöra en försiktig uppskattning av framtida stödnivå. För närvarande är marknadspriset på elcertifikat cirka 230 kronor (för leverans till och med mars 2005), vilket motsvarar en stödnivå på 23 öre per kWh (Svensk Kraftmäklare, 2004).²⁸

²⁷ Den elcertifikatberättigade produktionen under elcertifikatsystemets första 12 månader uppgick till cirka 10 TWh. Befintlig produktion före elcertifikatsystemet trädde i kraft uppskattades i förarbetena till 6,1-6,5 TWh (se SOU 2001:77; prop. 2002/03:40).

²⁸ I en mer komplett analys bör även hänsyn tas till effekter på icke-förnybar elproduktion, det vill säga effekter på all elproduktion på den nordiska elmarknaden bör värderas.



Figur 8 Potentiell utbudskurva för förnybar elproduktion i det svenska elcertifikatsystemet²⁹

Källor: Energimyndigheten, 2004b; SKM, 2004.

Med avseende på svenska förhållanden finns det även på sikt (med ökande kvotnivåer) en relativt stor andel befintliga anläggningar med förhållandevis låga produktionskostnader i elcertifikatsystemet. Införandet av en tilldelningsbegränsning kommer att medföra att utbudskurvan för nya anläggningar blir brantare genom att återbetalningsperioden avkortas. Med en relativt stor andel befintliga anläggningar kommer kvot Anpassningen om dessa anläggningar fasas ut samtidigt att vara avsevärd (minst 6,5 miljoner elcertifikat försvinner). Detta ställer också krav på att anpassningen av kvotnivån, med ökande ambitionsnivå i systemet, är någorlunda i proportion till den produktionskapacitet som fasas ut. Givet att anpassningen av kvotnivån är tillräcklig och marginalproduktionen som blir prissättande på elcertifikatmarknaden inte är avsevärt dyrare än den tidigare marginalproduktionen kommer en utfasning av anläggningar på den svenska marknaden sannolikt att ha en begränsat prishöjande effekt. Detta eftersom det inte torde förekomma några avsevärda kostnadsskillnader mellan nya anläggningar på de produktionsnivåer som då skulle bli prissättande (se Figur 8). De rörliga produktionskostnaderna för vind som sannolikt dominerar utbyggnaden av ny förnybar produktion i Sverige efter 2010 är också på en mycket låg nivå (Energimyndigheten, 2004b). I ett system där enbart ny produktion är elcertifikatberättigad är det dock mer sannolikt att prisseffekten blir marginell även om reella kostnadsskillnader existerar också mellan olika typer av ny produktion. Detta främst eftersom

²⁹ Eftersom fasta kostnader är att betrakta som irreversibla kostnader är det för befintlig produktion relevant att i analysammanhang utgå ifrån rörlig produktionskostnad, det vill säga kortsiktig marginalkostnad. För ny produktion måste såväl rörliga som fasta kostnader täckas för att investering ska ske. Därav avspeglar kostnaderna som används i Figur 8 för befintlig produktion kortsiktig marginalkostnad medan de kostnadsuppskattningar som presenteras för ny produktion representerar den långsiktiga marginalkostnaden.

utbyggnaden av anläggningar sannolikt kommer att vara spridd över åren. Betydande produktionsvolymen torde därför inte fasas ut ett givet år.

Ur investeringssynpunkt är en stabil prisnivå på elcertifikat (stödnivå) över tiden önskvärd. Därav är en ytterligare effekt som bör belysas i detta sammanhang huruvida elcertifikatutbudet kommer att bli mer volatilt, främst på grund av väderfaktorer, efter det att anläggningar fasas ut. Energimyndigheten (2004a) uppskattar den årliga väderbetingade variationen i elcertifikatsystemet till mellan 5 procent (kraftvärme) och 20 procent (vind och vatten).³⁰ I det svenska systemet domineras elcertifikatproduktionen för närvarande av befintliga biokraftanläggningar och över tiden förväntas främst vindkraftsproduktion komma in i systemet (Energimyndigheten, 2004b). Givet detta faktum är det sannolikt att en tilldelningsbegränsning skulle leda till större väderberoende fluktuationer i utbudet genom att de kraftslag som inte är väderberoende i större utsträckning kommer att fasas ut i ett tidigt skede. En motverkande faktor är i detta fall det faktum att begränsningen leder till ett mer prisökande utbud.

Generellt kommer en tilldelningsbegränsning att försvåra sättandet av långsiktiga kvoter vilket leder till osäkerhet för aktörerna på elcertifikatmarknaden. Beroende på hur begränsningen faktiskt utformas kommer den att påverka något olika. Till exempel ger en begränsning direkt kopplat till producerad el (driftstimmar/fullaststimmar/sålda elcertifikat) producenten själv en viss möjlighet att välja hur snabbt denne erhåller stöd. En dylik utformning begränsar dock möjligheterna till långsiktigt kvotsättande eftersom det ett givet år inte går att veta hur mycket produktion det kommer att finnas i framtiden. Med en begränsad tilldelning uttryckt i år, till exempel 15 år, kan kvoter fastställas maximalt 15 år in i framtiden. Detta eftersom kvotsättande myndighet måste veta hur mycket ny produktion som tillkommit under innevarande år för att bestämma kvoten 15 år in i framtiden. Längden på tilldelningsperioden påverkar också som framgår ovan utbudets priskänslighet och därigenom prisnivån på elcertifikatmarknaden.

Valet av tilldelningsperiod diskriminerar mellan olika typer av elproduktion, men effekten är tudelad. Till exempel kommer en ”kort” begränsning (uttryckt i år eller produktionsrelaterad) sannolikt att gynna mindre kapitalintensiva investeringar. Det vill säga, investeringar i produktion med relativt stor andel rörliga produktionskostnader. Å andra sidan kommer investeringar som traditionellt har längre teknisk och ekonomisk livslängd eventuellt tvingas korta sina avskrivningstider vilket driver upp produktionskostnaden under tilldelningsperioden och ger sämre konkurrensförmåga inom elcertifikatsystemet. Utifrån Skatteverkets allmänna råd om procentsatser för värdeminskningssavdrag för kraftverksbyggnader framgår att den ekonomiska livslängden för en investering i olika typer av kraftproduktion varierar avsevärt, se Tabell 4 (RSV 2003:6). Vindkrafts- och värmekraftsinvesteringar kan sägas ha en kort till medellång ekonomisk livslängd medan investeringar i vattenkraft har lång ekonomisk livslängd.

³⁰ Mottrycksproduktion är inte väderbetingad.

Tabell 4 Värdeminskningsavdrag för kraftverksbyggnader

Typ	Årlig värdeminskningstakt	Ekonomisk livslängd
Värmekraftsbyggnader	4 %	25 år
Vattenkraftsbyggnader	2 %	50 år
Vindkraftsbyggnader	5 %	20 år

Källa: RSV 2003:6

Investeringar som har svårt att uppvisa lönsamhet inom en i sammanhanget relativt kort period riskerar att efter tilldelningsperiodens utgång kräva stor refinansiering. Därav riskerar långsiktigt lönsamma investeringar få försämrade konkurrenskraft eller till och med slås undan av en alltför kort tilldelningsperiod. Det är följaktligen av vikt att längden på tilldelningsperioden är tillräcklig för att även möjliggöra investeringar i kraftslag som traditionellt har längre livslängd och avskrivningstid. Till exempel är det sannolikt att en relativt kort tilldelningsperiod på 10 år tenderar att gynna vindkraftsinvesteringar på bekostnad av nyinvesteringar i bio- och (främst) vattenkraftsbaserad produktion. En lång tilldelningsperiod kräver emellertid också garantier för att elcertifikatsystemet finns kvar under en längre tid.

Med hänsyn till Energimyndighetens rekommendation om att elcertifikatsystemet permanentas finns det skäl att på allvar diskutera en tilldelningsbegränsning eftersom anläggningar helt enkelt inte kan behöva stöd hur länge som helst (Energimyndigheten, 2004b). Om elcertifikatsystemet görs långsiktigt och till en bestående del av svensk energipolitik bör en tilldelningsbegränsning införas som ger förutsättningar för investeringar i ny produktion och samtidigt inte diskriminerar mellan olika förnybara energislag.

När det gäller internationell handel med elcertifikat är livslängden på anläggningar i respektive system sannolikt inte något som nödvändigtvis måste samordnas mellan olika nationella system för att handel med elcertifikat ska fungera mellan systemen. Huvudsaken är att det i respektive system tas hänsyn till eventuell utfasning av anläggningar i kvotsättandet. Eftersom införandet av en tilldelningsbegränsning verkar prishöjande finns det dock skäl att samordna detta på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Olikheter i detta avseende kommer att påverka den relativa konkurrenskraften mellan länderna. En kortare tilldelningsperiod i Norge än i Sverige kommer till exempel att göra norsk förnybar elproduktion relativt sett dyrare och mindre konkurrenskraftig. En kortare tilldelningsperiod i ett specifikt land torde därför leda till mindre investeringar i detta land.

6.3.3 Elcertifikatens giltighet, rättsliga status, värde och livslängd

Som berörts ovan är sannolikt en förutsättning för en väl fungerande elcertifikatmarknad att ett elcertifikat oavsett ursprung är bärare av samma värde samt är giltiga i alla system som är kopplade till den gemensamma marknaden. Elcertifikat är något som naturligt omsätts på finansiella marknader och den enda fysiska

kopplingen till den faktiska elproduktionen står att finna i det faktum att antalet elcertifikat som kan utfärdas ett givet år begränsas uppåt av den faktiska produktionen i elcertifikatberättigade anläggningar (Mozumder och Marathe, 2004). Relaterat till detta är hur ett elcertifikat definieras i respektive system på elcertifikatmarknaden. I Sverige anses elcertifikat utgöra ett finansiellt instrument. I Regeringens proposition 2002/03:40 (s. 51-59) görs följande bedömning:

”Elcertifikaten bör bedömas som finansiella instrument. [...] Ett finansiellt instrument definieras [i lagen (1991:980) om handel med finansiella instrument] som ett fondpapper och annan rättighet eller förpliktelse avsedd för handel på värdepappersmarknaden. [E]n viktig egenskap hos ett elcertifikat [är] att den som hanterar kvotplikten, och ser till att certifikatet annulleras, undgår skyldigheten att betala en kvotpliktsavgift. Sett utifrån dennes situation bör elcertifikaten därför anses vara bärare av en rättighet gentemot staten; genom annulleringen av certifikat fullgör den som hantlar kvotplikten sin kvotplikt och blir därigenom befriad från skyldigheten att betala den kvotpliktsavgift som annars skulle bli följden. [Certifikaten är därtill] avsedda att omsättas på en marknad. [Dessa två egenskaper (rättighet mot staten och avsedda att omsättas på en marknad) innebär att certifikaten] bör vara att bedöma som finansiella instrument.”

Finansinspektionen påpekar i sitt remissvar till elcertifikatutredningen att om elcertifikat inte definieras som finansiella instrument, måste företag som bedriver värdepappersrörelse erhålla sidoverksamhetstillstånd för att handla med elcertifikat och en eventuell marknadsplats för elcertifikat kan inte fås tillstånd enligt lagen om börs- och clearingverksamhet. Ur finansieringssynpunkt är det av vikt att ”finansiella” aktörer kommer in på marknaden. Dessa typer av aktörer kan också tillföra aktivitet i marknaden.

OED (2004a; 2004b) menar att norska elcertifikat inte täcks in av den definition av finansiella instrument som norsk lagstiftning medger. OED anser att elcertifikaten är att betrakta som allmänna omsättningsbara värdepapper (”förmögenhetsobjekt”) som endast delvis bör kopplas till norsk värdepapperslagstiftning. Det är oklart om detta innebär att elcertifikaten i Norge blir momspliktiga.

Momsfrågan är inte oviktig, till exempel påpekar Svensk Kraftmäkling i sitt veckobrev (SKM, 2004) att eftersom de norska certifikaten inte ges status som finansiella instrument kommer detta att komplicera den tänkta svensk-norska elcertifikatmarknaden. Speciellt om norska certifikat ska faktureras med moms medan de svenska elcertifikaten inte är momspliktiga. SKM påpekar även att detta kan få värdepappersbolag att välja att inte delta i marknaden då dessa inte har rätt att dra av moms.

Elcertifikaten är bärare av det extra ”miljövärde” som samhället anser kan kopplas till elproduktion från förnybara energikällor. I detta sammanhang krävs politiska överenskommelser kring hur och på vilka grunder avräkning gentemot (framför-

allt) internationella mål får ske inom ramen för den internationella elcertifikatmarknaden (så kallad "political credit"). Sannolikt är den enda rimliga lösningen att miljövärdet följer med elcertifikatet och att den förnybara produktion elcertifikatet motsvarar tillgodoräknas i det land elcertifikatet löses in. I detta avseende krävs också mekanismer inom ramen för systemet som säkerställer att miljövärdet inte tillgodoräknas även i ursprungslandet. Hur miljövärdet ska tillgodoräknas påverkar inte nödvändigtvis den gemensamma elcertifikatmarknadens effektivitet men det är sannolikt något som ur tydlighetssynpunkt måste vara klarlagt innan marknaden upprättas.

Olikheter med avseende på i vilken utsträckning elcertifikat kan sparas (så kallad "banking") och lånas ("borrowing") bör vidare undvikas främst eftersom detta komplicerar utbytet (Mozumder och Marathe, 2004). Detta gäller även själva storleken på elcertifikaten. I de svenska och norska systemen utfärdas ett elcertifikat per MWh el som produceras av en elcertifikatberättigad anläggning medan ett elcertifikat i det italienska elcertifikatsystemet motsvarar en produktion på 100 kWh. Det vill säga, ett italienskt elcertifikat motsvarar en tiondel av ett svenskt elcertifikat.

Sammanfattningsvis, måste ett elcertifikat som handlas på den internationella elcertifikatmarknaden oavsett ursprung bära samma värde för att utbytet av elcertifikat ska fungera effektivt. Vidare bör elcertifikat oberoende av var de producerats vara giltiga i alla system som kopplats till den gemensamma marknaden.

Olikheter med avseende på rättslig status kan försvåra utbytet mellan det svenska och norska systemet avsevärt. Speciellt om olikheter när det gäller den legala definitionen medför att värdet på elcertifikaten blir olika avseende på ursprungsland. Detta kan till exempel uppstå genom att ett lands elcertifikat blir momspliktiga medan andra lands elcertifikat inte är det. Vidare kan den legala implementeringen undantränga aktörer (och handelsplatser) som kan tillföra viktiga funktioner på elcertifikatmarknaden. Givet att detta problem kan lösas genom att respektive lands lagstiftning ändras för att säkerställa att eventuella handelshinder undanröjs och så att undanträngning av viktiga aktörer undviks (oavsett legal status i respektive system) är inte en direkt samordning nödvändig. Men om det inte är möjligt att lagstiftningsvägen kringgå detta problem är det sannolikt önskvärt att elcertifikatens rättsliga status samordnas för att elcertifikathandeln ska fungera så effektivt som möjligt. Detta vare sig det innebär att certifikaten i Norge ges status som finansiellt instrument eller att den svenska statusen ändras till att motsvara den norska.

6.3.4 Parallella styrmedel

I det svenska systemet finns ett garantipris som avtrappas successivt fram till 2008. I Norge kommer enligt OED:s kommentarer till lagförslaget inget motsvarande golvpris att införas (OED, 2004b). Detta eftersom den existerande svenska marknaden (till vilken Norge avser ansluta sig) minskar osäkerheten för norska aktörer i uppstartsskedet. I praktiken kommer ändå det svenska garantipriset att

fungera som ett prisgolv för alla elcertifikat som omsätts på den gemensamma marknaden (se till exempel Mozumder och Marathe, 2004). Därav finns det ingen orsak att förhindra att eventuell tredje part inför ett golvpris som är på samma nivå och som överensstämmer i tiden med det svenska. Det högsta golvpriset på elcertifikatmarknaden kommer (precis som det lägsta takpriset) alltid att dominera prisbildningen på marknaden. Värt att notera i detta sammanhang är att avsaknaden av golvpris i Norge leder till att den svenska staten riskerar att få finansiera hela marknaden om priserna på elcertifikatmarknaden faller under det svenska garantipriset.

När det gäller andra typer av styrmedel är frågan något mer komplex. De flesta typer av subventionssystem (till exempel den svenska miljöbonusen) snedvrider konkurrensen mellan energislagen på elcertifikatmarknaden och stör därför marknaden möjligheter till att effektivt allokera produktionsresurser (se också Schaeffer m fl., 2000). Detta talar för en harmonisering av dessa typer av stödssystem. Hänsyn måste också i detta sammanhang tas till EU:s statsstöds- och inre marknadsregler. Samtidigt påpekar Ek m fl. (2004) att det i de flesta länder existerar en uppsjö politiskt fastställda lagar och regleringar som påverkar möjligheterna till etablering av energiproduktion från förnybara källor vilka torde vara mycket svåra att fullständigt harmonisera. Ek m fl. anser att det gäller att identifiera en lämplig nivå på harmoniseringen utifrån de samhälleliga fördelar som förnybar energiproduktion ger upphov till respektive de nackdelar som etableringen av dylika teknologier medför och finner att (s. 44):

”En rimlig utgångspunkt för att finna en lämplig nivå på ”harmoniseringen” är att de styrmedel som riktar in sig på den förnybara energins fördelar bör vara så konkurrensneutrala som möjligt. På en integrerad certifikatmarknad kommer certifikatpriset (i princip) att vara detsamma i Norge och Sverige, och det innebär implicit att det samhällsekonomiska värde som åsatts den ”gröna komponenten” i elproduktionen är detsamma oberoende av i vilket land den uppkommit. [...] detta innebär att respektive land måste ge upp en del av de nationella och regionala mål som ofta kopplas samman med utbyggnaden av förnybara energianläggningar. Vår bedömning är dock att detta inte utgör speciellt stora ”uppoftningar”, utan att det i stället är mycket rimligt att betrakta den ”gröna” elens fördelar som specifikt nordiska (eller varför inte europeiska) snarare än nationella och/eller regionala. [...] När det gäller den förnybara elkraftens negativa effekter är dessa i regel av mer lokal och regional karaktär, och det är därför rimligt att dessa utvärderas på en lägre geografisk nivå än den nordiska. I den svenska fysiska planeringen av landområden åtnjuter exempelvis de enskilda kommunerna en betydande grad av självbestämmande just för att man i bedömningen av olika etablerings effekter på omgivningen ska kunna ta hänsyn till specifikt lokala förhållanden. Detta talar för att det inte finns några starka skäl för att aktivt försöka harmonisera tillståndsprövningen i Norden, och att det i viss mån är oundvikligt (och ofta även önsk-

värt) att investeringsvillkoren för förnybara elkraftsanläggningar skiljer sig åt utifrån lokalisering.”

Elcertifikatmarknaden kommer även att påverkas av utsläppshandelssystemet som införs i Sverige 2005.³¹ Generellt gäller att ett högre utsläppsrättspris leder till högre elpris vilket tenderar leda till lägre elcertifikatpris eftersom stödbehovet minskar. Även elcertifikatpriset påverkar elpriset genom att el från förnybara energikällor ersätter den ”bruna” marginalproduktionen. Styrmedlen är inte oberoende och ger i viss utsträckning samma signal till marknadens aktörer; nämligen att nya investeringar bör ske i icke-fossilbaserad produktion. Detta försvårar i viss utsträckning möjligheten att i framtiden säkert säga vilket system som lett till vilket resultat.³²

Inom EU handlas det vidare med ursprungsgarantier eller planeras för handel med ursprungsgarantier (till exempel via RECS). Dessa ursprungsgarantier kan i princip sägas representera miljövärden som motsvarar de miljövärden som elcertifikaten i det svenska elcertifikatsystemet representerar. I den svenska implementeringen av ursprungsgarantier kan elcertifikatberättigad produktion också erhålla ursprungsgarantier vilket i praktiken medför att de kan sälja ”miljövärdet” från produktionen av förnybar el ytterligare en gång. Det är följaktligen möjligt att för producenten erhålla en ytterligare intäkt för den produktion som redan erhållit stöd elcertifikatsystemet. Eftersom Norge ännu inte implementerat förnybar-direktivet (Direktiv 2001/77/EG) kan norska producenter inte erhålla ursprungsgarantier. Därav kan ursprungsgarantierna komma att verka snedvridande på den gemensamma marknaden.

6.4 Risker och kostnader i elcertifikathanteringen

De flesta typer av risk som aktörerna på elcertifikatmarknaden utsätts för när elcertifikatmarknaden utökas till att inkludera även Norge torde vara i stort sett oförändrade. Detta eftersom många av aktörerna är vana att på elmarknaden interagera med norska motparter. Den politiska risken påverkas i viss utsträckning som vi sett tidigare, den diskussionen utvecklas dock inte i detta avsnitt. När det gäller tredje parts tillträde kan dock de flesta typer av risk påverkas, speciellt om tredje part inte härrör från den nordiska elmarknaden och elcertifikatsystemens grundläggande beståndsdelar skiljer sig avsevärt åt.

För de svenska aktörerna innebär dock en utökad marknad att de tillförs en ny typ av risk. I det norska lagförslaget föreslås ingen valutasamordning utan marknadsaktörerna föreslås själv få välja vilken valuta de vill handla i och själv få hantera valutarelaterad risk (OED, 2004a). Valutarisker torde inte medföra oöverstigliga kostnader för marknadens aktörer eftersom erfarenheten av att agera på den nordiska elmarknaden är utbredd. Men det tenderar att gynna stora aktörer med vana att hantera valutafrågor på bekostnad av mindre aktörer. En förutsättning för

³¹ I Norge planeras också ett utsläppshandelssystem med start 2005.

³² Se också diskussionen i kapitel 5.

att de risker och därmed kostnader som aktörerna på elcertifikatmarknaden ställs inför ska minimeras är långsiktighet och transparens.

6.5 Stöd- och kontrollfunktioner

När det gäller systemets stöd- respektive kontrollfunktioner föreslås NVE i Norge få motsvarande roll som Energimyndigheten har i Sverige medan den praktiska hanteringen av elcertifikatregistret föreslås läggas på Statnett, det vill säga den funktion Svenska kraftnät har i Sverige (OED, 2004a; 2004b). Vid en internationalisering av elcertifikatmarknaden bör rimligen rutiner för godkännande av anläggningar, utfärdande av elcertifikat, kvotpliktsuppfyllnad, etc. vara likartade i de olika elcertifikatsystemen för att marknaden ska kunna fungera på ett effektivt och transparent sätt. Detsamma gäller för kontroll-, rapporterings- och tillsynsfunktioner. Något absolut samordningsbehov i dessa avseenden tycks inte föreligga.

Det kan ur praktisk synvinkel finnas skäl att samordna registerfunktionen, speciellt med hänsyn till tredje parts eventuella inträde, men också för omöjliggöra att elcertifikaten tillgodoräknas i mer än ett land. Detta antingen genom att de separata registren direkt sammankopplas eller genom att ett gemensamt register sätts upp. En förutsättning för att det ska vara möjligt att handla elcertifikat är dock att respektive elcertifikatregister kan kommunicera med alla andra register. Det vill säga, det är ett krav att det är möjligt att överföra elcertifikat mellan registren. Detta bör vara möjligt senast det datum den gemensamma marknaden upprättas. En samordning av den information som ges till marknadens aktörer från officiellt håll om godkända anläggningar, utfärdade och överförda elcertifikat, vägt medelpris etc. är därtill önskvärd. Detta kan till exempel lösas genom att en gemensam webbplats sätts upp där löpande information kopplat till respektive elcertifikatregister publiceras.

7 Modeller för att lägga fast ambitionsnivåer och kvoter

Detta kapitel behandlar olika modeller för att fastställa ambitionsnivåer när fler än ett land deltar på en utvidgad elcertifikatmarknad.

Energimyndigheten kommer till följande slutsatser:

Viktig insikt:

Det är den samlade ambitionsnivån (givet ländernas produktionsförutsättningar) som påverkar priset på elcertifikaten och därmed den totala kostnaden för att uppnå den eftersträlvade volymen elproduktion från förnybara energislag. Priset påverkas också av vilka elproduktionsslag som är berättigade till certifikat inom ramen för systemet. Var produktionen byggs bestäms av respektive lands produktionsförutsättningar, såväl naturliga som institutionella. Innan man slutligen fastställer den samlade ambitionsnivån bör en konsekvensanalys göras som beskriver effekter på el- och elcertifikatpriser, kostnader för olika aktörer samt påverkan på elproduktionssystemet (det tekniska systemet).

Kvotnivån – ambitionen (uttryckt i TWh) fördelad på den kvotpliktiga elförbrukningen

Energimyndigheten föreslår att respektive lands ambition (uttryckt i TWh) fördelas på *det* landets kvotpliktiga elförbrukning. Kvotnivån (uttryckt i %) kan därmed komma att skilja mellan länderna. Ett alternativ vore att fördela den samlade totala ambitionen (i TWh) för hela marknaden på samtliga konsumenter (i samtliga länder). Detta skulle ge samma kvotnivå i de olika länderna. Den föreslagna principen innebär att landets ambitionsnivå kan uttryckas i termer av ”det antal TWh som landet via dess kvotpliktiga elförbrukning *är villiga att finansiera*”. Förslaget innebär att länderna ges en större flexibilitet i att själva bestämma hur mycket landet finansierar inom ramen för det gemensamma systemet.

Enligt principen ovan kommer bördefördelningen mellan länderna att bestämmas i och med att ambitionsnivån i TWh är bestämd³³.

När ytterligare ett land vill ansluta till en internationell elcertifikatmarknad

I nuläget omfattar elcertifikatmarknaden endast Sverige. Diskussioner förs emellertid med Norge om att ansluta till den svenska marknaden. I förlängningen kan även fler länder vilja ansluta till det gemensamma systemet.

³³ Det bör noteras att om man väljer en kvotbaserad styrning, %-mål, (som det svenska systemet är utformat idag) så kommer den slutgiltiga bördefördelningen att bero på hur den kvotpliktiga elförbrukningen utvecklas i länderna.

När ett nytt land vill ansluta sig till den etablerade elcertifikatmarknaden anser Energimyndigheten att en bedömning bör göras av landets ambitionsnivå (i TWh tillkommande produktion från förnybara energislag) i förhållande till landets förutsättningar att producera förnybar el. *Syftet är att inte alltför stora priseffekter ska uppstå på den redan etablerade marknaden.* Därigenom skapas stabila investeringsvillkor för aktörerna på den befintliga marknaden. Utgångspunkten vid bedömningen av tillträdande lands ambition bör vara att relatera landets ambition (i TWh) till landets förutsättningar för att producera förnybar el, dess (utbudskurva för förnybar elproduktion). Som resultat ges ett intervall ”av acceptabla ambitionsnivåer”.

Går det att finna den exakta ambitionsnivån genom att ta hänsyn till hur ”bördan”, dvs. kostnaden fördelas mellan länderna?

Energimyndigheten anser att det tillkommande landet själv bestämmer den exakta ambitionsnivån inom det givna intervallet av ”rimliga ambitionsnivåer”. Energimyndigheten anser att det inte går att ta fram allmängiltiga kriterier för en ”rättvis” bördefördelning. Att definiera vad som är rättvist är mycket svårt att göra. Det blir särskilt tydligt när länder med olika ekonomiska och/eller politiska utgångsläge ska jämföras. Det är heller inte något krav för att en internationell marknad ska kunna etableras. I ett internationellt elcertifikatsystem kommer den kvotnivå som sätts i landet, den produktion som landet finansierar inom ramen för systemet, att motsvara den miljövinst som landet kan tillgodoräkna sig. Alltså en låg börda ger samtidigt en lägre tillgodoräknad miljövinst.

Kapitlet besvarar i huvudsak följande del av uppdraget.

När kvotnivåerna i respektive land skall fastställas kan olika metoder användas. Energimyndigheten bör analysera möjliga modeller för fastställande av kvotnivåer. Referensalternativet bör vara att kvotnivåerna i respektive land sätts utifrån tillkommande lands förutsättningar och ambitioner. Energimyndigheten bör särskilt beakta hur skillnader i valda kvotnivåer och definitionen av certifikatberättigad produktion kan påverka effektiviteten och måluppfyllelsen på en utvidgad elcertifikatmarknad.

För att skapa förutsättningar för en gynnsam utveckling av elcertifikatmarknaden måste denna präglas av stabilitet och tillförlitlighet. En känd och stabil kvotnivå skapar förutsättningar för marknadens aktörer att förutse utvecklingen och hantera denna i ett långsiktigt perspektiv. Detta bidrar i sin tur till en långsiktig prisbildning som också stimulerar till investeringar.

7.1 Inledning

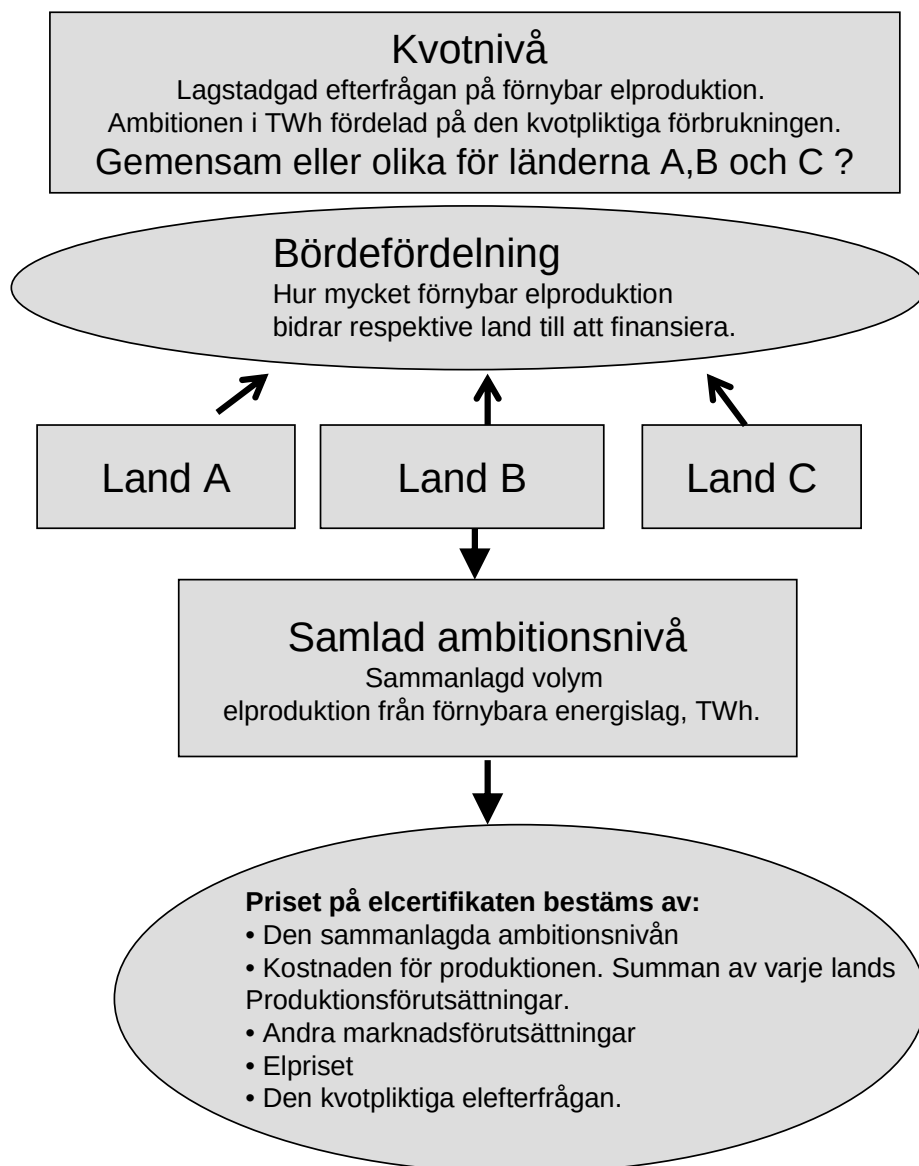
Vi har tidigare i rapporten konstaterat att det finns vinster med att bredda det svenska systemet till att omfatta fler länder. Vi har också lyft upp att det samtidigt innebär att syftet med systemet får en delvis ny innebörd. Exempelvis att försörj-

ningsfrågorna inte enbart utgår från det nationella perspektivet. I en internationell marknad kan man inte bestämma exakt hur mycket produktion som ska ske i det egna landet.

Drivkraften för att nya investeringar sker i ett elcertifikatsystem är kvotnivån som sätts inom ramen för systemet och som är en lagstadgad efterfrågan på förnybar elproduktion. Kvotnivån är omräknad från en ambitionsnivå (i TWh). Hur hög ambitionsnivå som väljs är ett politiskt ställningstagande. I ett internationellt system är det ett politiskt ställningstagande mellan två eller flera länder. För att få hela bilden bör dock även kostnadssidan övervägas, dvs. hur ”bördan” (finansieringen av den förnybara elproduktionen) fördelas mellan länderna och konsumenterna.

I detta kapitel lämnas underlag inför arbetet med att bestämma ambitionsnivå och kvotnivå på en internationell marknad. Fokus ligger på en utvidgning av det svenska systemet till att även omfatta Norge.

En utgångspunkt för att kunna bestämma kvoter för respektive land skulle kunna vara direktivet ”Främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el” (RES-E-direktivet, 2001/77/EG). I direktivet anges referensvärden för hur stor andel av medlemsstaternas bruttoelanvändning som bör utgöras av förnybara energikällor år 2010. I det här arbetet räcker dock inte direktivet som ledning eftersom de indikativa målen enligt direktivet endast gäller fram till år 2010 samtidigt som kvotutvecklingen i elcertifikatsystemet bör sättas åtminstone fram till 2015.



Figur 9 Den samlade ambitionen och kvotsättning i de olika länderna

7.2 Ländernas utgångslägen

Innan vi analyserar olika modeller för att bestämma ambitionsnivåer och kvotnivåer i respektive land sammanfattas nedan Sveriges och Norges olika utgångslägen inför ett eventuellt gemensamt elcertifikatsystem, fr. o. m år 2006. Ländernas förutsättningar beskrivs utförligare i bilaga 1.

Tabell 5 Sveriges och Norges olika utgångslägen

Sverige	Norge
Antalet invånare är 9 miljoner.	Antalet invånare är 4,5 miljoner.
Andelen förnybar elproduktion varierar mellan 45 och 59 %.	Andelen förnybar elproduktion är 99,2-99,7 %.
Produktionen av el från vattenkraft varierar från år till år beroende på tillgången på vattenkraft (mellan 51 och 78 TWh). Vindkraften uppgår till drygt 0,7 TWh. Biobränslebaserad elproduktion uppgår till ungefär 7,5 TWh.	Mycket hög andel storskalig vattenkraft, över 99 % av den totala produktionen. Produktionen varierar från år till år beroende på tillrinningen. Detta syns tydligt i stora variationer i den norska nettohandeln (import/export) av el. Därutöver cirka 0,2 TWh vind och 0,2 TWh biobränslebaserad kraftvärme.
Total elanvändning (netto) cirka 134 TWh, (brutto) 149, varav den kvotpliktiga är ungefär 96 TWh.	Total elanvändning (netto) cirka 110 TWh, (brutto) 121 TWh, varav den kvotpliktiga volymen beräknas till ungefär 80 TWh. ¹⁾
Elanvändning per inv. 16 207 kWh (per hushåll 13 700 kWh) I genomsnitt ökade elanvändningen i Sverige med 5 % per år 1970-1987. Därefter har ökningstakten dämpats. Mellan 1990-2001 ökade användningen totalt med 8 %. Hushållen svarar för ca. 50 % av användningen.	Elanvändning per inv. 25 193 kWh (per hushåll 17 900 kWh). I genomsnitt ökade elanvändningen i Norge med 4 % per år 1970-1987. Mellan 1990 och 2001 ökade användningen totalt med 16 %. Hushållen svarar för ca. 50 % av användningen.
Elcertifikatsystemet trädde i kraft den 1 maj 2003. Flertalet anläggningar som godkänts (är certifikatberättigade) är befintliga anläggningar och den totala produktionen utgjorde 10 TWh de första 12 månaderna av systemet. Antalet nya anläggningar som tagits i drift är 47 (mest vind) med en beräknad årsproduktion på 0,1 TWh. I slutet av år 2002 gjordes bedömningen att det under året skulle produceras ca 6,5 TWh el i anläggningar som uppfyllde de kommande kraven för elcertifikattilldelning.	Det finns inte något elcertifikatsystem för närvarande. Istället finns ett investeringsstöd till vindkraftanläggningar på maximalt 10 % av antagen investeringskostnad på 6 milj. NOK per MW. Finansieringsstöd finns också för exempelvis vågenergi och solenergi med 25 % av investeringskostnaden.
Sverige har kvotplikt bestämd för tiden fram till 2010. Enligt denna ska användningen av el från certifikatberättigade anläggningar öka från 7,4 år 2003 till 16,9 % år 2010. Med den prognos över elförbrukningen som Riksdagen utgått från motsvarar den underliggande ambitionen 10 TWh ny elproduktion från förnybara energislag.	Ingen ambitionsnivå bestämd inom ramen för ett elcertifikatsystem. Däremot finns mål som säger att den årliga vindkraftproduktionen ska öka till 3 TWh före år 2010. Ett annat mål är att använda ytterligare 10 TWh vattenburen elvärme som producerats med förnybart. Vid sidan av mål för tekniker för elproduktion från förnybara energislag finns även satsningar på gaskraftverk med koldioxidavskiljning.

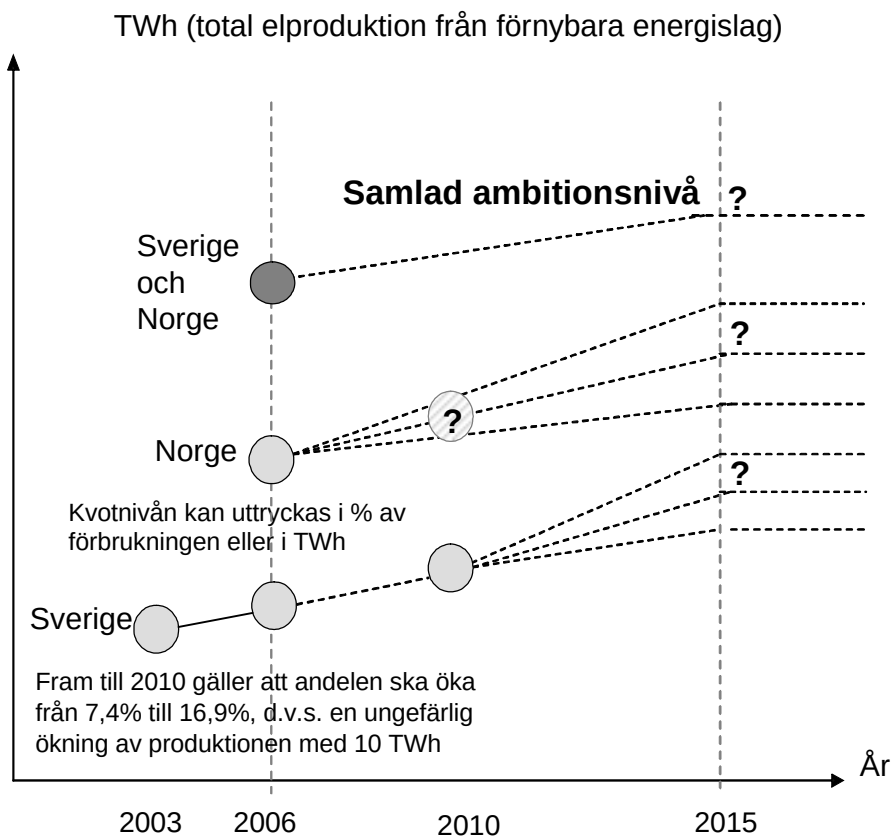
Sverige	Norge
Sverige har tilldelats ett indikativt mål enligt RES-E-direktivet på 60 % av brutto-elanvändningen år 2010. Här inkluderas även den storskaliga vattenkraften. Sverige har anmärkt i en tillhörande not till tabellen över de indikativa målen i direktivet att basårets vattenkraftsproduktion borde beräknas med utgångspunkt i normalårsproduktionen för vattenkraften. Om basåret värdejusteras enligt denna princip anges i noten 52 % som en mer realistisk målnivå för Sverige. Sverige bedöms, med beslutad kvotutveckling samt Energimyndighetens prognos för elanvändningen, nästan nå denna (enligt beräkning hamnar vi på 51 %). De senaste 5 åren har andelen i genomsnitt legat på cirka 49,5 %. Det skulle vara mycket svårt för Sverige att nå 60 % (givet ett normalår) till år 2010.	Norge ingår inte bland de länder som har indikativa mål för andelen förnybar elproduktion enligt RES-E – direktivet. Norges regering för dock diskussioner med kommissionen om en anslutning till direktivet. Den andelen som har diskuterats i Norge är 90 %, dvs. lägre än dagens andel som vanligtvis är mycket nära 100 %.
I Sverige finns en miljöbonus (driftbidrag) till vindkraften som ska trappas ner fram till år 2009. År 2002 avsattes 350 mkr för tiden fram till och med 2007 till pilotprojekt för havs- och fjällbaserad vindkraft. Fr.o.m. 1 jan. 2005 omfattas elproduktionssektorn av handelssystemet för utsläppsrätter. Kraftvärmeproduktionen i Sverige omfattas av en koldioxidskatt på cirka 19 öre/kWh (för värmeandelen).	Se ruta längre upp som beskriver befintliga investeringsstöd för elproduktion från förnybara energislag. Dessa kan dock komma att tas bort om Norge väljer att införa ett elcertifikatsystem istället. Fr.o.m. 1 jan. 2005 omfattas elproduktionssektorn av EU:s system för handel med utsläppsrätter.
Elpris 2003 inkl. skatter/moms ²⁾ Hushåll 20 000 kWh: 107 öre/kWh Mellanstor industri: 36 öre/kWh (genomsnitt 10 senaste noteringar 31,4)	Elpris 2003 inkl. skatter/moms ²⁾ Hushåll 20 000 kWh: 77 öre/kWh Mellanstor industri: 40 öre/kWh (genomsnitt 10 senaste noteringar 28)
I Sveriges senaste prognos (från 2004) ingår elcertifikatsystemet till år 2010. I prognosen antas 10 TWh ny elproduktion från förnybara energikällor komma in till år 2010. Därutöver bedöms även 4 TWh gaskraftvärme byggas. Det innebär att Sverige bedöms kunna nettoexportera 3 TWh. Elanvändningen bedöms växa med 0,9 % per år till 2010. (Till år 2015 bedöms den totala elförbrukningen uppgå till 158 TWh, varav den kvotpliktiga till 106 TWh)	Norges senaste prognos är från år 2002. Med det gällande stödsystemet, dvs. utan ett eventuellt kommande elcertifikatsystem, bedöms den förnybara elproduktionen kunna öka med 8-9 TWh till år 2010 (10-12 TWh till år 2015). Någon ny gaskraft har inte antagits i prognosen. Elanvändningen bedöms växa med 1,2 % per år till 2010. (Enligt prognosen kan den totala elförbrukningen uppgå till 141 TWh år 2015 och den elförbrukning som skulle kunna bli kvotpliktig till 94 TWh ¹⁾). NVE bedömer dock i dagsläget, med hänsyn tagen till de senaste årens utveckling, att tillväxttakten möjligen kan komma att bli lägre.

1) Volymen är beräknad utifrån samma principer som gäller i Sverige. Den elintensiva industrin är följaktligen inte kvotpliktig.

2) Se utförligare prisuppgifter i bilaga 1 (tabeller 2 och 3).

7.2.1 Ambitionsnivån

Om det svenska elcertifikatsystemet ska kopplas ihop med ett liknande system i Norge ser utgångsläget, när det gäller kvotnivåer, ut enligt nedan.



Figur 10 Ambitionsnivå och kvotsättning vid en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad

Frågan är först vilken volym förnybar elproduktion (ambitionsnivå) som ska adderas till Sveriges gällande ambitionsnivå till 2010. Då väcks frågan hur kvotnivåerna skall sättas fram till år 2010. Behöver Sverige ändra sina gällande kvoter? Därefter ska ambitionsnivå och kvoter för kommande perioder sättas, exempelvis till 2015 och 2020. Att den samlade ambitionsnivå och kvotnivåerna klargörs för en relativt lång tidshorisont är avgörande för att skapa incitament till att investeringar görs på marknaden.

I Energimyndighetens översyn av det svenska elcertifikatsystemet (etapp 2) samt i diskussioner med NVE i Norge har ambitionsnivåer enligt figuren nedan föreslagits/skisserats. Utvecklingen innebär att kvoten stiger fram till 2015 och att kvoten därefter ligger fast eller avtar beroende på reglerna för hur länge produktionsanläggningar har möjlighet att erhålla elcertifikat. I det svenska systemet får produktionsanläggningar elcertifikat så länge systemet finns. I diskussionerna med Norge har frågan lyfts om att ändra detta så att produktionsanläggningar ges

elcertifikat under en begränsad tidsperiod, exempelvis 10 eller 15 år³⁴. Om det svenska systemet förändras kommer troligtvis utvecklingen av kvotnivåerna att behöva anpassas. Det skulle i så fall innebära att utvecklingen för Sverige kommer att se annorlunda ut än vad som skisserats i figuren nedan. Kvotnivåerna skulle troligen svänga ner vid en viss tidpunkt för att sedan återigen stiga uppåt.

År 2006 när det svensk-norska elcertifikatsystemet är tänkt att starta kommer den svenska kvotnivån att vara 12,6 %. I Tabell 6 visas kvotens utveckling i det nuvarande svenska elcertifikatsystemet. Givet Energimyndighetens senaste prognoser för den kvotpliktiga elförbrukningen har också volymen certifikatberättigad elproduktion beräknats.

Tabell 6 Kvotens utveckling i det nuvarande svenska elcertifikatsystemet (till 2010)

År	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Kvot	0,074	0,081	0,104	0,126	0,141	0,153	0,160	0,169
Certifikatel, TWh	7,14	7,90	10,27	12,54	14,18	15,55	16,44	17,54
Tillkommande förnybar el TWh	0,64	1,40	3,77	6,04	7,68	9,05	9,94	11,04
Diff. Föreg. år TWh	0,64	0,77	2,36	2,27	1,64	1,37	0,88	1,11

Existerande norsk elproduktion, givet de produktionsslag som idag är berättigade till elcertifikat, är endast ungefär 0,5 TWh. Om man inkluderar ny vindkraftproduktion enligt beslut från 2004 kommer existerande norsk certifikatberättigad produktion år 2006 att vara ungefär 1 TWh.

En viktig fråga för de inledande åren i en gemensam marknad är hur stor ökningstakt den norska kvotutvecklingen ska ha de inledande åren. En utgångspunkt skulle kunna vara att kvoten utvecklas långsamt i början för att stiga kraftigare mot slutet.

I detta kapitel ligger fokus på *modeller* för att fastställa den samlade ambitionsnivån och kvotnivåerna. Vi utgår från *tidsperspektivet 2015* (alltså inte hur utvecklingen bör se ut de inledande åren).

7.3 Den sammanlagda ambitionsnivån

Det är viktigt att slå fast att det är den *sammanlagda* ambitionsnivån som påverkar vilka priser som skapas på den gemensamma marknaden. Hur ambitionsnivån sedan fördelas på respektive land påverkar inte elcertifikatpriset.

³⁴ Det förutsätts dock att alla investeringar gjorda t.o.m. 2015 ska ges tillstånd att utfärda elcertifikat (samt att det finns en efterfrågan via kvotplikten på marknaden) i 10 år. Det innebär att de sista anläggningarna fäses ut år 2025.

Förutom den sammanlagda ambitionsnivån påverkas priset på elcertifikaten av många andra faktorer. I grunden styrs elcertifikatpriset av elpriset och den långsiktiga marginalkostnadskurvan för ny förnybar elproduktion (bestäms av produktionsförutsättningarna). Priset på elcertifikaten är skillnaden mellan elpriset och totala produktionskostnaden för den teknik som är prisstyrande. Certifikatpriset påverkas även av vilken riskpremie aktörerna inkluderar i sina kalkyler samt aktörernas avkastningskrav. Riskpremien påverkas bl.a. av den politiska osäkerheten kring systemet och dess utformning samt hur andra styrmedel utformas. Avkastningskraven är individuella för varje aktör. Prisbedömningar är därför behäftade med många osäkerhetsfaktorer.

När man fastställer elcertifikatsystemets ambitionsnivå bör denna sättas så att förutsättningar finns för att systemet ska fungera dvs. leda till måluppfyllelse, samt att marknaden fungerar effektivt (så stabila priser som möjligt samt att priset på marknaden motsvaras av den långsiktiga marginalkostnaden för elproduktion från förnybara energislag).

Vi har ställt upp följande kriterier som kan användas i arbetet med att fastställa den sammanlagda ambitionsnivån.

Att marknaden fungerar effektivt.

-vilket bl.a. inkluderar att nivån genererar tillräckligt höga elcertifikatpriser – så att det sker investeringar – men samtidigt inte för höga – så att kostnaderna för konsumenterna blir för höga. Annorlunda uttryckt: att det ges tillräckligt stabila ramar för investerarna men samtidigt inte för höga kostnader för konsumenterna.
-att ambitionsnivån, kvotnivåer och ramverk, fastställs långsiktigt så att marknads aktörer vågar investera.
-att ambitionsnivån är trovärdig och har förutsättningar att få en bred acceptans. Ger trovärdighet åt systemet.

Effektiv marknad

Ett elcertifikatsystem är effektivt när priset på marknaden sätts genom marginalkostnadsprissättning ($P=MC$), dvs. så att systemet genererar marknadspriser som motsvaras av den långsiktiga marginalkostnaden i utbudskurvan (produktionskostnaderna) för förnybar elproduktion. Ett effektivt system ska också ha förutsättningar att leda till måluppfyllelse. En viktig faktor kommer därför att vara att prisbildningen fungerar så att *ågorlunda stabila* elcertifikatpriser skapas. Osäkerheten i den framtida prisbildningen (oavsett om det handlar om marknadsrisk eller politiskt betingad risk) bör därför begränsas så långt det är möjligt. Aktörerna måste kunna göra prisprognoser med så liten osäkerhetsmarginal som möjligt för att det ska skapas incitament för att gradvis öka kapaciteten i befintliga anläggningar samt att bygga nya anläggningar. En utvidgning av den svenska marknaden till att omfatta fler länder borde kunna öka prisstabiliteten i systemet. Detta förutsätter dock att det finns vissa krav för hur tillkommande länder skall

sätta sin kvotnivå samt vilka produktionsslag som ska inkluderas i systemet. Vidare kan marknadens effektivitet påverkas av hur lång tidsperiod som väljs för systemet. Förutsättningarna för att aktörerna ska agera rationellt, så att $P=MC$ uppstår på marknaden, ökar om kvotnivån (kvotnivåerna i respektive land) tillkännages för en tillräckligt lång tidsperiod.

Tillräckligt höga priser

Vad är då *tillräckligt* höga, men samtidigt *inte för* höga priser? Tillräckligt höga priser är priser som gör det ekonomiskt intressant att investera i ny produktion. Det är också mycket viktigt att certifikatpriserna ligger på en jämn, tillräckligt hög nivå under lång tid. Detta är mycket viktigt för investerare som gör kalkyler över vilken inkomst de kommer att få ifrån certifikatsystemet. Om priserna sjunker drastiskt vid ett nytt lands tillträde till marknaden kan det bli problem med att finansiera redan gjorda investeringar.

Priserna är intimt förknippade med hur utbudskurvan (potentialer och kostnader) för förnybar el ser ut, samt vilken ambitionsnivå som väljs efter utbudskurvan. När ambitionen har fastställts så har politikerna i stor utsträckning också ringat in vad elcertifikatpriset kommer att bli, förutsatt att utbudskurvan stämmer. Givet att systemet fungerar kommer tillräckligt höga elcertifikatpriser etableras för att den nödvändiga produktionen ska byggas ut.

För höga priser innebär att kostnaden för konsumenten blir för hög. Detta kan ske om ambitionen sätts så hög att den inte kan täckas av rationell och ekonomiskt mogen produktion. T.ex. att kraftvärmeverk kör kondensdrift eller att omogna tekniker som solcell byggs innan kostnaderna för dessa sjunkit.

En gemensam marknad kommer sannolikt att ge relativt sett lägre priser jämfört med enbart en svensk nationell marknad, givet att det finns produktionstekniker i Norge med lägre kostnader. I slutändan beror det på vilken sammanlagd ambitionsnivå som sätts. I kapitel 8 redovisar vi modellberäkningar med MARKAL som belyser detta.

Inte för höga priser

Vad kostnaden blir för konsumenten styrs av vilket elcertifikatpris som etableras, vilken ambition (antalet TWh som landet ska bidra till att finansiera) som bestäms samt hur stor del av elförbrukningen som undantas kvotplikt. För att få hela bilden bör även eventuella effekter på marknadspriset för el inkluderas. Givet att marknaden fungerar perfekt kommer elcertifikatsystemet att leda till lägre systempris för el. De kostnadsökningar som påförs konsumenten genom betalningen för elcertifikaten (kvotplikten) kan därför delvis kompenseras av ett lägre elpris.

I tabellen nedan redovisas övergripande hur kostnaden för konsumentens kvotplikt varierar utifrån några centrala parametrar. Eventuella prisdämpande effekter av ett lägre elpris är inte inkluderade i tabellen. Syftet är att ge en uppfattning om hur känslig konsumentens kostnad är för ändringar i variablerna.

- certifikatpriser
- volym kvotpliktiga elanvändningen
- kvotnivån

Det bör poängteras att tabellen endast är illustrativ, dvs. den bygger inte på några beräkningar över vilka certifikatpriser som kan förväntas vid olika nivåer för den mängd certifikatberättigad förnybar elproduktion som ska in i systemet.

Tabell 7 Räkneexempel för konsumentens kostnad för elcertifikatplikten för ett specifikt år.

Ökning av förnybar el Kvotnivån (uttryckt i TWh)		12 TWh		16 TWh	
		75 TWh	100 TWh	75 TWh	100 TWh
Kvotpliktig elförbrukning		Kostnad för elcertifikatplikten* (öre/kWh)			
Certifikatpris	150 kr/MWh	5,1	3,8	6,2	4,6
	200 kr MWh	6,8	5,1	8,3	6,2
	250 kr MWh	8,5	6,4	10,3	7,7
	300 kr MWh	10,2	7,6	12,4	9,3
	350 kr MWh	11,9	8,9	14,4	10,8
	400 kr MWh	13,6	10,2	16,5	12,4

* Inklusive en antagen transferavgift till elhandlaren på 10 % samt moms 25 %.

I realiteten finns ett tydligt samband mellan framförallt den valda totala ambitionsnivån och elcertifikatpriset. Exempelvis innebär en situation där volymen förnybar el ökar tillräckligt mycket att elcertifikatpriserna med största sannolikhet kommer att stiga. När den totala volymen förnybar el ökar så stiger kostnaden för konsumenten, dels beroende på att ”mer” elproduktion ska betalas för, dels beroende på att dyrare elproduktion behövs, dvs. certifikatpriset stiger.

Inom vissa volymintervall (TWh ny produktion in i systemet) stiger kostnaden endast marginellt medan vid en viss volym kan den underliggande kostnaden trappstegsvis öka till en högre nivå pga. att en ny produktionsteknik krävs för att uppfylla kvoten. Detta speglas dock inte i tabellen.

Vi har i detta uppdrag inte gjort några konsekvensanalyser av de ökade kostnader som följer av en viss kvotnivå. Att göra det försvåras av att det är svårt att bedöma hur stor del av kostnaden för kvotplikten som kan kompenseras av ett lägre elpris. Troligtvis är det både de kvotpliktiga konsumenterna samt producenterna av annan elproduktion än den certifikatberättigade som betalar för elcertifikatkostnaden. Konsumenterna betalar via kvotplikten och producenterna ”av brun el” går miste om en intäkt pga. att elcertifikatsystemet troligtvis leder till ett lägre systempris på den nordiska elmarknaden. Vinnare blir följaktligen de icke kvotpliktiga konsumenterna samt producenter av förnybar elproduktion.

Generellt kan dock sägas att höjningar av totalkostnaden för el, beroende på elcertifikatkostnaden, skulle för hushållen i Sverige ytterligare förstärka den kontinuerligt ökande pristrenden de senaste åren (framförallt till följd av elskatte-

höjningar). Därmed förstärks incitamenten att minska elanvändningen, t.ex. att byta från elvärme till annan uppvärmning. För den el som används till apparater m.m. är priselasticiteten låg. Påverkan på denna elanvändning blir därför troligtvis marginell.

Långsiktigheten

Att den slutgiltiga ambitionsnivån sätts långsiktigt innebär i första hand att ambitionsnivån anges för en tillräckligt lång tidsperiod i framtiden. Eftersom investeringar i elproduktion från förnybara energislag har varierande avskrivningstider så finns det inget givet svar på i hur lång tid framåt ambitionsnivån bör sättas. I Energimyndighetens översyn av elcertifikatsystemet beräknas ett antal olika känslighetsalternativ avseende produktionskostnaden med avskrivningstider på 15, 20 respektive 30 år. För vattenkraften räknas 40 år i samtliga fall. I underlaget sägs också att en på senare tid ofta använd avskrivningstid vid samhällsekonomiska beräkningar är 10-15 år. Denna avskrivningstid bedöms motsvara en mer företagsekonomisk värdering av investeringsprojekten. En slutsats från detta är att tidsperspektivet vid fastställandet av ambitionsnivåer bör vara åtminstone 10-15 år³⁵. Hur potentiella investerare och långgivare resonerar avseende vilket tidsperspektiv som är lämpligt vid fastställande av ambitionsnivåer har översiktligt berörts i elcertifikatöversynen etapp 2. Det som framkommer är att aktörerna anser att ett system med kvoter satta till år 2010 är alldeles för kortsiktigt för att tillåta större investeringar med lång avskrivningstid. En förlängning av systemet med tio år anges av en del som tillräckligt för att skapa incitament för nya investeringar.

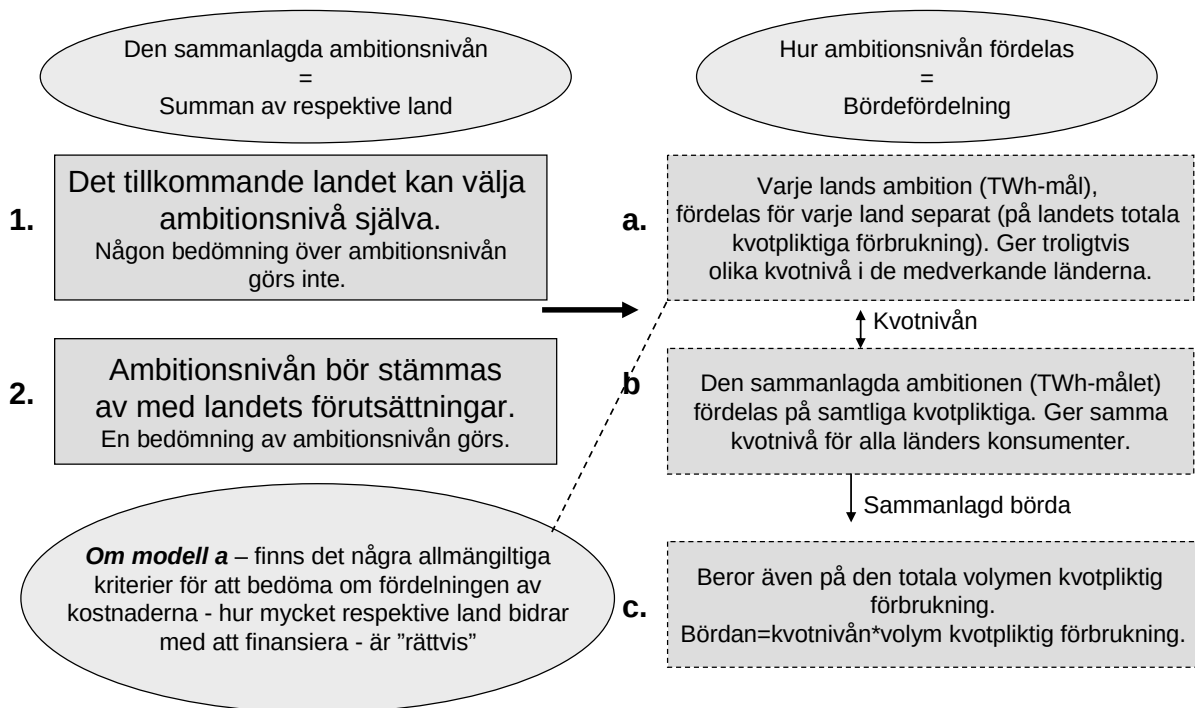
Bred acceptans

Att ambitionsnivån (de fastlagda kvotnivåerna) har förutsättningar för en bred acceptans är nära kopplad till den första punkten – att stabila certifikatpriser förväntas och att kostnaderna inte blir alltför höga. Dvs. att både producenter och konsumenter upplever systemet som positivt. Vid en internationell elcertifikatmarknad handlar det också om att båda länderna upplever att marknaden är rättvis. För detta är *modellen* för hur kvotnivåerna sätts avgörande. Slutresultatet påverkas också av landets inställning till den geografiska dimensionen – dvs. vart produktionen förväntas att byggas i relation till hur mycket landet betalar.

7.4 Modeller för att fastställa kvotnivåer

Vi har kunnat identifiera två olika huvudmodeller för att fastställa ambitionsnivån när ett tillkommande land vill ansluta sig till ett redan befintligt elcertifikatsystem. Se 1 och 2 i figuren nedan. Vi har vidare identifierat två principiella modeller för att fördela den samlade volymen förnybar elproduktion på de kvotpliktiga konsumenterna, dvs. ta fram kvotnivåer för respektive land. Se a och b i figuren nedan.

³⁵ Enligt Riksskatteverkets råd och anvisningar för värdeminskningssavdrag anges 50 år för vattenkraft (2 % ränta), 25 år för kraftvärme (5 % ränta) och 20 år för vindkraften (5 % ränta).



Figur 11 Illustration över olika aspekter/modeller för att fastställa ambitionsnivåer

7.4.1 Hur mycket produktion ska in via elcertifikatsystemet – Huvudmodell 1 och 2

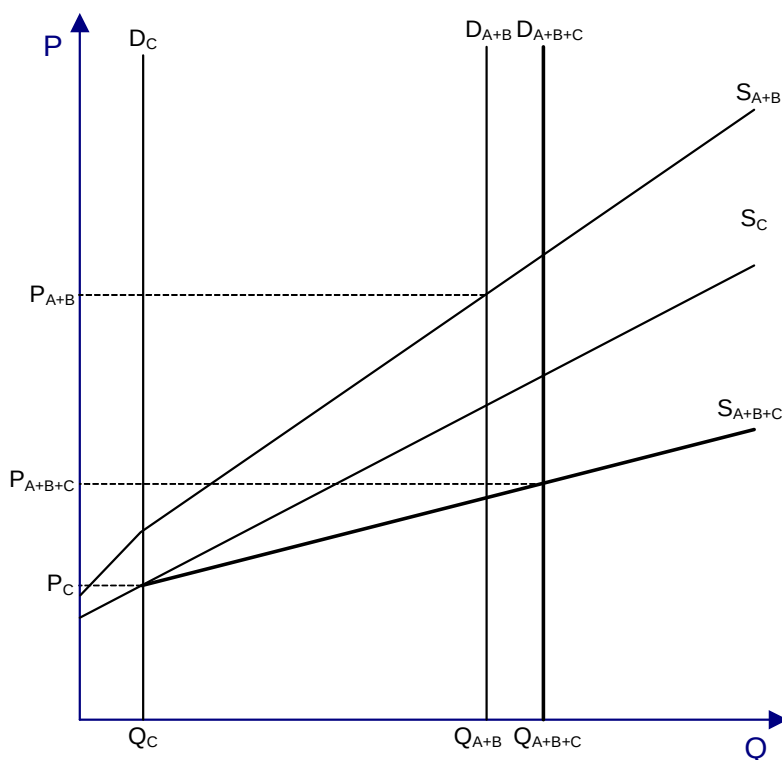
Utifrån ett teoretiskt resonemang går det att slå fast att en större marknad, i det här fallet en internationell marknad, leder till vinster i form av framförallt en högre kostnadseffektivitet (en större marknad ger större möjligheter till ny förnybar elproduktion till lägre kostnader), se kapitel 3. Välfärdsvinster ges genom ett lägre elcertifikatpris (för en given mängd ny förnybar produktion).

Om marknaden breddas till fler länder – oavsett om det tillkommande landet har en förhållandevis låg ambitionsnivå för den volym förnybar elproduktion som "landet bidrar med att finansiera", så leder det ändå till kostnadseffektivitets- och välfärdsvinster. Med enbart detta som utgångspunkt går det att slå fast att länderna kan få sätta helt olika ambitionsnivåer – systemet fungerar ändå och kostnads-effektivitetsvinster uppstår vid en internationalisering av elcertifikatmarknaden. Modell 1 enligt figuren ovan.

Det finns dock ett viktigt förbehåll, nämligen hur priset bedöms påverkas på den redan etablerade marknaden när ett ytterligare land vill vara med i systemet. Detta påverkas av vilken ambitionsnivå det tillkommande landet väljer i relation till landets förutsättningar att producera förnybar el. Priset på elcertifikaten styrs, som tidigare nämnts bl.a. av den *samlade* volymen elproduktion från förnybara energislag som ska genereras genom elcertifikatsystemet i relation till hus stor potentialen är.

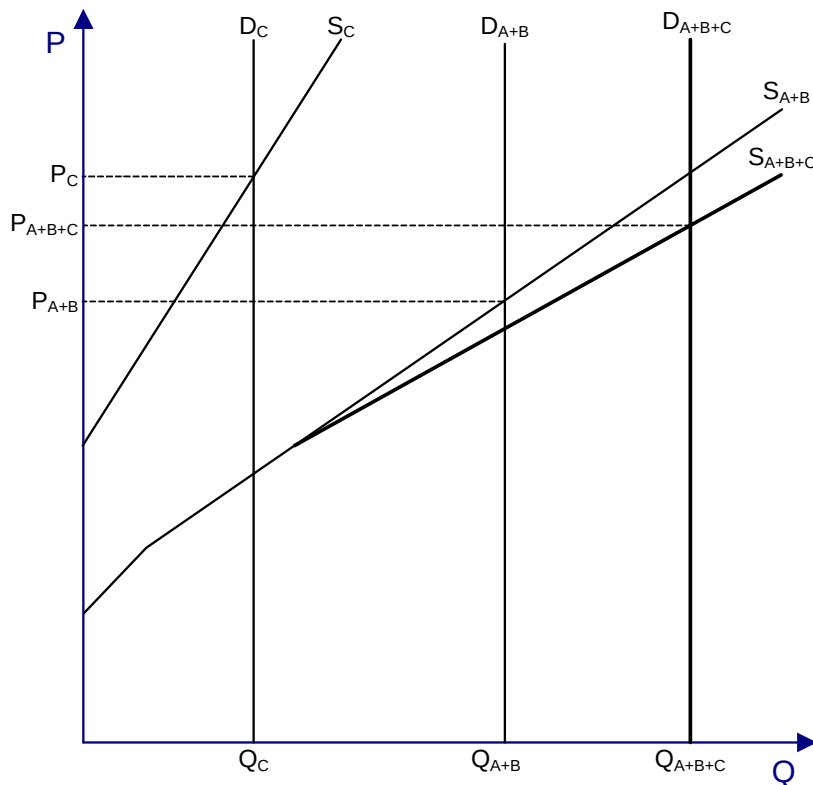
Ett exempel skulle kunna vara om det tillkommande landet har goda förutsättningar att producera förnybar el samtidigt som landet vill gå in i systemet med en låg ambition (i TWh) ”att en relativt låg volym adderas till den sammanlagda volymen”. Det kan då leda till att priset på certifikaten påverkas nedåt och att det skapas instabila förutsättningar på den redan etablerade marknaden. Det motsatta kan också gälla, att ett land som vill ansluta sig till systemet har höga ambitioner samtidigt som kostnaderna och potentialerna på hemmaplan är begränsade. I ett sådant fall kan priserna på elcertifikaten stiga på den redan etablerade marknaden. Det innebär också en osäkerhet för aktörerna att veta att ett land kan tillkomma med en annan ambitionsnivå, vilket förändrar prisbilden och villkoren för gjorda och kommande investeringar. Ju större det tillkommande landet är i förhållande till den gemensamma marknaden, desto större blir osäkerheten. Omvänt gäller att om den internationella marknaden växer så kommer prisseffekterna att avta när ett ytterligare land ansluter sig till den redan etablerade marknaden.

Se illustrationen nedan. Givet att marknaden fungerar perfekt bildas P_{A+B} på en gemensam marknad mellan länderna A och B. I en situation där ett tredje land, C i figuren, ansluter till systemet med en ambitionsnivå enligt Q_C finns det en uppenbar risk att prisnivån på den redan etablerade marknaden sjunker. Om marknaden fungerar perfekt bildas P_{A+B+C} . Ambitionsnivån i Land C i förhållande till landets utbudskurva ger alltså betydligt lägre marginalkostnader för förnybar elproduktion vilket förväntas påverka priset nedåt.



Figur 12 Illustration utbudskurvor och kvotnivåer för två länder samt ett fall där ett tredje land vill ansluta med låg ambitionsnivå och låga produktionskostnader.

Motsvarande situation, fast där det tillkommande landet väljer en hög ambitionsnivå samtidigt som kostnaderna för förnybar elproduktion är relativt höga i landet, illustreras i Figur 13. Effekten av att land C deltar i systemet blir nu, givet den valda ambitionsnivån Q_C , att marknadspriset på elcertifikaten stiger från P_{A+B} till P_{A+B+C} .



Figur 13 Illustration utbudskurvor och kvotnivåer för två länder samt ett fall där ett tredje land vill ansluta med hög ambitionsnivå och höga produktionskostnader.

I Tabell 8 summeras ovanstående resonemang.

Tabell 8 Olika tänkbara situationer när ett tredje land ansluter (utan att någon särskild bedömning över ambitionsnivå görs) till en relativt liten internationell marknad.

	Hög ambitionsnivå	Låg ambitionsnivå
Höga kostnader	Priset stiger Mycket produktionen hamnar i den ursprungliga marknaden	Priset oförändrat om tillräckligt låg ambitionsnivå. Produktionen hamnar troligtvis på den ursprungliga marknaden.
Låga kostnader	Priset oförändrat om tillräckligt hög ambitionsnivå. Produktionen hamnar troligtvis i det tillkommande landet.	Priset sjunker En stor del av den nya produktionen hamnar i det tillkommande landet.

Vår slutsats är att modell 2 är mest lämpad att utgå från för att inte alltför stora certifikatprisförändringar ska uppkomma på den befintliga marknaden när ett ytterligare land vill ansluta sig till systemet. Det gäller särskilt så länge den internationella marknaden inte är tillräckligt stor, dvs. så länge marknadspriset kan tänkas påverkas mycket av att ett ytterligare land ansluter sig. Även i en situation där den initiala marknaden är stor kan det vara lämpligt att en bedömning görs över den ambitionsnivå som det tillkommande landet vill finansiera. Om ett land med tillräckligt stora produktionspotentialer (till låga kostnader) vill ansluta sig till marknaden kan priset påverkas även om den initiala marknaden är stor.

Det tillkommande landets ambition för hur stor volym förnybar elproduktion som landet är villig att finansiera bör därför relateras till landets förutsättningar. Innebörden av att tillämpa modell 2 är framförallt att kunna meddela Land C att de måste sätta en högre ambitionsnivå eller lägre ambitionsnivå än Q_c (i figurerna).

Modell 2 innebär alltså att ländernas ambitionsnivåer väljs så att inte marginalkostnaden för produktionen inom landet (utifrån utbudskurvan) skiljer *alltför* mycket mellan länderna. Däremot måste och bör man inte hamna så att exakt samma marginalkostnader ges. I en sådan situation skulle det givet en perfekt marknad inte att ske någon handel med elcertifikat (sett totalt över året).

I absoluta tal kommer troligtvis ambitionsnivåerna (i TWh) skilja sig mellan länderna eftersom respektive land har olika förutsättningarna för certifikatberättigad elproduktion.

7.4.2 Fördelning av den sammanlagda ambitionsnivån - modellerna a och b

För att fastställa bördan, hur mycket TWh som respektive land ska finansiera, bör man slå fast hur den volym TWh som ska in via elcertifikatsystemet ska fördelas på de kvotpliktiga konsumenterna, dvs. hur kvotnivån sätts för de deltagande länderna. Vi kan inledningsvis se två principiellt olika modeller för hur kvotnivåer kan fördelas.

- a. Att den ambitionsnivå (i TWh) som bestämts för respektive land fördelas på respektive lands kvotpliktiga konsumenter. Med stor sannolikhet blir kvotnivån olika i de båda länderna.
- b. Att konsumenterna har samma kvotnivå, dvs. att kvotnivån är lika för alla kvotpliktiga i systemet; oavsett i vilket land de bor. Den samlade ambitionen (volymen förnybar elproduktion som ska byggas inom ramen för systemet) fördelas på ländernas totala antal kvotpliktiga förbrukare.

Tabell 9 Två modeller för att fördela kvotplikten.

	Fördelar	Nackdelar
Modell a Ländervis fördelning av ambitionsnivån (volymen förnybar elproduktion). Ger olika kvotnivå i länderna.	Det blir tydligt att respektive land utgår från en egen ambitionsnivå. Respektive land ges större flexibilitet att själva bestämma kvotnivån. Hänsyn kan tas till specifika förutsättningar i länderna.	Innebär ett avsteg från principen att varje konsumentad kWh el ska bidra med lika mycket till ny produktion med förnybara energislager.
Modell b Lika kvotnivå för alla i systemet.	Flyttar fokus <i>bort från</i> respektive land (tydligt att det är konsumtionsmål som gäller). Mer sammansvetsat system minskar den politiska osäkerheten.	Respektive lands ambitionsnivå blir otydligare. Svårare för tredje land att ansluta till systemet. Eventuellt måste den gemensamma kvotnivån räknas om när ett ytterligare land ansluter.

7.4.3 Den sammanlagda kostnaden för ett land beror också på hur stor del av elförbrukningen som är kvotpliktig – rutan c

Den totala bördan för landet påverkas också av den totala kvotpliktiga elförbrukningen.

I tabellen nedan visas beräkningar där vi inkluderar variabeln ”total kvotpliktig elförbrukning” för att kunna analysera den totala kostnaden för varje lands kvotpliktiga elförbrukning. Räkneexemplet har gjorts för tre olika länder, A, B och C. Eftersom elcertifikatpriset är samma på hela den gemensamma marknaden kan vi jämföra ambitionsnivåer direkt utan att räkna ut kostnaden uttryckt i kronor³⁶. Syftet är att se hur de två modellerna påverkar den totala kostnaden för länderna.

Tabell 10 Illustration av kostnaden för tre länder och enligt två olika modeller för fördelning av kvotplikten.

Kvotpliktig förbr. Land A=100 Land B=80	Ambitions-Nivå	Fördelning av antalet TWh enligt modell a.	Total kostnad	Fördelning av antalet TWh enligt modell b.	Total kostnad
Land A	3	$3/100=0,03$	3	$11/320=0,034$	$0,034*100=3,4$
Land B	5	$5/80=0,0625$	5	$11/320=0,034$	$0,034*80=2,72$
Land C	2	$2/140=0,014$	2	$11/320=0,034$	$0,034*140=4,76$

³⁶ I exemplet behövs inte priset inkluderas eftersom vi endast är ute efter relationer mellan länderna. För att få en uppfattning över vilka kostnadsnivåer det handlar om kan elcertifikatpriset per MWh räknas om till hur mycket 1 TWh skulle kosta. Ett elcertifikatpris på 100 kr/MWh motsvarar en kostnad på 100 miljoner kr per TWh elproduktion från förnybara energislager.

Enligt räkneexemplet kan vi se att även om modell b innebär lika kvotnivå för alla enskilda konsumenter så kan den totala bördan, uttryckt i betalade kronor, skilja sig åt mellan länderna beroende på att den kvotpliktiga volymen är olika stor. I exemplet kommer land C att sammanlagt betala mest, därefter land A och land B. I modellen a, där antalet TWh som landet är villigt att finansiera, fördelas separat för länderna, blir kostnaden identisk med den initiala fördelningen, dvs. land B betalar mer än land A och totalt sett betalar land C minst.

Vår bedömning är att modell a bör väljas. Det beror framför allt på att det därmed ges större möjlighet för det enskilda landet att påverka sin kvotnivå. I modell b kommer samtliga länder att vara bundna till en viss given kvotnivå. Det gör det också svårare för ett tillkommande land att ansluta sig till systemet. Eventuellt måste hela den gemensamma kvotnivån räknas om.

Dessutom innebär modell a att kostnadsrelationen mellan länderna kvarstår, även när antalet TWh fördelats på den kvotpliktiga elförbrukningen. Dvs. kostnadsrelationerna mellan länderna motsvaras av den initiala fördelningen av ambitionsnivåerna (uttryckt i TWh). Det gör att man även kan ”prata” i TWh vid diskussioner om fördelning av kostnaden.

7.4.4 Kan man komma fram till en rättvis bördefördelning?

Enligt den princip vi slagit fast, modell a, ska den totala kostnaden för landets kvotpliktiga elförbrukning motsvaras av den initiala fördelningen av ambitionsnivån (TWh). Ett av argumenten för det var att länderna ska ges viss frihet att själva bestämma ambitionsnivå – det antal TWh de är villiga att finansiera i systemet.

I elcertifikatsystemet ”överförs” ambitionsnivån sedan till en elcertifikat*plikt* för konsumenterna av el. Det görs genom att en kvotnivå sätts för respektive år under systemets livslängd. Kvotnivåns storlek kommer att påverkas av den kvotpliktiga elförbrukningens storlek, alltså av om landet väljer att undanta vissa delar av elförbrukningen från kvotplikt.³⁷

Vi har tidigare slagit fast att en bedömning av det tillkommande landets ambitionsnivå bör göras utifrån landets produktionsförutsättningar för förnybar elproduktion. Resultatet blir ett intervall av ”acceptabla ambitionsnivåer” för att inte priset på den befintliga marknaden ska förändras alltför mycket.

³⁷ Systemet kan utformas så att det är kvotnivån som är styrande, så som det svenska systemet nu är utformat. Det innebär att den exakta fördelningen av kostnaderna mellan länderna blir slutgiltig först vid målåret och att fördelningen påverkas av hur elförbrukningen utvecklas i respektive land. Systemet kan också utformas så att det sätts ett TWh-mål för varje år. I det senare fallet vet man exakt vad varje land kommer att bidra med att finansiera i och med att TWh-målen (utvecklingen fram till målåret) har lagts fast.

Nästa frågeställning är huruvida det tillkommande landet ska ges frihet att själva bestämma ambitionsnivån inom ramen för det ”acceptabla” intervallet eller om det är möjligt att hitta allmängiltiga kriterier som ger en ”rättvis” fördelning av kostnaderna.

Vår slutsats är att det är mycket svårt att ta fram kriterier för att eftersträva en ”rättvis” fördelning för de antal TWh som olika länder bidrar till att finansiera i systemet. Det är helt enkelt svårt att definiera vad som är rättvist. Det gäller särskilt vid jämförelser av länder med olika ekonomiska men även politiska utgångspunkter. Förutom att det är svårt att hitta en ”rättvis bördefördelning” så anser vi att behovet av detta inte är överhängande. I ett internationellt elcertifikatssystem följer miljövärdet med innehavet av elcertifikat (vilket för ett land är detsamma som de antal TWh landet finansierar och som uttrycks i en kvotnivå). Det innebär att den sammanlagda bördan som landet lägger på sin kvotpliktiga elförbrukning samtidigt motsvarar den miljövinst landet får tillgodoräkna sig. Detta gäller också enligt exempelvis RES-E direktivet. En lägre börda innebär följaktligen en lägre tillgodoräknad miljövinst.

Vi redovisar här nedan några exempel som visar att det är svårt att hitta allmängiltiga kriterier för att jämföra fördelningen av kostnaden (vad respektive land finansierar inom ramen för systemet).

Ungefär lika hög kostnad för att uppfylla kvotplikten

Ett kriterium skulle kunna vara att kostnaden för att uppfylla kvotplikten ska vara ungefär lika hög. För att beräkna kostnaden för att uppfylla kvotplikten krävs en uppgift över den genomsnittliga förbrukningen av el men även en uppgift över den totala kvotpliktiga elförbrukningen (för att räkna ut kvotnivån utifrån ambitionsnivån i TWh). Se ett exempel på det i Tabell 11.

I fallet Norge/Sverige blir en sådan jämförelse någorlunda relevant eftersom länderna befinner sig i samma ekonomiska utvecklingsfas (lönenivåer är någorlunda jämförbara) samt att båda länderna har arbetat för att försöka stimulera förnybar elproduktion även före elcertifikatsystemet. Om däremot ett annat grannland, Polen, skulle vilja ansluta till systemet blir jämförelsen inte lika ”rättvis”. Polen befinner sig i en annan ekonomisk utvecklingsfas (lönenivåerna är lägre) samt politiken inom energiområdet har sett annorlunda ut. Exemplet visar tydligt att kriteriet ”att kostnaderna för konsumentens elcertifikatplikt ska vara ungefär lika stora” inte går att använda i en situation där ett land som Polen vill delta i systemet. Polen skulle enligt detta kriterium behöva finansiera väldigt höga volymer, sätta höga kvotnivåer, för att få vara med.

Även i jämförelsen mellan Norge och Sverige finns det faktorer som komplicerar bilden. I tabellen har beräkningar gjorts både utifrån den genomsnittliga elförbrukningen per invånare och per hushåll. Dessa skiljer sig åt betydligt eftersom Norge har en mycket elintensiv industri. Under förutsättning att den elintensiva industrin undantas från kvotplikt så är den genomsnittliga elförbrukningen per

hushåll mera relevant att utgå från. Hänsyn måste alltså tas till vilken del av elförbrukningen som undantas kvotplikt för att jämförelsen ska vara ”rättvis”.

Enligt denna uppställning skulle kostnaden för ett hushålls kvotplikt hamna i samma storleksordning i Sverige respektive Norge givet en fördelning av antal TWh mellan Sverige och Norge på 21 TWh i Sverige och 13,5 TWh i Norge.

Tabell 11 Exempel på beräknade årliga kostnader för konsumenters kvotplikt Sverige, Norge och Polen.

Kr/MWh för den kvotpliktiga konsumenten	Sverige	Norge	Polen ¹⁾
Uti från den genomsnittliga elförbrukningen per hushåll	21/96*13,7*200=599 Om kvotnivån anpassas när anläggningar fasas ut kan kostnaden sjunka till cirka 390 kr/MWh. Vi har då antagit att anläggningar motsvarande 7 TWh fasats ut.	10/80*17,9*200=447 12/80*17,9*200=537 13/80*17,9*200=582 13,5/80*17,9*200=604 14/80*17,9*200=626	
Uti från den genomsnittliga elförbrukningen per invånare.	21/96*16,2 *200=709	10/980*25,2*200=630 11/80*25,2*200=693 12/80*25,2*200=756 13/80*25,2*200=819 14/80*25,2*200=882	10/96*3,3*200= 68 15/96*3,3*200= 103 30/96*3,3*200= 206

1) Den antagna kvotpliktiga elförbrukningen är framräknad genom att exkludera de branscher som är mest elintensiva branscherna (knappt 30 TWh, en mycket grov uppskattning) från totalförbrukningen på drygt 120 TWh.

Anm: Priset på elcertifikatet har satts till 200 kr per MWh.

Ytterligare aspekter som komplicerar bilden är följande. Antag att det svenska systemet förändras så att anläggningar kommer fasas ut efter ett visst antal år (begränsad livslängd för hur länge anläggningarna får vara med i systemet). För att inte marknaden ska påverkas av alltför kraftiga prissvängningar så kommer kvotnivån behöva anpassas nedåt. Det innebär, allt annat lika, att kostnaden för den svenska konsumentens kvotplikt kommer att sjunka längre fram i tiden. För den norska konsumenten skulle kostnaden för kvotplikten inte förändras förutsatt att marknadspriset inte påverkas. Givet denna förändring införs alltså en ytterligare faktor att ta hänsyn till.

Fördelning baserad på den BNP per invånare.

En bättre jämförelsegrund skulle kunna vara att lägga till information om hur bruttonationalprodukten fördelar sig på landets invånare – alltså ett mått på landets ekonomiska styrka mätt per invånare.

Tabell 12 BNP per invånare som jämförelsegrund

	Sverige	Norge	Polen
BNP per invånare.	28 100	36 100	11 500
Kostnads- relationen länderna emellan blir då:	1	1,28	0,4

Anm: USD och omräknat enligt PPPs (mått på köpkraften i respektive land).

Källa: OECD

Enligt Tabell 12 skulle, om man tar hänsyn till ländernas BNP per invånare, ”en jämförbar” kostnad för konsumentens kvotplikt i Norge kunna ligga 28 % över motsvarande kostnad för den svenska konsumenten. Det innebär att ”de antal TWh som Norge sammanlagt skulle finansiera” blir högre än 13,5 TWh enligt den tidigare jämförelsen. Jämförelsen gäller dock bara under förutsättning att båda länderna tillämpar samma undantag för kvotplikt. Polen skulle enligt denna jämförelsegrund få bidra till systemet så att kostnaden för konsumenten hamnar 60 % lägre än för motsvarande konsument i Sverige (givet samma regler för kvotplikts-undantag).

Även om vi nu närmar oss en generellt sett mer användbar jämförelsegrund anser vi fortfarande att man inte bör ställa som krav i ett internationellt elcertifikatsystem att kostnaden ska fördelas enligt kriterier som ger en ”rättvis bördefördelning”. Det kvarstår fortfarande att det är *mycket* svårt att hitta en generellt användbar jämförelsegrund. Bl.a. tas inte i exemplet ovan någon hänsyn till hur politiken har sett ut i de olika länderna före deltagandet i det gemensamma elcertifikatsystemet. Dessutom anser vi att länderna bör ges en viss frihet att själva sätta ambitionsnivåer. En ytterligare aspekt är dessutom regelsystemet inom den europeiska unionen. Det är inte säkert att alltför stora krav kan ställas när ett eventuellt tredje land vill ansluta till systemet.

Vår slutsats är därför att det framför allt är en bedömning utifrån utbudskurvan som bör göras när ett tredje land går in i systemet.

7.5 Hur jämförs kvotnivåerna mellan länderna

I detta avsnitt redovisar vi ett illustrativt exempel med utgångspunkt i de modeller vi hittills föreslagit. Vi fokuserar på förutsättningarna i Norge respektive Sverige.

Metoden kan användas när ett ytterligare land vill ansluta sig till ett redan befintligt elcertifikatsystem.

Utgångspunkten är modell 2, d.v.s att det görs en bedömning av den ambitionsnivå det tillkommande landet vill sätta i relation till landets förutsättningar att producera förnybar el. Syftet är att inte priset på den redan etablerade marknaden

ska påverkas alltför mycket. För att göra detta har två utbudskurvor tagits fram för Sverige respektive Norge.

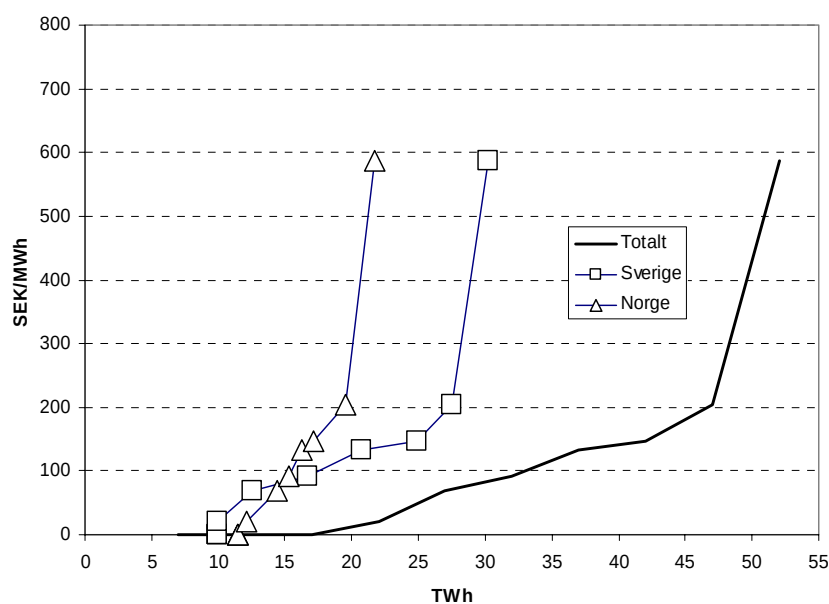
Vi utgår från olika ambitionsnivåer för år 2015. Vår bedömning är att åtminstone denna tidshorisont krävs för att systemet ska vara tillräckligt långsiktigt för att ge incitament till nya investeringar.

För enkelhetens skull väljs *en* vald volym TWh för Sverige. Ambitionsnivån för Sverige är satt till en total produktion motsvarande 21 TWh (inklusive befintlig produktion). Observera att i ett fall där befintliga anläggningar börjar fasas ur systemet (begränsad livslängd för anläggningarna i systemet) bör den svenska kvotnivån anpassas (samt den beskrivna utbudskurvan) så att inte alltför stora tillfälliga priseffekter uppstår på marknaden.

Observera också att om andra bedömningar görs för exempelvis produktionskostnader så ändras nivåerna i exemplet.

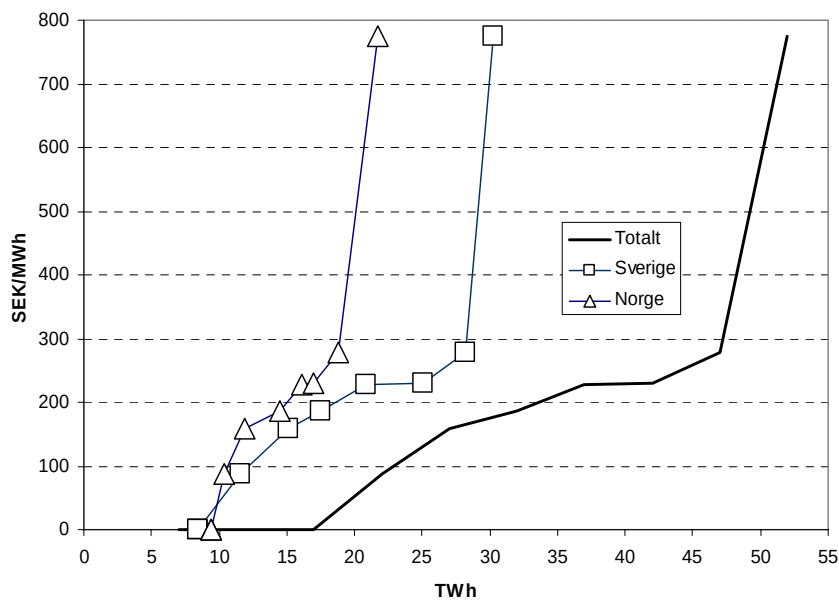
Nedan visas utbudskurvorna för Sverige respektive Norge. Kurvorna är framtagna utifrån indata i MARKAL-modellen. Det bör noteras att kurvorna inte är renodlade utbudskurvor utan snarare elcertifikatpriskurvor. Kurvorna visar den del av marginalkostnaden som tillkommer utöver marknadspriset på el, dvs. priset på elcertifikaten (vilket är detsamma som marginalkostnaden för att generera el från förnybara anläggningar, inklusive eventuella bristkostnader, minus marknadspriset på el). Två kurvor finns framtagna, dels en där räntan antagits vara 5 %, dels en där räntan antagits vara 10 %.

Skillnaden i dessa kurvor (5 och 10 %) är att certifikatpriserna generellt blir högre vid den högre räntan. Även lutningen på kurvorna förändras eftersom den kapitalintensivare produktionen, exempelvis vindkraften, blir förhållandevis dyrare vid en högre ränta. Det betyder vidare att produktionskostnaderna ökar förhållandevis mer i Norge eftersom den huvudsakliga certifikatberättigade produktionen i Norge är mer investeringsintensiv, dvs. vatten och vind. Därmed utgör kapitalkostnaden en relativt sett mindre del av den totala kostnaden i Sverige än i Norge.



Figur 14 Certifikatpris (dvs. marginalkostnad för att generera förnybar el minus marknadspris på el) och certifierbar elproduktion i Sverige och Norge vid olika kvotstorlekar på en gemensam certifikatmarknad. Diskonteringsräntan satt till 5 %.

Källa: MARKAL-beräkningar, Profu (2004)



Figur 15 Certifikatpris (dvs. marginalkostnad för att generera förnybar el minus marknadspris på el) och certifierbar elproduktion i Sverige och Norge vid olika kvotstorlekar på en gemensam certifikatmarknad. Diskonteringsräntan satt till 10 %.

Källa: MARKAL-beräkningar, Profu (2004).

Av kurvorna (ländernas produktionsförutsättningar) kan vi utläsa att en ambitionsnivå i Sverige på 21 TWh (inkluderar även befintlig certifikatberättigad elproduktion på cirka 7 TWh) motsvarar en ambitionsnivå i Norge i närheten av 17 TWh (år 2015). Utgångspunkten är då lika marginalkostnad för certifikatberättigad produktion. Den ambitionsnivå som valts för Sverige motsvarar en ökning av ambitionen med 5 TWh från 2010.

Vi eftersträvar dock inte att marginalkostnaderna är exakt lika stora i de båda länderna. Vad vi slagit fast är att den volym TWh förnybar el som Norge ska finansiera inte bör avvika *alltför* mycket från 17 TWh.

Exempelvis kan man utläsa att om man i Norge istället väljer en avsevärt lägre ambitionsnivå, givet det svenska målet på 21 TWh, medför detta att en relativt stor del av certifikatplikten i Sverige kommer att tillgodoses genom import från Norge. Certifikatpriserna i Sverige kommer därmed med största säkerhet ligga avsevärt lägre än om certifikatmarknaderna varit separerade.

Omvänt, om man i Norge siktar på ett avsevärt högre mål än 17 TWh år 2015, givet det svenska målet på 21 TWh, kommer istället en relativt stor mängd certifikat att exporteras från Sverige vilket naturligtvis höjer certifikatpriserna gentemot ett fall där marknaderna varit separata.

Enligt den gemensamma utbuds/"pris"kurvan indikeras att nivåer i Norge på över 21 TWh (dvs. en gemensam nivå över 42 TWh) leder till relativt kraftiga prisökningar. I fallet med den högre räntan stiger priserna relativt snabbt från 230 till 280 kr/MWh när den samlade ambitionen stiger över 42 TWh. När den samlade ambitionsnivån överstiger 47 TWh rasar priserna uppåt.

Vår bedömning är att den norska ambitionsnivån (TWh som Norge ska finansiera) ej bör vara lägre än 12 TWh samt ej högre än 21 TWh (givet en ambitionsnivå i TWh i Sverige på 21 TWh.). Troligen bör den norska ambitionsnivån upp några ytterligare TWh till 13-14 TWh för att undvika en oönskad prisnedgång på marknaden. Enligt de beräknade utbudskurvorna (elcertifikatpriskurvorna) motsvaras 34-35 TWh av ett marknadspris på ungefär 115-120 kr/MWh vid en ränta på 5 % samt ett marknadspris på drygt 200 kr/MWh vid en ränta på 10 %. Se vidare i kapitel 8 för en utförligare redovisning av beräkningar med MARKAL. Notera att detta är modellberäkningar och att hänsyn inte tagits till de institutionella och politiska osäkerhetsfaktorerna. Om dessa risker bedöms vara stora ger troligen den högre räntan en bättre indikation på var priserna kan förväntas hamna³⁸.

³⁸ I modellen saknas riskbeteende alternativt riskpremie (modellen har istället fullständig kunskap om framtiden) samt administrativa kostnader för certifikathantering. Detta skulle kunna underskatta certifikatpriserna jämfört med en verklig situation. Fallet med den högre diskonteringsräntan kan ge viss indikation på denna skillnad. Dessutom saknas såväl sanktionsavgifter som golvprisnivåer för certifikaten samt möjligheten till "bankning", dvs. möjligheten att spara certifikat från ett år till ett annat.

8 Långsiktiga strukturella effekter

I detta kapitel behandlas de långsiktiga strukturella effekterna på en utvidgad elcertifikatmarknad, med fokus på en tänkt marknad mellan Sverige och Norge.³⁹

Energimyndigheten kommer till följande slutsatser:

- Effekterna av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad är inte entydiga utan beror i stor utsträckning på kvotstorlekar, kostnader och expansionsmöjligheter i de ingående länderna.
- Generellt tycks gälla att vid lägre total samlad ambitionsnivå (i TWh) blir Norge nettoexportör av certifikat, dvs. mer förnybar el än vad den nationella kvoten kräver produceras i Norge (vatten och vind). Elcertifikatpriset blir i detta fall lägre i Sverige vid en gemensam marknad, vilket innebär lägre kostnader för de svenska konsumenterna.
- Vid högre samlad ambitionsnivå (i TWh) tycks det omvända gälla och Sverige producerar mer förnybar el än kvoten kräver. Det är framförallt biokraftvärme och vindkraft som kan konkurrera med norsk vindkraft.
- Utfallet av investeringar är väldigt beroende av vilka avkastningskrav som ställs. Vid hög osäkerhet, och därmed höga avkastningskrav, missgynnas vindkraft i förhållande till biokraftvärme.
- Den produktion som tvingas in i det nordiska elsystemet tränger främst undan gaskraft som annars skulle ha byggts ut. Minskningen av naturgasutbyggnaden sker jämt i Sverige, Norge och Finland. Viss minskning av dansk kolkraft sker också.
- En utvidgning av elcertifikatmarknaden innebär fler aktörer och större volymer vilket sannolikt leder till ökad stabilitet och bättre konkurrensen på elcertifikatmarknaden.
- De effektivitetsvinster som kommer av att upprätta en gemensam elcertifikatmarknad för Sverige och Norge istället för två separata marknader blir betydande. Systemkostnaden har uppskattats bli ca. 100-200 Mkr lägre årligen.

³⁹ Hur investeringar och prisbildning påverkas av att ytterligare ett land ansluter sig till en redan befintlig marknad behandlas utförligt i kapitel 7 i denna rapport.

Kapitlet besvarar i huvudsak följande i uppdraget:

På längre sikt, ca. 10 år framåt, kan en utvidgad elcertifikatmarknad vid sidan av kort- och långsiktiga ekonomiska effekter också komma att få strukturella konsekvenser. Energimyndigheten bör analysera de långsiktiga effekterna bl.a. på prisbildning, konkurrens, marknadens stabilitet samt konsekvenser för hur investeringar i produktionsanläggningar utvecklas på en gemensam elcertifikatmarknad.

Till stora delar baseras kapitlet på två studier som Energimyndigheten låtit göra för detta uppdrag. Dels har konsultföretaget Profu genomfört beräkningar med en teknisk optimeringsmodell över det nordiska energisystemet (MARKAL-Nordic)⁴⁰, dels har Kristina Ek och Patrik Söderholm vid Luleå Tekniska Universitet tillsammans med Erik S. Amundsen vid Bergen Universitet genomfört konsekvensanalyser av långsiktiga strukturella effekter⁴¹.

8.1.1 Antaganden om ambitionsnivå (i TWh år 2016)

De analyser som genomförs i detta kapitel blickar fram emot 2016, dvs. tio år fram i tiden om en gemensam marknad med Norge startar som planerat 2006. Helt avgörande för de långsiktiga ekonomiska och strukturella effekterna som uppstår är storleken på den samlade ambitionsnivån (dvs. hur mycket förnybar el, mätt i TWh, som ska produceras) på den gemensamma marknaden. Men även andra faktorer som exempelvis vilken diskonteringsränta som används i investeringskalkylen påverkar utvecklingen.

I beräkningarna som gjorts med MARKAL-modellen har kvoterna, dvs. den andel av elförbrukningen som skall vara certifikatpliktig, angivits i TWh och inte som ett procentmål. Dessa har hållits konstanta mellan 2016 och 2051 för både Sverige och Norge. För det andra modellåret 2002 antas att elcertifikat motsvarande 7 TWh genereras i Sverige och motsvarande noll i Norge.⁴²

Beräkningarna har gjorts utifrån olika antagna ambitionsnivåer (i TWh), dels separat för Sverige respektive Norge, dels gemensamt för båda länderna. För Norge har två olika nationella ambitionsnivåer beräknats: 10 och 20 TWh. För Sverige har beräkningar gjorts för en ambitionsnivå om 21 TWh (inklusive be-

⁴⁰ Profu, "Analys av en svensk-norsk elcertifikatmarknad - beräkningar med MARKAL-modellen", 2004

⁴¹ Ek, K., P. Söderholm och E. Amundsen, "Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatmarknad", 2004.

⁴² Anläggningar som antas generera certifikat är vindkraft, all ny vattenkraft, biobränslebaserad kraft (torv ingår i modellen men antas ej ingå i certifikatsystemet), solel och vågkraft. 2004 års skatter är inkluderade. Dock är samtliga subventioner för förnybar el exkluderade i Sverige och Norge och istället ersatta med en certifikatkvot. Dessutom förutsätts att ett europeiskt handelssystem för koldioxidutsläppsrätter tas i bruk under modellåret 2009 och att priset på en utsläppsrätt hamnar på ca 10 USD/t (motsvarar 9 Söre/kg CO₂). Denna extra kostnad drabbar den s. k. handlande sektorn.

fintlig produktion). Resultaten visar alltså, dels hur ambitionen skulle uppnås givet nationella elcertifikatmarknader, dels hur utvecklingen förändras när den samlade ambitionen uppnås på en gemensam elcertifikatmarknad. Förutom de två kombinationerna (21 TWh Sverige+10 TWh Norge) och (21 TWh Sverige+20 TWh Norge) har två ytterligare ambitionsnivåer på en gemensam marknad beräknats: (25 TWh Sverige+20 TWh Norge) och (30 TWh Sverige+25 TWh Norge). För resultaten (utvecklingen på marknaden) är det den samlade ambitionsnivån som är intressant.

För att se hur resultaten påverkas av ett antal viktiga parametrar har känslighetsanalyser gjorts. Dessa omfattar investeringskostnader för vindkraften, diskonteringsräntans storlek, biobränslepriser, expansionsmöjligheter för ny vattenkraft i Norge samt prisnivån på utsläppsrätter. Några av dessa redovisas i följande avsnitt. För en mer utförlig redovisning se Profu, 2004.

När resultaten som presenteras i detta kapitel ska tolkas och användas är det mycket viktigt att komma ihåg att modellens resultat endast ger en indikation om hur framtiden kan gestalta sig givet vissa antaganden.

8.2 Investeringsförhållanden på lång sikt

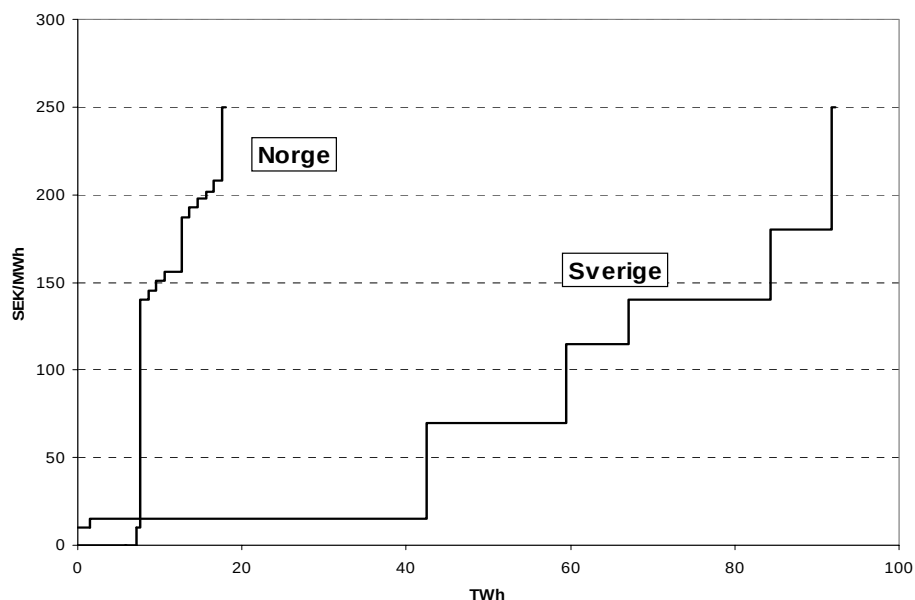
Hur investeringar görs, var produktionen sker, vilka effekterna blir på elcertifikatpris och elpris samt hur övriga elsystemet påverkas på en gemensam marknad styrs i stor utsträckning av de produktionskostnader och potentialer till förnybar elproduktion de ingående länderna har. Det är också viktiga ingångsvärden för de beräkningar av effekter som görs i detta kapitel.

En annan viktig aspekt som påverkar investeringsbeslut, och inte minst investeringskostnaderna, är graden av osäkerhet om framtiden. Denna osäkerhet kan bero på den framtida energi- och klimatpolitiken, graden av acceptans från allmänheten och inte minst av på hur väl det legala systemet fungerar i samband med tillståndsgivning och fysisk planering av förnybara kraftprojekt. I detta avsnitt beskrivs investeringsförhållanden på lång sikt.

8.2.1 Produktionskostnader och potentialer på lång sikt

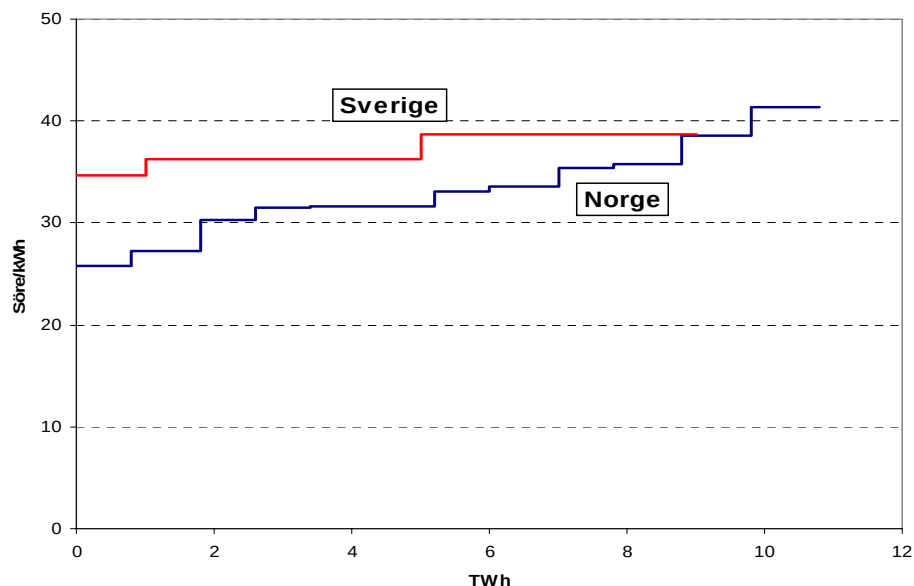
Norge bedöms ha avsevärt bättre vindlägen än Sverige samt en rejäl potential för ny vattenkraft till relativt låga kostnader. När dessa resurser är uttömda, givet de osäkerheter som bl a råder kring expansionsmöjligheterna för ny vattenkraft, tenderar en fortsatt höjning av den samlade ambitionsnivån att bli tämligen dyr. I Sverige antas visserligen ny vattenkraft enbart leda till marginella bidrag, men här finns alltid möjligheten att utnyttja det relativt stora fjärrvärmeunderlaget till biobränslebaserad kraftvärme, något som Norge i praktiken saknar. Dessutom torde vindkraftpotentialen i Sverige rimligen vara av samma storleksordning som i Norge, även om kostnaderna för denna utbyggnad kan vara högre i Sverige än i Norge.

I figurerna nedan visas produktionskostnader och potentialer i framtiden för de olika energislag som idag berättigar elcertifikat. Dessa kostnader och potentialer ligger sedan till grund för de beräkningar med MARKAL-Nordic som redovisas senare i kapitlet⁴³.



Figur 16 Kostnader och potentialer för biobränslen som berättigar elcertifikat (2009)

Källa: Markal-Nordic, Profu (2004)

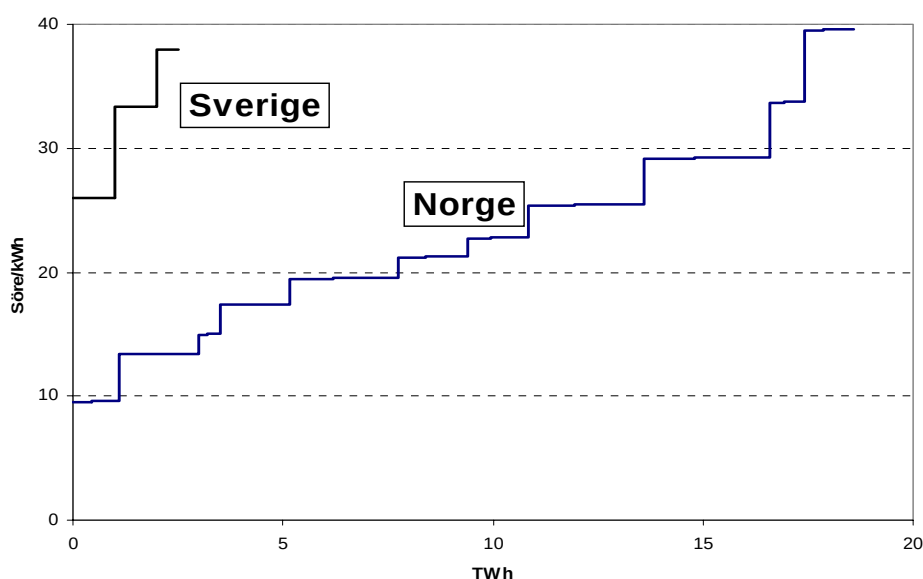


Figur 17 Antagen utbudskurva för ny vindkraft (2016)

Källa: Markal-Nordic, Profu (2004)

⁴³ För en utförligare beskrivning av metod, indata och antaganden i MARKAL-beräkningarna hänvisas till underlagsrapport, Profu 2004.

Förhållandena för vindkraft skiljer sig mellan Sverige och Norge. Genomgående antas att den totala elproduktionskostnaden för vindkraft är lägre i Norge än Sverige på grund av bättre vindlägen till en viss gräns. Detta trots att investeringskostnaden för landbaserade verk oftast antas vara högre i Norge på grund av längre avstånd till elnätet samt högre kostnader för exempelvis vägar (för underhållsarbeten). Vidare förutsätts all vindkraft i Norge vara land- eller kustbaserad och inte havsbaserad, beroende på det stora havsdjupet. Kostnader för vindkraft ligger i paritet med det som antagits i Elforsk (2003). Därmed ingår ej kostnader för själva nätanslutningen och eventuella nätförstärkningar (på grund av stora variationer) men väl en kabel till land för den havsbaserade vindkraften.



Figur 18 Antagen utbudskurva för ny vattenkraft (2016)

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

Expansionsmöjligheterna för ny vattenkraft antas vara avsevärda för Norge medan de är betydligt blygsammare i Sverige (se Figur 18). För Norges del har dock en övre produktionsbegränsning för ny vattenkraft införts på 3,5 TWh år 2009, 7,5 TWh år 2016 samt 10 TWh år 2023 i enlighet med NVE (2003) samt utifrån personliga samtal med NVE.

Produktionskostnader i andra källor

För att stämma av de produktionskostnader som använts i MARKAL-beräkningarna redovisas här produktionskostnader för vind- och biobränslekraft från sex olika rapporter, inklusive Energimyndighetens egen bedömning som gjordes i översynen av Elcertifikatsystemet (Energimyndigheten 2004b).

Tabell 13 Livstidskostnader för ny vindkraft och biobränslekraft (öre per kWh)

	Vindkraft	Biobränslekraft
Sverige	38 - 45	40 – 61
Norge	26 – 40	23 – 114

Källor: NVE (2002), NVE (2004), Elforsk (2003), Energimyndigheten (2004), IEA (2003), och IEA (2001)

De kostnadsuppskattningar som ligger till grund för de MARKAL-baserade simuleringarna som presenterades i 8.2.1 är inte inkluderade i Tabell 13. De verkar dock överlag ligga väl i linje med de kostnader som presenteras här.

8.2.2 Rättsliga förhållanden

Inget tyder på att de institutionella och legala hindren för vindkraft skulle vara mera betydande i Norge än i Sverige. Snarare verkar det som om den norska tillståndprocessen i dagsläget till och med fungerar smidigare än den svenska, i synnerhet på kommunal nivå. Detta preliminära resultat förstärker troligen den norska konkurrensfördelen när det gäller vindkraft. Förutom att det är bättre vindförhållanden generellt i Norge kan vi också förvänta oss att det överlag är lättare för norska vindproducenter att utnyttja de bästa vindförhållandena än vad det är för svenska vindproducenter.

På sikt finns det dock möjlighet att tillståndsgivningen och den fysiska planeringen av ny vindkraft i Sverige och Norge blir mer harmoniserad. Det arbete som pågår i Sverige för att effektivisera tillståndprocessen (i form av en översikt av Miljöbalken och Plan- och bygglagen) är av central betydelse för utvecklingen av svensk vindkraft. Dessutom tycks det finnas tecken på att den norska tillståndprocessen av vissa uppfattas som *alltför* snabb och effektiv och att det finns önskemål om att införa motsvarigheten till det svenska lokaliseringskriteriet även i Norge. Kanske kan vi med andra ord förvänta oss att den svenska tillståndprocessen effektiviseras med tiden medan den norska i stället blir lite trögare.

8.3 Långsiktiga effekter på investeringar

Givet de förhållanden för investeringar som redovisas i avsnitt 8.2 kan utfallet av investeringar på lång sikt simuleras med hjälp av modellberäkningar. Nedan visas och kommenteras utfallet av beräkningar med MARKAL-Nordic för olika ambitionsnivåer för en gemensam marknad med Sverige och Norge. Det är viktigt att komma ihåg att modellen har full information om framtiden och optimerar där efter. Irrationella eller strategiska beteenden som finns på marknaden i verkligheten speglas således inte i beräkningsexemplen.

8.3.1 Låg samlad ambitionsnivå (21 TWh för Sverige, 10 TWh för Norge)

I ett av beräkningsfallen med MARKAL-modellen har utgångspunkten varit en ambitionsnivå på totalt 31 TWh förnybar elproduktion till 2016 (inkluderat befintlig produktion) på hela den gemensamma marknaden. För Sverige har antagits en kvotnivå som motsvarar 21 TWh 2016 samt en kvotnivå i Norge mot-

svarande 10 TWh 2016. Kvotnivåerna motsvarar alltså hur mycket förnybar elproduktion respektive land ska finansiera på den gemensamma marknaden. Var produktion och investeringar sker är däremot inte givet utan kommer som ett resultat av produktionsförutsättningarna i länderna.

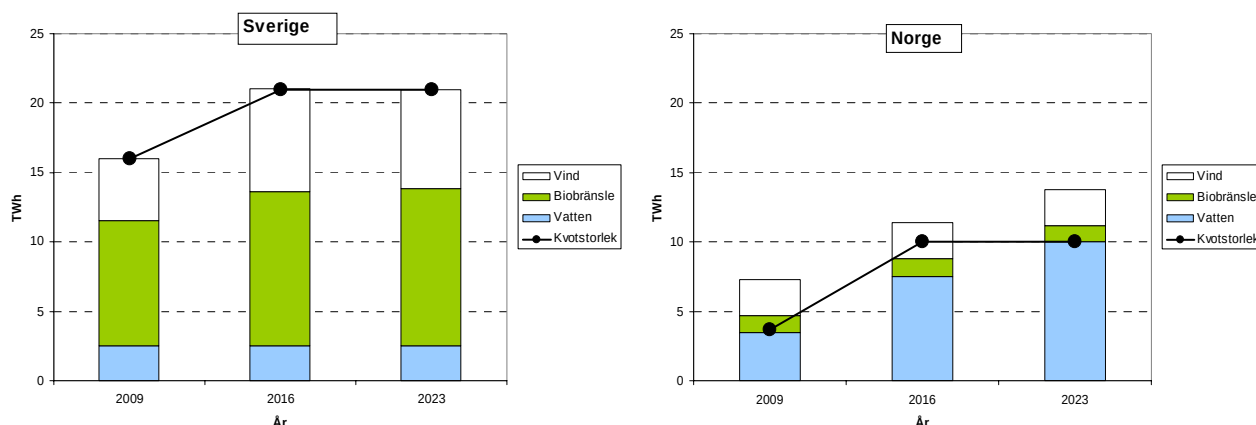
För att illustrera effekterna av en gemensam marknad har beräkningar gjorts dels utifrån antagandet att elcertifikatmarknaden är uppdelad på två separata marknader och dels utifrån antagandet att en gemensam marknad etableras.

Om Norge skulle ha en nationell elcertifikatmarknad där ambitionsnivån och kvoter sätts till att motsvara 10 TWh till 2016 uppstår ingen brist på certifikatberättigad produktion i Norge. Detta innebär att certifikatpriserna är noll i samtliga år och att den certifikatberättigade produktionen överstiger kvoten. Med andra ord räcker enbart elpriset till för att expandera förnybar elproduktion i större utsträckning än vad kvotstorleken kräver.

En nationell marknad i Sverige med en ambitionsnivå på 21 TWh till 2016 innebär att en produktionsmix bestående av ca. 2 TWh vattenkraft, drygt 7 TWh vindkraft och knappt 12 TWh biobränslekraft krävs för att uppfylla kvoterna. Elcertifikatpriset ligger på ca. 100 kr/MWh 2016.

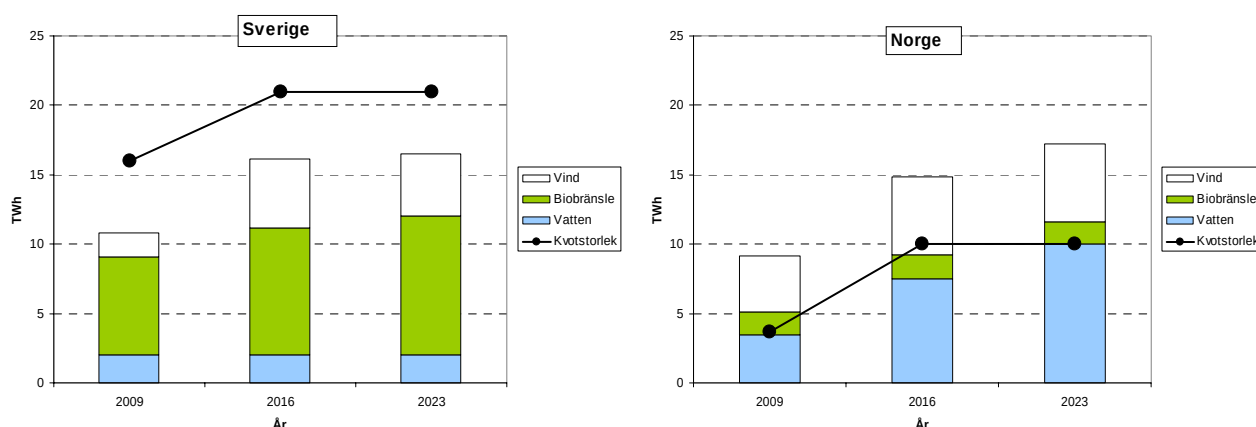
Om vi istället antar att en gemensam marknad etableras kan vi se vilka effekterna blir jämfört med nationella marknader. Istället för att uppnå 21 TWh i Sverige och 10 TWh i Norge på separata marknader ska nu en samlad volym av 31 TWh uppnås på den gemensamma marknaden. Sverige antas bidra till denna volym genom att via sina kvoter finansiera 21 TWh och Norge på motsvarande sätt finansiera 10 TWh via sina kvoter. Resultatet av en gemensam marknad med dessa antaganden är att Norge kommer producera mer förnybar el än deras nationella kvot kräver, medan det omvända förhållandet gäller för Sverige. Detta innebär alltså att billigare produktion i Norge tas i anspråk för att uppfylla kvoterna i Sverige. Framförallt är det norsk vindkraft som är mer kostnadseffektiv än den svenska vindkraften. Detta resulterar i att 3 TWh av den vindkraft som skulle ha producerats i Sverige i fallet med en separat nationell marknad, på en gemensam marknad istället produceras i Norge till lägre kostnader. Istället för 7 TWh vindkraft i Sverige på en nationell marknad kommer alltså 4 TWh svensk vindkraft produceras. I Norge ökar istället vindkraftsproduktionen på en gemensam marknad till ca. 6 TWh jämfört med endast 3 TWh om Norge haft en egen, separat elcertifikatmarknad. Fördelningen av produktionen framgår av Figur 19 och Figur 20 nedan.

Certifikatpriserna blir klart lägre i Sverige vid en gemensam marknad. För svenska konsumenter är det således positivt att den billigare norska vindkraften kan tas i anspråk för att uppfylla kvoterna.



Figur 19 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med nationella marknader (Sverige 21TWh, Norge 10TWh)

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)



Figur 20 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med gemensam marknad (Sverige 21TWh, Norge 10TWh)

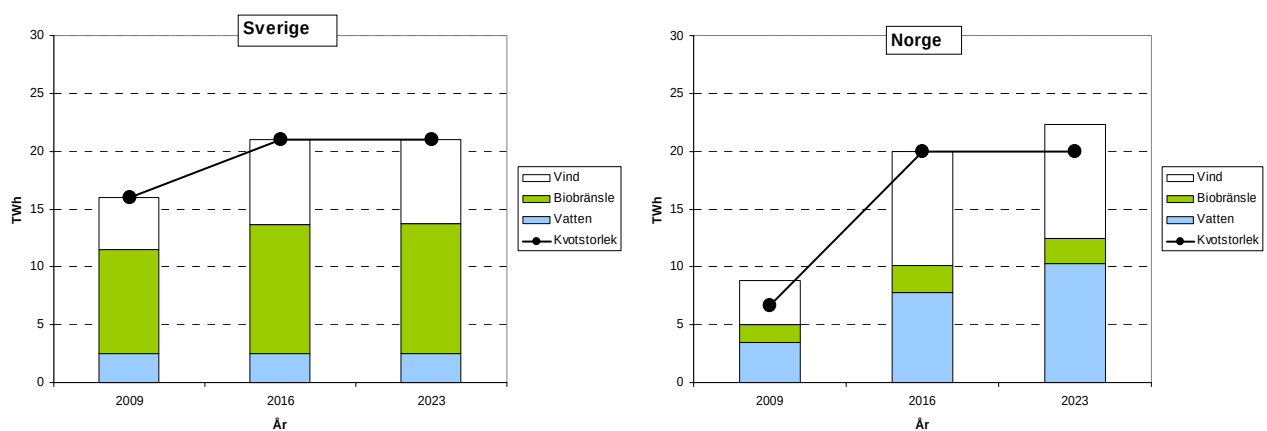
Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

8.3.2 Hög samlad ambitionsnivå (21 TWh för Sverige, 20 TWh för Norge)

En högre samlad ambitionsnivå på en gemensam svensk-norsk marknad på totalt 41 TWh har också beräknats. Skillnaden mot fallet i 8.3.1 är att Norge finansierar 20 TWh via sina kvoter istället för 10 TWh år 2016. Sverige antas även i detta fall ha en ambitionsnivå och kvoter som motsvarar 21 TWh förnybar el till 2016. En beräkning med två separata marknader som sedan jämförs med utfallet av en gemensam marknad har gjorts även här.

När ambitionsnivån höjs från 10 till 20 TWh i Norge visar modellresultatet att denna ökning motsvaras av vindkraftproduktion när elcertifikatsystemet antas att gälla för Norge separat. I Sverige, på en nationell marknad, ser produktionen ut på samma sätt som i föregående beräkningsexempel, det vill säga knappt 12 TWh biobränsle, drygt 7 TWh vindkraft och ca. 2 TWh vattenkraft.

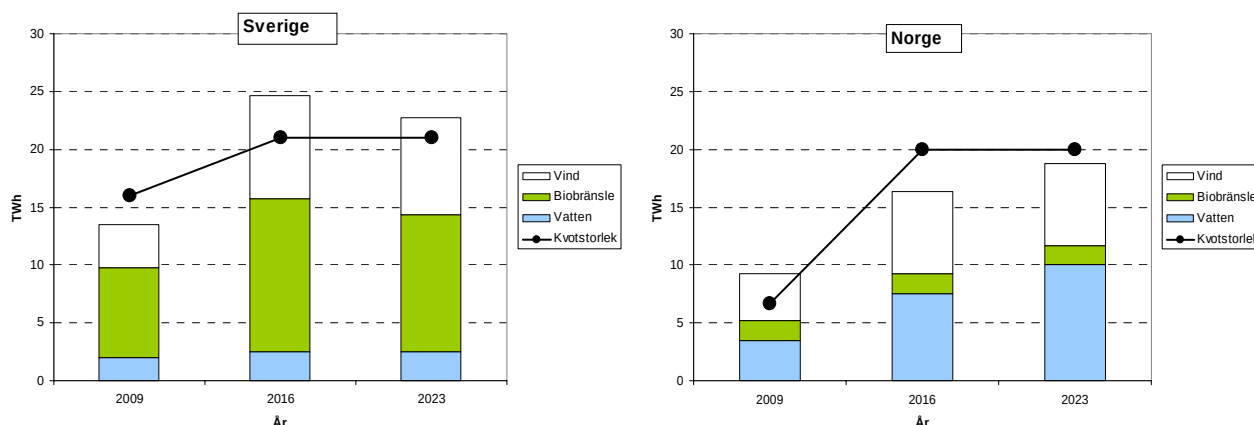
När elcertifikatmarknaden antas vara gemensam och den samlade ambitionsnivån är 41 TWh (21 TWh Sverige, 20 TWh Norge) visar modellresultatet att Sverige blir nettoexportör av certifikat 2016, det vill säga mer förnybar elproduktion än den nationella kvoten kräver kommer till stånd i Sverige. Det omvända gäller för Norge som i detta beräkningsfall importerar certifikat. Det är både vindkraft och biobränslekraft som produceras i större omfattning i en gemensam marknad än i en separat svensk elcertifikatmarknad. I en gemensam marknad produceras ca. 14 TWh biobränslekraft, ca. 9 TWh vindkraft och ca. 2 TWh vattenkraft i Sverige år 2016, vilket är ca. 4 TWh mer än kvoten kräver. I Norge är det framförallt vindkraft som produceras i en mindre omfattning i en gemensam marknad än i en separat, nationell marknad. Det är med andra ord så att vid denna höga samlade ambitionsnivå kommer vissa vindlägen vara mindre konkurrenskraftiga än svensk vind och biobränslekraft.⁴⁴



Figur 21 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med nationella marknader (Sverige 21TWh, Norge 20TWh)

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

⁴⁴ Ytterligare en förklaring till att svensk vindkraft i vissa beräkningsfall väljs före norsk vindkraft är att elpriset i beräkningarna blir högre i Sverige än i Norge från 2016 och framåt. Detta har sin förklaring i kärnkraftavvecklingen i Sverige och flaskhalsar i elöverföringen. Skillnaden i råkraftpris blir uppemot 2-3 öre/kWh i vissa modellår, vilket innebär att vindkraft i Sverige värderas högre än vindkraft i Norge i motsvarande grad.



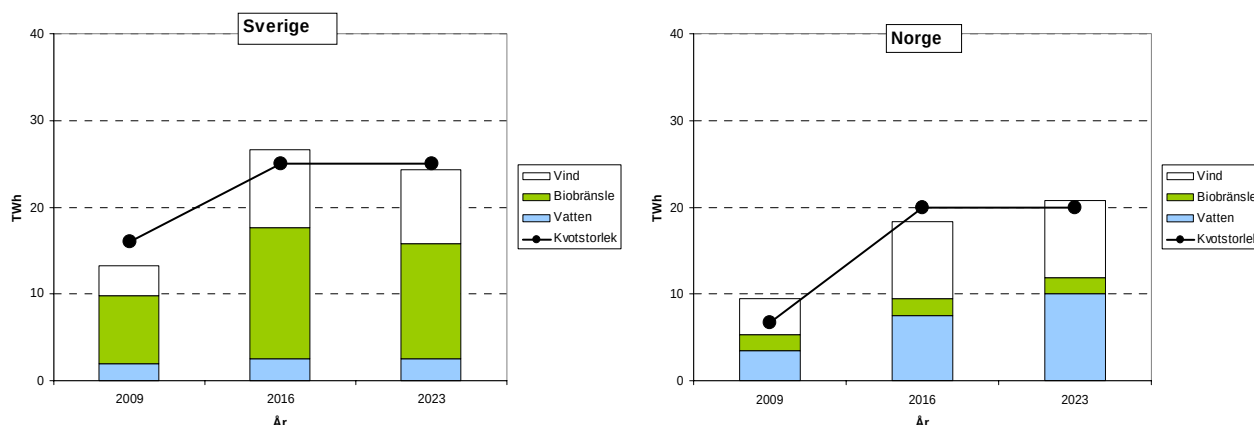
Figur 22 Certifikatproduktionen i Sverige (till vänster) och Norge (till höger) i fallet med gemensam marknad (Sverige 21TWh, Norge 20TWh)

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

8.3.3 Mycket hög respektive extremt hög samlad ambitionsnivå – totalt 45 TWh respektive 55 TWh

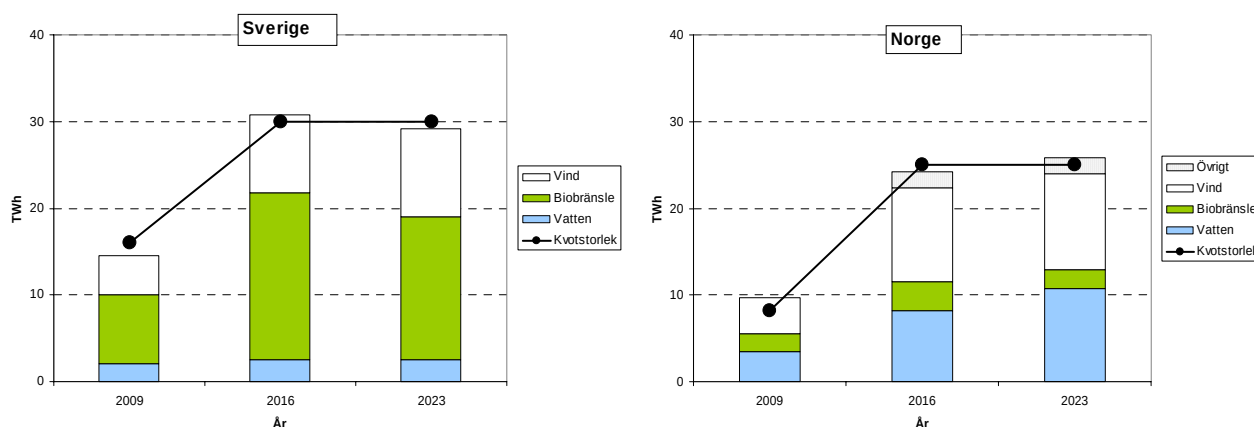
Vid ännu högre samlad ambitionsnivå och högre kvoter i länderna pekar mycket på att Sverige fungerar som nettoexportör av elcertifikat. Högre kvoter än 21 TWh i Sverige respektive 20 TWh i Norge år 2016 tillgodoses främst med biobränslekraftvärme i Sverige och vindkraft i Norge. Expansionen inom biobränslekraftvärme sker både inom fjärrvärmesystemet och inom den industriella mottrycksproduktionen genom svartlutsförgasning (tekniken antas i modellen vara tillgänglig från och med 2016).

I fallet med en extremt hög ambitionsnivå på total 55 TWh förnybar el till 2016 visar det sig att vågkraft (i storleksordningen 1 TWh) måste till i Norge år 2016 för att möta kvotbehovet i Norden. Därmed befinner sig modellen på gränsen till vad den förmår åstadkomma. Värt att notera är också att det vid denna extremt höga ambitionsnivå producerar båda länderna i stort sett vad kvoten kräver. Det kommer av att i stort sett all potential till expansion i vind, vatten och biokraft måste tas i anspråk i båda länderna och någon billigare produktion att nyttja i det ena eller landet finns inte. Därav blir det heller inte någon större handel av elcertifikat mellan länderna.



Figur 23 Gemensamt system med 25 TWh kvot i Sverige och 20 TWh kvot i Norge år 2016.

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)



Figur 24 Gemensamt system med 30 TWh kvot i Sverige och 25 TWh kvot i Norge 2016.

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

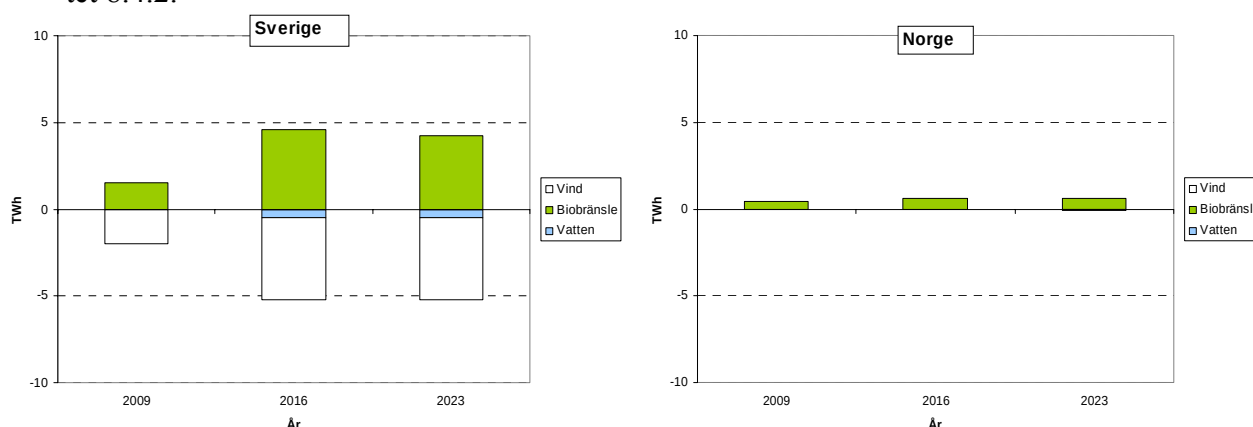
8.3.4 Osäkerhet som påverkar kostnadsbilden vid investeringar

I föregående avsnitt har vi visat de effekter på investeringar och teknikval som kan tänkas uppkomma vid givna villkor genom att göra MARKAL-beräkningar. Beräkningarna bygger med nödvändighet på specifika antaganden om vindförhållanden, diskonteringsräntor, bränslepriser etc. Resultaten är i stor utsträckning känsliga för förändringar i dessa antaganden. I detta avsnitt görs känslighetsanalyser av vissa ingående variabler för att visa hur resultaten förändras. Det förstärker även det som sagts inledningsvis i detta kapitel; nämligen att modellberäkningar ska tolkas med försiktighet och ses som indikationer på hur framtiden kan gestalta sig givet vissa antaganden.

Antaganden om diskonteringsränta

I de beräkningar som redovisats ovan har en diskonteringsränta på 5 procent använts. Diskonteringsräntan speglar det avkastningskrav som aktörerna har på sina investeringar, och innefattar även en riskpremie. För relativt nya tekniker

som exempelvis storskalig vindkraft till havs, med stor teknisk risk, kan ett avkastningskrav på 5 procent tyckas väl lågt. Om en diskonteringsränta på 10 procent används istället för 5 procent påverkar det också konkurrensförhållandena mellan de förnybara energislagen. En högre diskonteringsränta förbättrar konkurrenskraften för de bränslebaserade teknikerna såsom biobränslekraftvärme gentemot de bränslefria teknikerna såsom vindkraften där produktionskostnaden domineras av kapitalkostnader. Det hela blir mycket tydligt för den svenska certifikatproduktionen. Endast den svenska vindkraften tycks dock ”drabbas” medan vattenkraftens konkurrenskraft, både i Sverige och Norge, inte påverkas alls⁴⁵. För certifikatpriset får dock förändringen stora konsekvenser, se längre fram i avsnittet 8.4.2.



Figur 25 Skillnad i certifikatproduktion mellan fallen med 5 % diskonteringsränta och 10 % diskonteringsränta för Sverige (till vänster) och Norge (till höger).

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

Teknikutveckling för vindkraft

I denna känslighetsanalys antas att investeringskostnaderna för ett vindkraftverk sjunker i takt med att den installerade kapaciteten byggs ut. I de tidigare redovisade fallen antogs att en sådan kostnadsminskning inte kommer till stånd. Investeringskostnadsreduktionen speglas i teoribildningen kring sk erfarenhetskurvor (alternativt lärlkurvor). Det antagande som gjorts här är att den globala ackumulerade vindkraftkapaciteten byggs ut med 15 procent årligen till och med 2010 och därefter med 10 procent. Tillsammans med antagandet om att den så kallade progress ratio ligger på 0,92 för vindkraft (det vill säga för varje fördubbling av den globala installerade kapaciteten minskar investeringskostanden med $100 - 92 = 8$ %) fås en tidsberoende investeringskostnad för ett standardverk enligt Tabell 14.

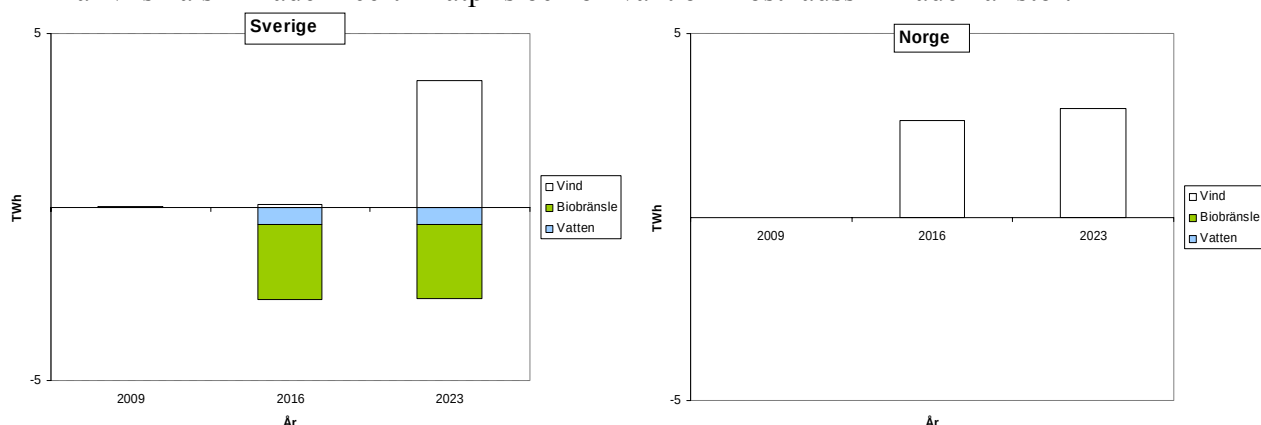
Tabell 14 Modellantaganden för investeringskostnaden för ett landbaserat standardvindkraftverk i Sverige i känslighetsfall med tekniskt lärande för vindkraft (SEK/kW el)

År	2002	2009	2016	2023	2030
SEK/kW	8000	7220	6702	6250	5830

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

⁴⁵ Beräkningen med högre diskonteringsränta är gjord för fallet med en samlad ambitionsnivå på 41 TWh (21 TWh i Sverige, 20 TWh i Norge).

Införandet av tekniskt lärande för vindkraft i modellen leder till att vindkraftproduktionen är omkring 2 TWh högre i Norge 2016 medan svensk biobränslekraftvärme i motsvarande grad är lägre. För svensk vindkraft ökar inte produktionen förrän 2023 men däremot sjunker kostnaden för de anläggningar som byggs. I beräkningarna indikeras att tekniskt lärande för vindkraft har liten påverkan på certifikatpriset. I andra studier med MARKAL-modellen antyds istället motsatsen, det vill säga att tekniskt lärande för vindkraften har stor betydelse för prisnivån på certifikaten (se t ex Unger 2003). Det hela beror på kostnadsspannet mellan tillkommande vindkraft genom tekniskt lärande och det som ersätts i certifikatsystemet, det vill säga biobränslekraftvärme i detta fall. Om kostnadsskillnaden är liten får vi små skillnader i certifikatpris och omvänt om kostnadsskillnaden är stor.



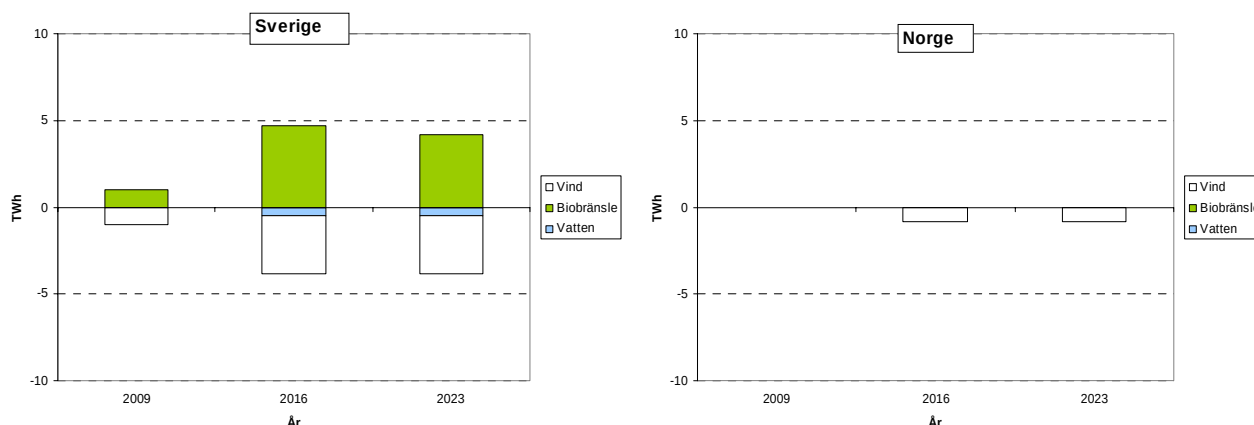
Figur 26 Skillnad i certifikatproduktion mellan fallet med samlad ambition å 41 TWh (21 TWh i Sverige 20 TWh i Norge) och ett fall med sjunkande investeringskostnader för vindkraften.

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

Internationell biobränslemarknad

I denna del av känslighetsanalysen antas att Sverige och Norge får tillgång till oändliga mängder biobränsle (flis) till ett pris av 150 SEK/MWh genom exempelvis import från utlandet. Eftersom detta ligger klart under de biobränslepriser som antagits i de tidigare beräkningarna så ökar naturligtvis biobränslekraftvärme sin konkurrensfördel på certifikatmarknaden jämfört med tidigare beräkningsfall. I modellresultaten märks detta dock endast i Sverige där fjärrvärmeunderlaget är tillräckligt stort för att möjliggöra ytterligare biobränsleexpansion på andra bränslens bekostnad (huvudsakligen naturgas).

I certifikatsystemet är det uteslutande vind som tappar motsvarande marknadsandel, och nästan enbart i Sverige (från nästan 9 TWh år 2016 till ca. 5 TWh).

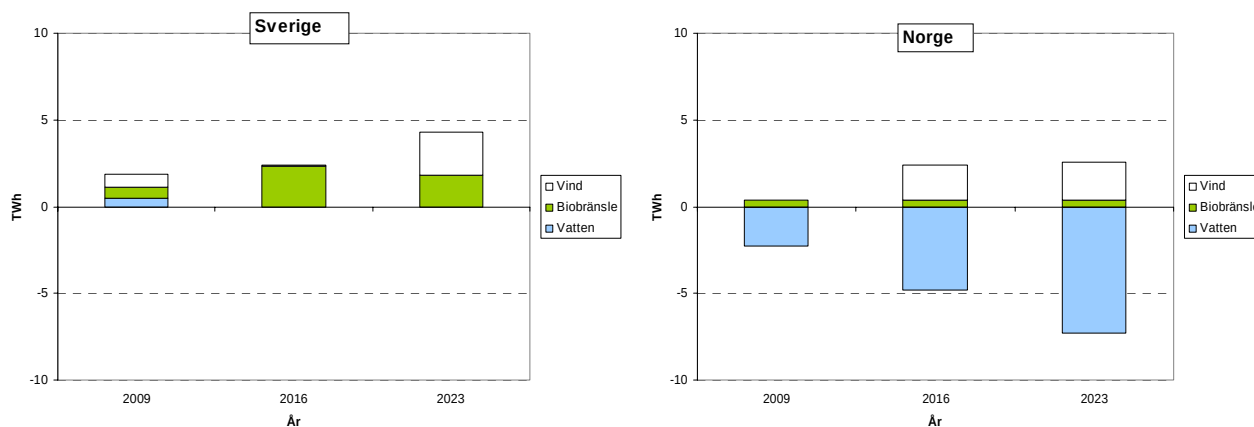


Figur 27 Skillnad i certifikatproduktion mellan fallen utan begräsning för biobränslen och fallet med begräsning (samlad ambition 41 TWh) för Sverige (till vänster) och Norge (till höger).

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

Kraftigt begränsad expansion för norsk vattenkraft

I de tidigare beräkningarna antogs en övre produktionsbegränsning för ny vattenkraft i Norge på 3,5 TWh till 2009, 7,5 TWh till år 2016 och 10 TWh till år 2023. I detta fall antas att ny norsk vattenkraft endast tillåts bidra med 0,5 TWh år 2009 och 2 TWh år 2016 och 2023. Beräkningsresultaten visar att denna minskning i norsk vattenkraftproduktion huvudsakligen tillgodoses med svensk biobränslekraft och vindkraft både i Sverige och Norge.



Figur 28 Skillnad i certifikatproduktion när vattenkraften i Norge begränsas för Sverige (till vänster) och Norge (till höger).

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

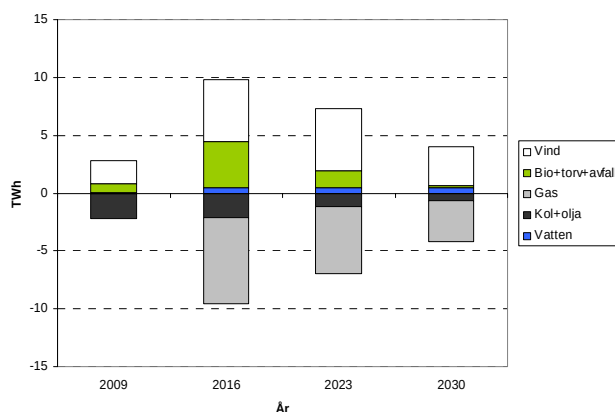
8.3.5 Vad ersätter den förnybara elen?

Genom att analysera de beräkningar som gjorts med MARKAL-modellen kan man få en uppfattning av vilken produktion det är som trängs undan vid ett gemensamt elcertifikatsystem. Om fallet med en samlad ambitionsnivå på 41 TWh jämförs med fallet med totalt 31 TWh certifikatberättigad el på den gemen-

samma marknaden kan vi se vilka skillnader som uppstår i den nordiska kraftproduktionen.

Skillnaden mellan fallen är att ytterligare tio TWh certifikaberättigad el skall produceras år 2016, antingen i Norge (där kvotstorleken höjts) eller i Sverige. I Figur 29 visas hur förändringen i den nordiska elproduktionen ser ut.

När den samlade ambitionsnivån ökar med 10 TWh sker expansionen huvudsakligen inom vindkraften medan minskningen i huvudsak sker inom gaskraften. I detta fall är det huvudsakligen anläggningar som inte byggs men som *hade* byggts om certifikatkvoten legat kvar på 10 TWh i Norge. Bilden blir densamma rent fördelningsmässigt, om än med större differenser mätt i TWh, även om man exempelvis jämför fallen där ambitionsnivån sätts ännu högre (45 TWh) med den samlade ambitionsnivån på 31 TWh, det vill säga den samlade ambitionsnivån höjs med 14 TWh. Den ”ersatta” gaskraften fördelar sig jämnt mellan Norge, Sverige och Finland, drygt – en minskning på ca. 2 TWh i varje land år 2016 (kondens i Norge och Finland samt kraftvärme i Sverige). Även existerande dansk kolkraft minskar. Med andra ord tycks förändringar i ett lands ambitionsnivå ge efterverkningar på grannländernas elproduktion.



Figur 29 Förändringar i nordisk elproduktion om den norska kvoten höjs från 10 till 20 TWh på en gemensam certifikatmarknad

Källa: MARKAL-Nordic, Profu (2004)

8.4 Långsiktiga effekter på certifikat- och elpris

I detta avsnitt redovisas hur prisbildningen på elcertifikatmarknaden kan tänkas påverkas av bland annat vilken samlad ambitionsnivå som fastställs för den gemensamma marknaden men också beroende på vilken diskonteringsränta som antas i beräkningarna. Även förhållandet mellan systempriset på el och elcertifikatpriset beskrivs. Vi diskuterar även hur prisbildningen på lång sikt påverkas av olika osäkerhetsfaktorer. Även här används modellberäkningarna från MARKAL som underlag. Dessa kompletteras med andra studier.

8.4.1 Kopplingen mellan elcertifikatsystem, elpris och elcertifikatpris

Det är högst troligt att elcertifikatsystemet i ett land påverkar den nordiska elmarknaden och därmed elproduktionen i enskilda grannländer. Detta eftersom förnybar elproduktion genom kvotplikten i någon mån ersätter annan kraftproduktion, antingen existerande eller sådan som hade byggts ut om inte förnybart hade fått stöd via elcertifikatsystemet. Det innebär att dyrare elproduktion i det nordiska elsystemet trängs undan på marginalen och elcertifikatsystemet verkar således dämpande på systempriset på el. För konsumenterna av el är det dock den totala kostnaden för elen som är det intressanta. Via sin kvotplikt betalar ju konsumenterna för elcertifikatsystemet. Detta gör att den prisdämpande effekt som elcertifikatsystemet har på systempriset på el inte nödvändigtvis innebär ett minskat konsumentpris på el.

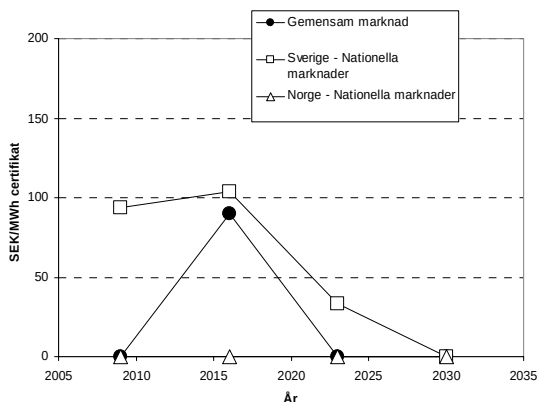
Konsumenterna betalar således för elcertifikatsystemet via sin kvotplikt men tjänar å andra sidan på systemet genom den dämpande effekten på elpriset. De som påverkas mest av elcertifikatsystemets inverkan på elpriset är snarast de som producerar icke-förnybar el, så kallad "brun el". Genom att ett elcertifikatsystem införs så sjunker systempriset på el och producenterna av "brun el" får vara med och betala för den "gröna elen" via ett minskat producentöverskott.

Elpriset påverkas naturligtvis också av en mängd andra faktorer än den produktion som tvingas in på den nordiska elmarknaden av elcertifikatsystemet. Elpriset har också en direkt effekt på elcertifikatpriset. Om elpriset stiger får producenten av förnybar el en större ersättning därifrån och behovet av stöd minskar, det vill säga certifikatpriset sjunker. Alltså högre elpris ger lägre elcertifikatpris och vice versa.

8.4.2 Påverkan på elcertifikatpriset vid olika stor samlad ambitionsnivå (TWh)

I figurerna nedan visas vilka priser som ges i modellberäkningarna med MARKAL. I samtliga beräkningar antas fem procents diskonteringsränta. Längre fram i avsnittet visas hur en högre ränta påverkar de beräknade priserna.

I en norsk nationell marknad med ambitionsnivån 10 TWh blir elcertifikatpriserna noll, det vill säga det uppstår ingen brist på certifikatberättigad produktion i Norge. Den certifikatberättigade produktionen kommer att överstiga kvoten. På en nationell svensk marknad med en ambitionsnivå på 21 TWh hamnar det beräknade elcertifikatpriset på drygt 100 kr per MWh. På en gemensam marknad (10+21 TWh) hamnar priset på ungefär 90 kr/MWh. Man bör hålla i minnet att elcertifikatpriset beror av marknadspriset på el. Det pris som producenten av förnybar el får per kWh elproduktion är: marknadspriset på el+marknadspriset på elcertifikatet. I modellberäkningarna ligger systempriset på el på 29 öre/kWh $\pm$ 2 öre beroende på vilken ambitionsnivå som antagits. Givet ett lägre elpris skulle ett högre elcertifikatpris krävas för att uppnå samma mängd förnybar elproduktion.

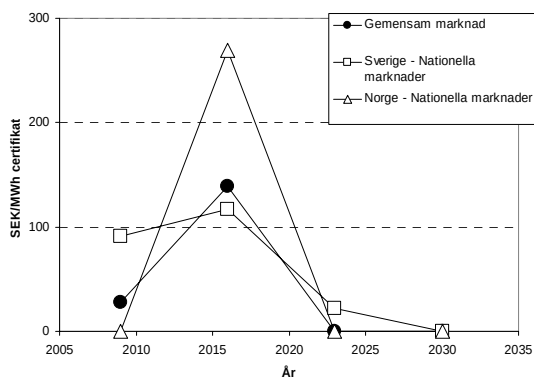


Figur 30 Certifikatpriser för fallen gemensam marknad 31 TWh (21 + 10 TWh) och nationella marknader 21 TWh i Sverige och 10 TWh i Norge.

Källa: MARKAL-Nordic (Profu, 2004)

När ambitionsnivån i Norge höjs från 10 TWh till 20 TWh år 2016 ges ett relativt högt elcertifikatpris för modellåret 2016 i Norge givet en nationell marknad, ungefär 280 kr/MWh. Det indikerar att de tio tillkommande terawattimmarna är relativt dyra. Priset sjunker dock raskt mot noll år 2023, vilket huvudsakligen beror på att potentialen för relativt billig ny norsk vattenkraft antas växa mellan 2016 och 2023.

Om en gemensam marknad på 41 TWh istället för separata marknader antas syns en tydligt prisutjämnande effekt. I fallet med en gemensam marknad indikerar modellen prisnivåer runt 140 kr/MWh.



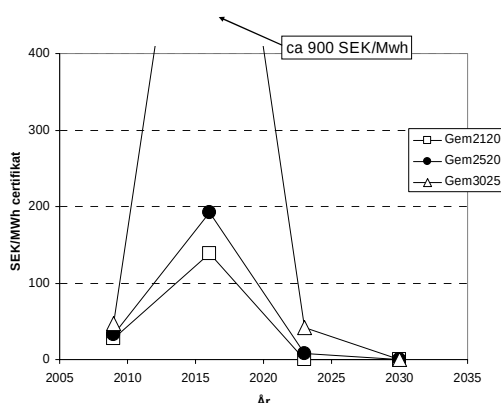
Figur 31 Certifikatpriser för fallen gemensam marknad 41 TWh (21 + 20) och nationella marknader (Sverige 21 TWh och Norge 20 TWh).

Källa: MARKAL-Nordic (Profu, 2004)

I fallet där den samlade ambitionsnivån är 45 TWh⁴⁶ förändras certifikatpriserna relativt lite gentemot beräkningen där den samlade ambitionsnivån var 41 TWh. Däremot blir certifikatpriset på den gemensamma marknaden extremt högt under

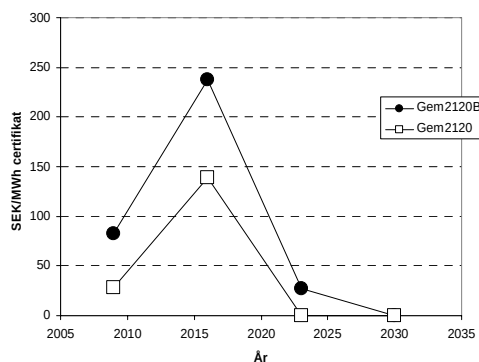
⁴⁶ Utgångspunkten är följande fördelning; 25 TWh i Sverige och 20 TWh i Norge till år 2016.

2016 för det fall där den samlade ambitionsnivån är 55 TWh⁴⁷. Det visar sig att vågkraft (i storleksordningen 1 TWh) måste till i Norge år 2016 för att möta kvot-behovet i Norden. Därmed befinner sig modellen på gränsen till vad den förmår åstadkomma under det modellåret vilket också antyds av de extremt höga certifi-katpriserna (närmare 900 SEK/MWh!). Det hela är naturligtvis en konsekvens av de modellantaganden som gjorts rörande potentialer och expansionshastigheter för förnybar elproduktion.



Figur 32 Certifikatpriser för fallen gemensam marknad (21 + 20), (25 + 20) och (30+25).
Källa: MARKAL-Nordic (Profu, 2004)

I Figur 33 nedan visas hur elcertifikatpriset påverkas av att diskonteringsräntan höjs från 5 procent till 10 procent. Det blir tydligt att en högre ränta ger betydligt högre elcertifikatpriser. Priset år 2016 ökar från 140 kr/MWh till 240 kr/MWh.



Figur 33 Certifikatpris på en gemensam marknad (Sverige 21 TWh, Norge 20 TWh) med olika räntor. Gem2120B motsvarar en ränta på 10 % och Gem2120 en ränta på 5 %.

Källa: MARKAL-Nordic, (Profu 2004)

8.4.3 Effekter på elpriset

Som nämndes inledningsvis i avsnitt 8.4.1 påverkar själva förekomsten av ett elcertifikatsystem dämpande på systempriset på el på den nordiska marknaden. En

⁴⁷ Utgångspunkten är 30 TWh i Sverige och 25 TWh i Norge år 2016.

högre ambitionsnivå gör att den dämpande effekten potentiellt blir större. Att utvidga den svenska elcertifikatmarknaden till att även innefatta Norge och således tvinga in ännu mer förnybar elproduktion på den nordiska marknaden, bör således dämpa systempriset på el ytterligare. Detta har dock inte kvantifierats med modellberäkningar. Däremot har vi i modellberäkningarna konstaterat att effekterna på elpriset av att gå från två separata marknader till en gemensam är försumbara.

De långsiktiga effekterna på elpriset *för konsumenterna* av en gemensam norsk-svensk certifikatmarknad är med största sannolikhet ganska små. Detta resultat bekräftas av en rad studier, se exempelvis Unger och Ahlgren (2004), Nordleden (2002) samt Hindsberger m.fl. (2003). Orsaken till att slutkundspriserna för el förblir relativt låga – även om kvotplikten skärps – är att den extra kostnaden för certifikatsystemet i huvudsak bärs av producenterna av icke-förnybar kraft i form av ett lägre systempris på el.

8.4.4 Osäkerhet som påverkar prisbildningen

Det är viktigt att komma ihåg att de prisanalyser som redovisats ovan är genomförda med en teknisk optimeringsmodell, MARKAL-Nordic, som utgår från långsiktigt stabila investeringsvillkor och en perfekt insikt i framtiden. I modellen värderas således inga osäkerheter eller risker (annat än i den antagna diskonteringsräntan). Modellen antar att förnybar elproduktion kommer till stånd och att elcertifikat bjuds ut på marknaden samt att kvotplikten uppfylls varje år, dvs. ingen kvotpliktsavgift tas. Ingen spekulation, strategiskt finansiellt agerande eller utnyttjande av marknadsdikt förekommer således i modellens beräkningar.

I den verkliga marknaden är givetvis detta många parametrar som inte är självklart givna. I en situation där framtiden upplevs allt för osäker skulle brist på investeringar i ny kraft kunna uppstå och istället skulle ett mer intensivt utnyttjande av existerande kraft kunna ske (i den mån det är möjligt). Effektiviseringar – och medföljande produktionsökningar – i befintliga vattenkraftverk skulle exempelvis bli mer attraktivt än nybyggnation, och vi skulle till och med kunna förvänta oss en betydande teknisk utveckling för sådana och liknande investeringsalternativ. Det är dock också rimligt att anta att potentialen för att utnyttja existerande kraft är begränsad och otillräcklig för att möta en relativt ambitiös kvotplikt; detta skulle i så fall innebära en betydande risk för mycket höga certifikatpriser.

8.5 Långsiktiga effekter på konkurrens och marknadens stabilitet

Genom att utvidga den svenska marknaden till att i första hand även innefatta Norge och i förlängningen möjligen ännu fler länder påverkas marknadens funktionssätt och stabilitet. Genom att fler länder inkluderas i en gemensam marknad kommer också fler aktörer att vara verksamma på marknaden vilket bör leda till en bättre konkurrenssituation. På samma sätt kommer en utvidgad marknad innebära att större volymer av elcertifikat omsätts vilket potentiellt förbättrar markna-

dens stabilitet och funktionssätt. Med en marknad med flera olika länder involverade förändras också möjligheterna att med kort varsel förändra spelreglerna i marknaden förutsatt att hänsyn tas till andra länder.

Med fokus på konkurrens och marknadens långsiktiga stabilitet diskuteras i detta avsnitt vikten av långsiktighet och förutsägbarhet, samt tydlighet vad avser eventuella förändringar i den gemensamma marknaden. Vidare diskuteras hur en utvidgad marknad påverkar förekomsten av marknads-makt, prisvolatilitet samt prisbildningen.

8.5.1 Långsiktighet, förutsägbarhet och tydlighet

Som framkommit tidigare i rapporten är det viktigt för marknadens stabilitet att den politiska styrningen är långsiktig. Genom en långsiktig fastställd efterfrågenivå, det vill säga ambitionsnivå och kvoter, skapas förutsättningar för att marknaden ska fungera väl och att investeringar ska komma till stånd. Detta framfördes även som en rekommendation i Energimyndighetens etapp 2 av översynen av elcertifikatsystemet (Energimyndigheten 2004b). Vi har också tidigare i rapporten diskuterat vikten av att en utvidgad marknad vinner acceptans i samhället (se kapitel 5 och kapitel 7).

Marknadens aktörer har framhållit att en av de största fördelarna med en utvidgad marknad är att den politiska risken minskar. I och med att två eller flera länder är ansvariga för marknaden och måste komma överens om eventuella förändringar minskar risken, enligt aktörerna, för att spelreglerna förändras i den gemensamma marknaden. Trovärdigheten och stabiliteten skulle således stärkas ju större marknaden blir. Mot detta kan hävdas att en utvidgning av marknaden potentiellt skulle kunna innebära fler potentiella konflikter mellan olika intressegrupper på marknaden (se Ek m fl. 2004). En sådan situation skulle kunna uppstå om utfallet av den gemensamma marknaden inte motsvarar den gruppens förväntningar och att då krav på förändringar skulle resas. Ek menar också att vissa frågor troligen kommer behandlas på nationell nivå samt att varken Sverige eller Norge har någon historia av långsiktighet i energipolitiken vilket skulle kunna innebära att systemet överges av endera parten för någon annan stödform för förnybar elproduktion.

Oavsett synsättet på den politiska risken är det av yttersta vikt att båda länderna binder sig till en långsiktigt hållbar utformning av den gemensamma marknaden. Det är också viktigt att länderna kommer överens om en långsiktig kvotsättning och att det finns någon typ av ”mekanism” som gör det svårt (eller dyrbart) för något land att avvika från denna överenskommelse. (Detta behandlas utförligare i kapitel 6 ”krav på en väl fungerande elcertifikatmarknad”).

8.5.2 Förekomsten av marknadsmakt⁴⁸

På en certifikatmarknad finns en betydande teoretisk potential för en certifikatberättigad producent att utnyttja marknadsmakt. Genom att ”hålla inne” ett certifikat (t.ex. 1 MWh) kan denne orsaka betydande prishöjningar, detta genom att i jämviktssituationen måste elkonsumtionen då minska med 10 MWh om kvotplikten är 10 procent. Det finns dock åtminstone två skäl till att tro att de reella möjligheterna och incitamenten till att utnyttja marknadsmakt på en norsk-svensk certifikatmarknad kommer att vara små.

Det första skälet är att många av de viktigaste producenterna av förnybar elkraft äger såväl förnybar som traditionella ”bruna” kraftkällor. För dessa är det inte någon given vinst av att begränsa utbudet av elcertifikat, eftersom detta kan bidra till att sänka producentpriset på el och därmed minska intäkterna från den ”bruna” produktionen. Det andra skälet är helt enkelt att en utvidgad certifikatmarknad innebär närmast per definition en minskad risk för marknadsmakt, eftersom antalet aktörer på de relevanta marknaden kan antas öka markant.

8.5.3 Förekomsten av prisvolatilitet

Utbudet av förnybar elkraft kan variera mycket från en tidsperiod till en annan, inte minst som ett resultat av förändrade vindförhållanden (se t.ex. Lemming, 2003). I kombination med en prisökänslig certifikatefterfrågan kan detta ge upphov till betydande prisfluktuationer på marknaden. En sådan situation skapar också en betydande ekonomisk risk gällande villkoren för nyinvesteringar, och bidrar således till en relativt hög riskpremie.

Även i detta fall kommer dock en utvidgad certifikatmarknad att erbjuda viktiga fördelar. Det finns exempelvis lite som talar för att vindförhållandena i Norge och Sverige är nära korrelerade, och detta borgar för att prisfluktuationerna blir mindre accentuerade på den utvidgade marknaden än vad de skulle ha varit på nationellt isolerade marknader.

8.5.4 Internationella certifikatmarknader med många länder

Utvidgningen av den svenska certifikatmarknaden till att även omfatta Norge kan ses som ett första steg mot en än större marknad med många länder inblandade. Emedan en sådan utvidgning innebär att kostnadsskillnader för förnybar elkraft länder emellan kan utnyttjas i än högre grad och således ge upphov till stora effektivitetsvinster, finns det också effekter av en sådan utvidgning som kan uppfattas som problematiska. På en marknad med många länder kommer ett enskilt land inte att kunna påverka priset på certifikaten, och detta innebär att länderna inte heller kan utnyttja vare sig kvotplikten eller prisregleringar för att stimulera utbyggnaden av grön el i hemlandet. Det krävs i stället en koordinerad ökning av den ”gemensamma” ambitionsnivån. Tendenser till begränsad ”självbe-

⁴⁸ Se Amundsen och Nese (2004) för en mer fördjupad diskussion om marknadsmakt på en elcertifikatmarknad,

stämmanderätt” finns naturligtvis också på en norsk-svensk marknad, men ju fler länder som är involverade desto mindre inflytande får nationella beslut på utbyggnaden av förnybar elkraft. Detta behandlas utförligare i kapitel 7 ”Modeller för att lägga fast ambitionsnivåer och kvoter”.

8.6 Långsiktiga effektivitetsvinster på en gemensam marknad

Som framförts tidigare på flera ställen i rapporten uppstår större effektivitetsvinster ju större en marknad blir. Dessa effektivitetsvinster kommer av att produktionskostnader och förutsättningar skiljer sig åt mellan länderna, vilket gör att det med handel mellan länderna blir billigare att uppnå ett mål på en gemensam marknad istället för på separata marknader. I en utvidgad marknad uppstår också långsiktiga vinster i marknadens funktionssätt i och med en större likviditet, mindre prisvolatilitet, bättre konkurrens, lägre politisk risk mm. Hur stora är då dessa effektivitetsvinster? Går de att mäta?

En enkel värdering av marknadsutvidgningen har gjorts med MARKAL-Nordic genom att se på skillnaden i den totala systemkostnaden mellan ett nordiskt energisystem som inkluderar separata marknader för elcertifikat i Sverige respektive Norge och ett nordiskt energisystem som istället inkluderar en gemensam svensk-norsk certifikatmarknad. Kostnadsskillnaden blir därvid mellan 1 och 2 miljarder SEK räknat som nuvärde diskonterat över de närmaste 20 åren, vilket motsvarar ca. 100-200 MSEK per år. Med andra ord är en gemensam marknad ca. 100-200 MSEK billigare på årsbasis än två separata marknader som tvingar in lika mycket certifierbar elproduktion enligt de kvotstorlekar som analyserats i denna studie. I denna vinst ingår dels vinsten av själva handeln med certifikat genom att produktionen av certifikat görs där den är billigast, och dels kostnadsförändringar som har sitt ursprung i övriga systemförändringar utanför själva certifikatsystemet.

Man kan även konstatera att 100-200 MSEK per år är en i sammanhanget liten siffra. Utöver denna siffra torde dock effektivitetsvinster tillkomma som kan nås genom exempelvis ökad konkurrens (pga. fler aktörer), ökad likviditet (pga. ökad marknadsstorlek) och minskade årliga prisvariationer beroende på tillrinning, vindförhållanden och fjärrvärmeunderlag. Dessa eventuella vinster på en verklig marknad har dock inte varit möjliga att kvantifiera.

9 Kortsiktiga konsekvenser på den svenska marknaden

Detta kapitel behandlar de konsekvenser som på kort sikt kan uppstå för den svenska marknaden och dess aktörer.

Energimyndigheten kommer till följande slutsatser:

Den största konsekvensen på kort sikt är att utvidgningen av marknaden leder till en ökad prisk. Norges inträde i marknaden kan leda till spekulationer kring förväntad prisutveckling och därigenom en svängig och oförutsägbar prisbildning. Förväntningar om sänkta certifikatpriser gör att prissänkningen tidigareläggs. Förväntningar om höjda certifikatpriser leder på motsvarande sätt till att certifikatpriset går upp redan innan utvidgningen. De förutsägelser som görs kan vara självförverkligande såtillvida att själva förväntningarna får betydelse för prisbildningen på kort sikt. Är förutsägelserna felaktiga eller överdrivna kan det leda till fluktuerande certifikatpriser tills priserna anpassas efter de verkliga förhållandena.

Den viktigaste konsekvensen av den ökade priskrisen är att det kan uppstå ett vakuum där investerare väljer att avvakta med följderna att ingen ny produktionskapacitet byggs. Viktigt att notera är att en stor del av osäkerheten kommer sig av att spelreglerna ännu inte slagits fast. När alla lagförslag väl ligger på bordet och alla detaljer är bestämda reduceras osäkerheten avsevärt.

Praktiska problem som måste hanteras i samband med den utvidgade marknaden är skapandet av en fungerande infrastruktur där länderna har access till varandras system, tillblivelsen av en fungerande marknadsplats samt att aktörerna har tillgång till samma marknadsinformation oavsett landstillhörighet.

I samband med den utvidgade elcertifikatmarknaden kan vissa kortsiktiga konsekvenser uppstå på den svenska elcertifikatmarknaden. Energimyndigheten avser här att identifiera och analysera dessa konsekvenser. Med kortsiktiga konsekvenser avses här effekter som kan uppstå från och med att diskussionerna med Norge inleds till cirka sex månader efter att marknaden har utvidgats. Det som kommer att behandlas är vilka osäkerhetsfaktorer som introduceras i samband med utvidgningen och hur denna osäkerhet påverkar aktörerna. Dessutom förs en diskussion kring hur prisbildningen kan komma att se ut och en del praktiska problem som måste hanteras på kort sikt tas upp.

Den del av uppdraget som besvaras i detta kapitel är:

I samband med en utvidgning av elcertifikatmarknaden kan vissa kortsiktiga konsekvenser uppstå på den svenska marknaden och för dess aktörer. Energi-myndigheten bör identifiera och analysera dessa konsekvenser.

9.1 Osäkerhetsfaktorer som introduceras

En viktig slutsats från Elcertifikatöversynen etapp 2 var att elcertifikatsystemet upplevs som osäkert av många aktörer. Det gäller framförallt osäkerheten kring vad som händer efter år 2010 men även osäkerhet kring framtida prisutveckling och avsaknad av marknadsinformation nämns av ett flertal aktörer. Den upplevda osäkerheten kan bland annat resultera i att aktörer väljer att avvakta med investeringsbeslut. I samband med diskussionen om införandet av en internationell elcertifikatmarknad introduceras ett antal ytterligare osäkerhetsfaktorer. Dessa osäkerhetsfaktorer kan delas upp i två underkategorier. Dels den osäkerhet som uppstår på grund av att systemet går från att vara nationellt till att vara internationellt. Dels den osäkerhet som uppstår på grund av förändringar i det svenska elcertifikatsystemet, se Tabell 15 nedan. Förändringarna i det svenska elcertifikatsystemet kan komma sig av att Norge har synpunkter på utformningen men är ändå inte en direkt följd av den utvidgade marknaden. Förändringarna är snarare att se som en naturlig konsekvens av översynen av elcertifikatsystemet.

Till den första kategorin osäkerhetsfaktorer hör ovissheten kring vilken ambitionsnivå Norge kommer att välja. Norges ambitionsnivå får naturligtvis en direkt påverkan på certifikatpriset och för att aktörer ska våga göra investeringar är det viktigt att certifikatpriset ligger på en tillräckligt hög nivå även vid en utvidgad marknad.

Utöver ambitionsnivå påverkar Norges produktionspotential certifikatpriset. Innebär den utvidgade marknaden att stora mängder norsk produktionskapacitet kommer in kan det innebära att det uppstår ett tillfälligt utbudsöverskott av förnybar el med fallande certifikatpriser som följd.

Nära knutet till produktionskapacitet är också osäkerheten kring de norska produktionskostnaderna. Stora skillnader i produktionskostnader mellan länderna kan leda till att produktionsutbyggnaden företrädesvis sker i det ena landet. Investorare i Sverige kan då kortsiktigt tveka att göra investeringar i Sverige och eventuellt istället finna det attraktivt att investera där produktionskostnaderna är som lägst, oavsett om det innebär att investeringarna måste göras i Norge, eftersom stödnivån i form av certifikaten inte är beroende av var produktionskapaciteten byggs.

Ytterligare en osäkerhetsfaktor som förändras på kort sikt vid en utvidgad marknad är att den politiska osäkerheten blir mer oförutsägbar för de svenska aktörerna jämfört med ett nationellt elcertifikatsystem. Osäkerheten är som störst fram till att den gemensamma marknaden startat och alla spelregler slagits fast. Denna osäkerhet blir förhållandevis stor när det handlar om att utvidga marknaden från att omfatta ett till två länder. Ju fler länder som deltar, det vill säga ju större marknad för elcertifikat, desto mindre påverkan får det att ytterligare ett land väljer att delta i marknaden.

Till den andra kategorin osäkerhetsfaktorer hör ovissheten kring vad som i framtiden kommer att berättiga till certifikat. I och med diskussionerna med Norge har en del förändringsförslag tagits upp som om de genomförs både innebär en utvidgning (avfall) och en begräsning (torv) jämfört med dagens definition av certifikatberättigade bränslen. Även frågan om hur länge en anläggning ska erhålla elcertifikat har väckts. En sådan förändring får naturligtvis stor påverkan på investeringsbesluten.

Att kvoterna bara satts till och med år 2010 måste anses utgöra den enskilt viktigaste osäkerhetsfaktorn i det svenska elcertifikatsystemet. När systemet infördes fanns inte heller några tydligt uttalade riktlinjer för vad som skulle hända därefter. Bristen på långsiktighet har därför lyfts fram som en viktig orsak till att aktörer inte vågat investera i ny produktionskapacitet. I samband med att Norge ansluter sig till systemet aktualiseras frågan om hur kvoterna ska se ut efter år 2010. Osäkerheten för de svenska aktörerna är inte kopplat till det faktum att certifikatsystemet av nödvändighet måste förlängas, det är istället något som bidrar till att reducera osäkerheten, osäkerheten är istället kopplad till själva övergångsperioden till dess att kvoterna har slagits fast. När aktörerna fått signaler om eventuella förändringar i det svenska systemet uppstår en tid av osäkerhet till dess att beslutet slutgiltigt fattas. Det är därför angeläget att definitiva beslut angående utformningen av den gemensamma marknaden fattas i så god tid som möjligt.

Tabell 15 Osäkerhetsfaktorer som introduceras i samband med en utvidgad marknad. I kolumnen till vänster är de osäkerhetsfaktorer som är ett direkt resultat av den utvidgade marknaden, i kolumnen till höger de osäkerhetsfaktorer som snarare är att betrakta som ett indirekt resultat av de diskussioner som förs med Norge.

Osäkerhetsfaktorer som introduceras vid en utvidgad marknad	Osäkerhetsfaktorer som introduceras pga. ev. förändringar i systemet (t.ex. som en konsekvens av diskussionerna med Norge)
- Norges ambitionsnivå och hur det påverkar certifikatpriset - Produktionspotentialen i Norge och hur det påverkar certifikatpriset - Produktionskostnader i Norge och hur det påverkar var kapaciteten byggs - Hur resonerar de norska politikerna	- Ändrad definition av elcertifikatberättigad produktion - Begränsad tilldelningsperiod - Övergången från gamla till nya kvoter

Ett enkelt sätt att klassificera risk mer generellt är att tala om *volymrisk*, *prisrisk*, *motpartsrisk* och *politisk risk*. I samband med en utvidgad elcertifikatmarknad kan volymrisk till exempel vara ändrad elanvändning och prisrisk helt enkelt ett snabbt förändrat elcertifikatpris. Motpartsrisken består i att motparten inte uppfyller sina åtaganden. Politisk risk består i att politikerna ändrar spelregler om exempelvis certifikatberättigade bränslen eller kvotnivåer utan att signalera förändringen i tid.

- Den utvidgade marknaden innebär en ökad *volymrisk* genom att det tillförs en osäkerhet kring hur mycket väderberoende produktion som kommer in i systemet. Gör den utvidgade marknaden att mer vindkraft eller vattenkraft kommer in i systemet jämfört med en enbart svensk marknad innebär det ett mer fluktuerande utbud av certifikatberättigad produktion. Detta då vindkraft och vattenkraft är mer väderberoende än exempelvis kraftvärme och industriellt mottryck.
- Den utvidgade marknaden innebär också en ökad *prisrisk* på kort sikt till följd av en förväntad påverkan på prisbildningen. Förväntningarna kan komma sig av en föreställning av hur kvotnivåerna kommer att sättas och föreställningar om hur mycket ny produktionskapacitet som kommer in.
- *Motpartsrisken* är inte särskilt stor i det svenska systemet och torde inte bli större med en utvidgad marknad.
- Huruvida den *politiska risken* minskar eller inte på lång sikt tål att diskuteras. På kort sikt får emellertid den politiska risken sägas öka. Detta har framförallt att göra med att spelregler inte signaleras i tid.

Vid diskussionen om vilka osäkerhetsfaktorer som introduceras på kort sikt är det viktigt att ha i åtanke att en stor del av osäkerheten kommer sig av att spelreglerna ännu inte slagits fast. När alla lagförslag väl ligger på bordet och alla detaljer är bestämda reduceras osäkerheten radikalt. Osäkerheten för de svenska aktörerna på kort sikt kommer sig främst av att det ännu inte står klart hur en utvidgad marknad kan komma att utformas. När alla detaljer är färdigutformade består osäkerheten framförallt i att prisbildningen kan bli fluktuerande tills priset hunnit anpassa sig efter de verkliga förhållandena. Om spelreglerna slås fast i detalj före eller efter det att marknaden utvidgas får således konsekvenser för hur stor osäkerhet som aktörerna upplever i samband med en utvidgad elcertifikatmarknad.

De företrädare från branschen som har deltagit i referensgruppen knuten till denna utredning har getts tillfälle att inkomma med synpunkter om konsekvenser på kort sikt. Aktörernas tankar kring kortsiktiga konsekvenser av en utvidgad marknad visar överlag stora likheter med den ovan förda diskussionen.

De synpunkter som inkommit kan sammanfattas under följande punkter:

- Osäkerheten som introduceras i samband med utvidgningen riskerar att leda till ett investeringsstopp såtillvida att inga investeringar kommer till. För att förhindra detta är god information kring förväntat utbud och efterfrågan från den norska sidan nödvändigt.

- Hur prisbildningen kommer att se ut är helt avhängigt hur det norska systemet kommer att utformas avseende kvotnivå, elcertifikatberättigad produktion etc.
- Det är mycket som Sverige och Norge ska komma överrens om under en förhållandevis kort tid vilket i sig oroar marknaden.

9.2 Hur osäkerheten påverkar aktörerna

Olika aktörer påverkas på olika sätt av den osäkerhet som införs på kort sikt genom den utvidgade marknaden, se Tabell 16 nedan. Den osäkerhet som införs genom diskussionerna om en utvidgad elcertifikatmarknad har en direkt påverkan på presumtiva *investerare* i förnybar elproduktionskapacitet såtillvida att de kan välja att avvakta med att genomföra planerade investeringar. Den viktigaste konsekvensen är att det kan uppstå ett vakuum där investerare avvaktar tills alla politiska beslut är fattade med följden att ingen ny produktionskapacitet byggs. Den tillkomna osäkerheten har emellertid endast en begränsad påverkan i och med att det är en rad andra faktorer som påverkar om en investering blir av eller inte. Utöver faktorer som har att göra med elcertifikatsystemet eller den utvidgade marknaden påverkas beslutet även av om investeringen är en del av den långsiktiga investeringsplanen, företagets miljöpolicy och mer specifika faktorer som exempelvis storleken på värmeunderlaget.

Producenter av förnybar el som idag erhåller stöd av elcertifikatsystemet har ett begränsat handlingsutrymme men de kan om möjligt undvika att göra produktionsändringar eller nyinvesteringar som låser fast eller begränsar handlingsutrymmet ytterligare. De som genomfört investeringar en kort tid innan utvidgningen av marknaden drabbas hårt om utvidgningen innebär kraftigt sjunkande certifikatpriser.

Konsumenter påverkas naturligtvis ekonomiskt om den utvidgade marknaden leder till ändrade certifikatpriser. Leder sammanslagningen till att inga nya investeringar kommer till på kort sikt tills alla frågetecken rätat ut sig kan det leda till tillfälligt mycket höga certifikatpriser. Detta då den höga osäkerheten gör att investerarna kräver höga riskpremier och det därmed krävs mycket höga certifikatpriser för att trigga investeringar.

De som *handlar* med elcertifikat i egenskap av elleverantör eller som mäklare får en viktig roll vid övergången till en gemensam marknad. Det har att göra med att de förväntas hantera spekulationer och handla med elcertifikat utifrån en förväntad påverkan på prisbildningen.

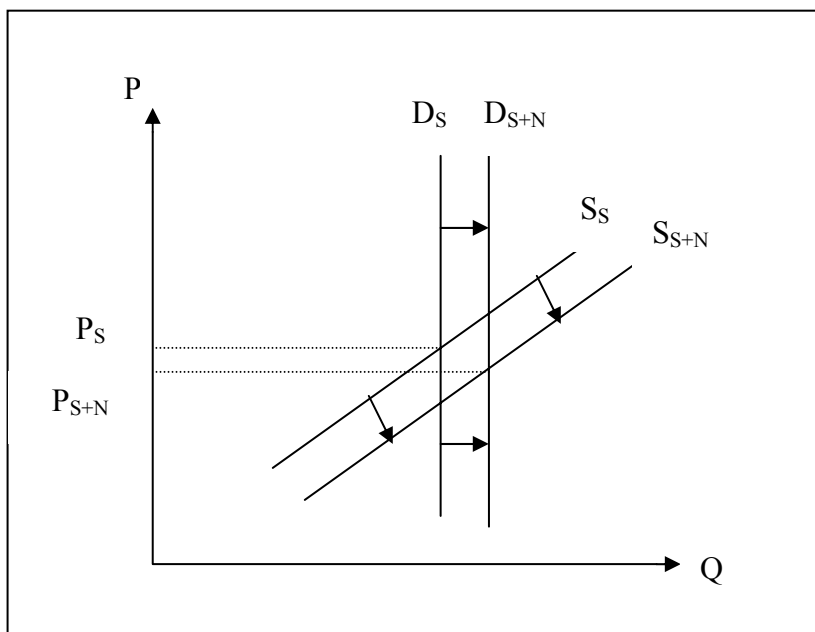
Tabell 16 Hur osäkerheten som introduceras med den utvidgade marknaden påverkar aktörerna på kort sikt.

Investerare	Producenter	Konsumenter	Handlare
Kan välja att avvakta kortsiktigt	Undviker om möjligt att under en övergångsperiod göra produktionsändringar som låser fast/ begränsar handlingsutrymmet	Kan inte göra någonting men kan drabbas av tillfälligt höga certifikatpriser	Får en förstärkt roll

9.3 Prisbildning hösten 2005

Den utvidgade marknaden gör att utbudet av certifikat ökar vilket isolerat pressar ner jämviktspriset. Samtidigt ökar också efterfrågan genom att den norska kvotplikten adderas till den svenska vilket isolerat gör att jämviktspriset pressas upp. Nettoeffekten på jämviktspriset beror på hur mycket utbudet ökar, det vill säga hur mycket certifikatberättigad produktion som kommer in i systemet från start i Norge, samt på hur mycket efterfrågan ökar, det vill säga nivån på den norska kvoten. I Figur 34 nedan visas ett exempel på hur jämviktspriset kan komma att förändras. I exemplet sänks jämviktspriset genom att utbudskurvan skiftar parallellt utåt när den norska produktionen kommer in. Är den norska utbudskurvan dessutom flackare, det vill säga det krävs inte lika höga certifikatpriser för att en viss kvantitet ska produceras, sjunker jämviktspriset ytterligare. Vilket jämviktspris som uppstår är alltså beroende av hur mycket utbudskurvan skiftar utåt samt hur utbudskurvan ser ut vid en utvidgad marknad. Jämviktspriset beror också av efterfrågekurvan, det vill säga den sammanlagda svenska och norska kvoten. Väljer Norge att ha en hög kvotnivå initialt kan effekten istället vara att jämviktspriset höjs.

Enligt de modellberäkningar som Energimyndigheten har låtit göra har Norge kostnadsfördelar jämfört med Sverige, åtminstone upp till relativt stora produktionsvolymerna. Enligt de antaganden om produktionskostnader som gjorts i modellen är också den norska utbudskurvan flackare. Detta gör att figuren nedan torde ge en relativt god bild av hur prisbildningen kan komma att se ut på kort sikt. Utbudskurvan kommer att skifta utåt så som figuren visar. Jämviktspriset kommer att sjunka ytterligare av att den gemensamma utbudskurvan troligen inte skiftar parallellt utåt så som visas i figuren utan blir flackare.



Figur 34 Ett exempel på hur jämviktspriset kan komma att förändras vid en utvidgad marknad

Samstämmiga förväntningar om att priset kommer att sjunka efter utvidgningen gör att efterfrågesidan avvaktar med att köpa certifikat samtidigt som utbudssidan vill sälja. Förväntningar om sänkta certifikatpriser gör alltså att prissänkningen tidigareläggs. Förväntningar om höjda certifikatpriser leder på motsvarande sätt till att certifikatpriset går upp redan innan utvidgningen.

Förväntningarna beror bland annat på prognoser och förutsägelser som läggs fram från myndigheternas sida. De förutsägelser som görs kan därigenom vara självförverkligande såtillvida att själva förväntningarna får betydelse för prisbildningen på kort sikt. Är förutsägelserna felaktiga eller överdrivna kan det leda till fluktuerande certifikatpriser tills priserna anpassas efter de verkliga förhållandena.

Norges inträde i marknaden kommer att leda till spekulationer kring förväntad prisutveckling. Detta i kombination med att pristaket övergår i en rörlig kvotpliktsavgift kommer att leda till stora prisvariationer och en fluktuerande och oförutsägbar prisbildning.

De förväntningar som aktörerna har idag, innan allt ligger på plats och viktiga faktorer fortfarande är föremål för diskussion, är att utvidgningen kommer att leda till sänkta certifikatpriser. Detta har att göra med förväntningar på att Norge kommer att välja att gå in med låga kvotnivåer som inte kompenserar för det svenska utbudsöverskottet. Oavsett vilken kvotnivå Norge väljer kan man konstatera att de norska kvotnivåerna får stora konsekvenser för prisbildningen. Det är därför angeläget att marknaden får veta de norska kvotnivåerna i god tid så att det inte uppstår en prischock när de så småningom tillkännages

9.4 Praktiska problem

Ett praktiskt problem vars lösning är helt avgörande för att en gemensam marknad i överhuvudtaget ska kunna komma till stånd är att Norge hinner få igång ett fungerande IT-system som är kompatibelt med det svenska. *Fungerande infrastruktur där länderna har access till varandras system* är så avgörande att det inte får råda några tvivel om att ett sådant system verkligen finns på plats vid starten 1 januari 2006. Misstankar om att systemet inte kommer att finnas på plats skapar en onödig oro på marknaden. För att säkerställa att ett sådant scenario, som i praktiken omöjliggör handel mellan de båda systemen, inte ska inträffa är det angeläget att norska myndigheter tillvaratar den erfarenhet och kompetens som svenska myndigheter tillskaffat sig.

Som det är sagt nu ska myndigheterna inte ansvara för att en fungerande marknadsplats för elcertifikat uppstår; istället förväntar man sig att marknaden löser det själv. Utvidgningen gör att *behovet av en fungerande marknadsplats* förstärks och en fungerande marknadsplats kommer med all sannolikhet att uppstå. Frågan är bara när en sådan handelsplats kan komma att fungera i full utsträckning. På kort sikt kan avsaknaden av en fungerande marknadsplats vara ett problem såtillvida att det försvårar för mindre aktörer att handla på den utvidgade marknaden.

För att undvika informationsasymmetri är det viktigt att aktörerna erhåller samma information från myndigheternas sida oavsett landstillhörighet. Avsaknaden av *marknadsinformation* har lyfts fram som en brist i det svenska systemet. Värdet med en funktion för marknadsinformation förstärks då marknaden utvidgas. Risken för orättvis informationsspridning ökar och konsekvenserna kan bli allvarigare genom att det inte bara ger olika information till olika aktörer utan även till olika länder. Bra marknadsinformation är också ett motmedel mot den ökade osäkerhet som utvidgningen kortsiktigt innebär.

En praktisk lösning är att upprätta en gemensam webbplats med marknadsinformation dit båda ländernas aktörer har tillträde och där informationen är lika lättillgänglig oavsett landstillhörighet. För att kunna hålla en sådan webbplats uppdaterad krävs det naturligtvis att resurser avsetts för detta. Det är önskvärt att informationen förbättras jämfört med hur det ser ut idag i det svenska systemet. Utöver information om vilka priser certifikaten handlas för är det även värdefullt att kunna skapa sig en uppfattning om planerad produktionsutbyggnad genom att myndigheterna erbjuder information om tillståndsärenden för kraftproduktion. Blir det så att anläggningar bara kommer att erhålla certifikat under en begränsad tid gör detta i sig att det krävs mer information. Hur denna information lämpligen bör utformas behandlas inte här men lämpligt är att marknaden kanske fem år innan en anläggning ska fasas ut får information om hur mycket förnybar el som producerats i anläggningen under de senaste åren. Aktörerna får sedan dra sina egna slutsatser om vad det innebär ifråga om minskad produktionskapacitet i systemet. Det viktigaste är att informationen är densamma oavsett land.

Förverkligandet av en gemensam marknad föregås av en politisk beslutsprocess som kan bli ganska omfattande. Den kanske allvarligaste kortsiktiga konsekvensen är risken för att aktörer avvaktar tills alla lagförslag ligger på bordet. På så sätt uppstår ett vakuum i marknaden där ingenting händer och utbyggnaden av ny produktionskapacitet fördröjs. En möjlig praktisk lösning på detta kortsiktiga problem är att konstruera någon form av *övergångslösning* med huvudsakligt syfte att dämpa den oro som utvidgningen innebär. Ett exempel på en dylik övergångslösning är att begränsa möjligheten till att handla med det andra landets certifikat under en tid. Hur en sådan restriktion bör utformas och vilken påverkan restriktionen får är emellertid helt avhängigt hur marknaden ser ut vid den aktuella tidpunkten. Exempelvis kan man bestämma att Sverige inte får använda sig av norska certifikat för annullering 1 april år 2006. Har Sverige med sig ett överskott (vilket är att betrakta som mycket sannolikt) får denna begränsning emellertid inte så stor betydelse i praktiken. Viktigt att tänka på då möjligheten till övergångslösningar diskuteras är att alla typer av undantag och regleringar leder till nya avvägningar från aktörernas sida vilket i sin tur leder till nya spekulationer och att marknadsbilden kompliceras ytterligare. Varje undantag skapar oro och övergångslösningar kan därför leda till att osäkerheten snarare förstärks än dämpas. Energimyndigheten förespråkar därför inte någon övergångslösning.

10 EG-rättsliga aspekter av en utvidgad marknad

Detta kapitel innehåller en analys av en utvidgad elcertifikatmarknad i ljuset av Sveriges åtagande i EU-samarbetet och särskilt ur ett EG-rättsligt perspektiv. Hela detta kapitel är skrivet av Kommerskollegium. De slutsatser och rekommendationer som framkommer av detta kapitel är Kommerskollegiums. Energimyndigheten har inte värderat de slutsatser och rekommendationer som framförs.

Kommerskollegium kommer till följande slutsatser:

- Ett öppet system för handel med elcertifikat mellan flera länder skulle främja fördelarna med ett certifikatsystem.
- Att bara två länder deltar från början ses inte som ett problem men denna lösning bör stämmas av med Europeiska kommissionen vid en lämplig tidpunkt. Förslaget måste också granskas med tanke på direktiv 98/34/EG. Eventuella avvikelser från direktiv 2001/77/EG måste kunna motiveras.

Den del av uppdraget som huvudsakligen behandlas i detta kapitel är:

Energimyndigheten bör även analysera konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad i ljuset av Sveriges åtaganden i EU-samarbetet och särskilt ur ett EG-rättsligt perspektiv.

Inledning

Kommerskollegium är central förvaltningsmyndighet för utrikeshandel och handelspolitik och kontaktpunkt för handelshinder och andra problem med den fria rörligheten på den inre marknaden (SOLVIT-center)⁴⁹. Vi har regeringens uppdrag att verka för en effektiv inre marknad. Det är därmed vår uppgift att värna de s.k. fyra friheterna på den inre marknaden och vi granskar förslag främst från denna utgångspunkt. I linje härmed har vi också uppgiften att granska myndigheters förslag till nya nationella föreskrifter och vara den svenska kontaktpunkten inom EES i informationsförfarandet enligt direktiv 98/34/EG. Det är viktigt att inte nya eller ändrade regler införs som kan leda till handelshindrande effekter på den inre marknaden. För att så långt som möjligt undvika handelshinder och

⁴⁹ Kommerskollegium är Sveriges officiella s.k. SOLVIT-center. SOLVIT är ett elektroniskt nätverk inom EU/EES (i Europeiska kommissionens regi) som har till uppgift att informellt försöka lösa konkreta problem som uppstår på EU:s inre marknad. I varje medlemsland finns ett SOLVIT-center som tar emot anmälningar om hinder mot den fria rörligheten.

konkurrenssnedvridning anser vi som princip att europeiska och internationella samförståndslösningar bör eftersträvas.

Bakgrund

Den svenska regeringen har bedömt att fördelarna med elcertifikatsystemet främst kommer till sin rätt då en internationell handel möjliggörs och att Sverige aktivt bör verka för att etablera en större marknad för elcertifikat, med början i Norden.

Regeringen har givit Statens energimyndighet i uppdrag att utreda konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad. I uppdraget ingår att analysera konsekvenserna i ljuset av Sveriges åtaganden i EU-samarbetet och särskilt ur ett EG-rättsligt perspektiv.

I samband med uppdraget har Kommerskollegium blivit ombett att analysera den EG-rättsliga problematiken. Vi har därför identifierat ett antal frågor som vi anser bör belysas från EU- och WTO-perspektiv.

10.1 Allmänna och formella förutsättningar

10.1.1 Ett system som är öppet för alla

De rättsliga aspekterna på att inrätta ett system för handel med elcertifikat mellan Sverige och Norge kan endast diskuteras på ett allmänt sätt. Något liknande system där några få länder utreder handel med elcertifikat finns inte så vitt är känt. Frågan har alltså inte prövats från rättslig synpunkt.

Vi ser inga principiella problem med ett system som är öppet för alla intresserade inom EU:s inre marknad men där bara två länder deltar från början. Systemets utformning är avgörande för om det i praktiken uppfyller kraven på öppenhet. Systemet måste vara förutsägbart och robust och kraven får inte vara sådana att de i praktiken enbart kan uppfyllas av Sverige och Norge. Strävan på sikt bör vara ett gemensamt internationellt system. Ett förslag till en lösning där bara två länder deltar från början bör förankras i Europeiska kommissionen vid det tillfälle som UD bedömer som lämpligt.

10.1.2 Anmälan enligt direktiv 98/34/EG

Innan nya förslag till lagar och föreskrifter antas måste de granskas med tanke på direktiv 98/34/EG om ett informationsförfarande beträffande tekniska standarder och föreskrifter.

Enligt direktivets definitioner är *en produkt* alla industriellt framställda produkter och alla jordbruksprodukter, inklusive fiskprodukter. Elektricitet är en produkt i direktivets mening. En *teknisk specifikation* är en i ett dokument intagen specifikation som fastställer de egenskaper som krävs av en produkt, exempelvis kvalitetsnivåer, prestanda, säkerhet eller dimensioner, inbegripet sådana krav på produkten som avser varubeteckning, terminologi, symboler, provning och prov-

ningsmetoder, förpackning, märkning eller etikettering och förfaranden för bedömning av överensstämmelse. Ett *annat krav* är ett krav som inte är en teknisk specifikation och som ställs på en produkt framför allt för att skydda konsumenterna eller miljön och som påverkar dess livscykel efter det att den har släppts ut på marknaden, t.ex. villkor för användning, återvinning, återanvändning eller omhändertagande, om dessa föreskrifter på ett väsentligt sätt kan påverka produktens sammansättning, natur eller saluföringen av den.

Vi anser preliminärt, innan texten föreligger, att ett förslag till ny eller ändrad lag om elcertifikathandel är anmälningspliktig enligt direktiv 98/34/EG. Enligt vår bedömning kan certifikaten betraktas som ett krav som inte är en teknisk specifikation men som ställs för att skydda konsumenterna eller miljön och som på ett väsentligt sätt kan påverka saluföringen av el.

Ett förslag som anses anmälningspliktigt enligt direktivet och skickas till Europeiska kommissionen granskas där ur olika aspekter. Synpunkterna, som även kan komma från övriga medlemsstater, sammanställs till kommentarer eller s.k. detaljerade utlåtanden. Vanligast är påpekanden om avsaknad av klausul om ömsesidigt erkännande och felaktigt införlivande av sekundärrätt. Om en anmälan inte görs och en domstol vid ett senare tillfälle fastställer att anmälningsplikt förelåg får det till följd att de delar av den nationella lagen eller föreskriften som utgör tekniska föreskrifter saknar rättslig verkan och att de därför inte kan tillämpas gentemot enskild i nationell domstol⁵⁰.

10.2 Eventuella problem i sak

10.2.1 Avvikelse från direktiv

En av de frågor som kan komma att granskas av kommissionen är hur förslaget förhåller sig till direktiv 2001/77/EG om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el. Direktivet har sin rättsliga grund i artikel 175 i EG-fördraget. Enligt artikel 176 gäller att de skyddsåtgärder som antas enligt artikel 175 inte ska hindra någon medlemsstat från att behålla eller införa strängare skyddsåtgärder. Sådana åtgärder måste vara förenliga med fördraget. De ska anmälas till kommissionen.

Åtgärderna måste med andra ord kunna motiveras för att avvikelser från direktivet ska vara godtagbara. Kollegiet kan inte bedöma om avvikelser från de definitioner som förekommer i direktiv 2001/77/EG kan motiveras som nödvändiga och proportionerliga men vi ser en risk i att de positiva effekterna av systemet kan minska om olika definition av förnybara energikällor används i olika länder. Den harmoniserande effekten av direktivet riskerar att försvinna liksom förutsättningarna för alla att delta i systemet.

⁵⁰ EG-domstolens dom i mål C-194/94 CIA Security International, REG 1996, s. 2201

Det faktum att det nuvarande svenska systemet inte är granskat av kommissionen enligt direktiv 98/34/EG medför en osäkerhet om systemets status. En prövning av systemet ur konkurrenssynpunkt, det vill säga kommissionens bedömning av eventuellt statsstöd, ersätter inte en bedömning av de tekniska reglerna. Denna osäkerhet gör det också omöjligt att bedöma möjligheten för varje deltagande land att välja vilken elproduktion man avser att införa i systemet. Att ändra stödåtgärderna för förnybar energi förefaller mindre osäkert med tanke på att de svenska stödåtgärderna har godkänts.

Även om den svenska begränsningen av förnybara energikällor godkänns vid en prövning, är det inte självklart att elcertifikat, som baseras på el som produceras på ett sätt som Sverige inte anser vara stödberättigat men följer direktiv 2001/77/EG, kan avvisas från systemet. En utgångspunkt torde vara hur den svenska, begränsade, definitionen har motiverats.

10.2.2 Kriterier

Beträffande vilka kriterier som får uppställas bör kravet på en konkurrensutsatt marknad för el noga diskuteras. Om förutsättningen för ett lands deltagande i systemet är att landet har en konkurrensutsatt marknad bör detta krav uppställas – men vara utformat på ett tydligt, transparent och neutralt sätt. Frågan om eventuella parallella statliga stödåtgärder torde ingå i bedömningen av om marknaden är i tillräckligt hög grad konkurrensutsatt. Statliga stödåtgärder måste alltid godkännas av Europeiska kommissionen eller följa fastlagda riktlinjer. Om förutsättningarna för stöd ändras genom deltagande i ett certifikatsystem, med ett inbyggt garantipris till producenten, måste frågan om stödgivning prövas på nytt.

10.2.3 Andra kriterier

Andra kriterier som kan bli aktuella men där vi inte har några synpunkter annat än det allmänna kravet på öppenhet:

- Eventuell begränsning av stödperiod
- Krav på kvotbaserat system
- Kvotnivå och utveckling av denna
- Kvotperiodens längd
- Sanktionsavgift vid ej uppfylld kvotplikt
- Rättslig status – finansiella instrument
- Certifikatens giltighetstid
- Tillgodoräknande av miljövärde
- Registerfrågor
- Annullering
- Funktion för hantering av certifiering, utfärdande av certifikat, tillsyn, kontroll, överföring mellan länder.

10.2.4 Vilka åtgärder behöver vidtas?

De åtgärder och anmälningsrutiner som vi anser bör iakttas för att etablera ett utvidgat system kan sammanfattas i tre punkter:

- För att på ett tidigt stadium få legitimitet för en utvidgning av certifikatssystemet där bara två länder deltar från början, bör förslaget *förankras i kommissionen* så snart det anses lämpligt av UD.
- När texten föreligger på förslagsstadiet ska *en prövning göras om den utgör en teknisk föreskrift enligt direktiv 98/34/EG*. Kommerskollegium har preliminärt bedömt att anmälningsplikt föreligger enligt direktivet, men en ny prövning bör göras när texten föreligger.
- Om förutsättningarna för *statligt stöd* har ändrats bör en ny anmälan till kommissionen övervägas.

10.3 WTO

Utöver de rättsliga frågeställningar som är aktuella från EU-synpunkt har vi analyserat utvidgningen av elcertifikaten utifrån WTO-avtalet.

Ur ett WTO-perspektiv kan paralleller dras till handeln med utsläppsrätter, även om elcertifikaten även dokumenterar hur stor andel el som producerats på ett förnybart sätt, vilket utsläppsrätterna inte gör.

10.3.1 Otillåten subvention?

Liksom i handeln med utsläppsrätter kan det finnas en subventionsaspekt i handeln med elcertifikat. Är utdelandet av certifikat från statsmakterna att betrakta som en otillåten exportsubvention eller angripbar subvention enligt Avtalet om Subventioner och Utjämningsåtgärder (ASCM)? Produktion av förnybar energi är dyrare än av icke-förnybar energi och innebär därför ett ekonomiskt åtagande. Att dela ut certifikat i syfte att ersätta elproducenterna för de merkostnader som uppkommer vid produktion från förnybara källor är sannolikt att anse som en subvention i subventionsavtalets mening. Certifikaten kan uppfattas som ett slags prisstöd och blir därmed en subvention enligt avtalets artikel 1.1(a)(2). Ju högre kvotplikten och kvotpliktsavgiften blir desto mer sannolikt är det att producenter av förnybar energi överkompenseras och därmed kan anses erhålla en mer än blott obetydlig förmån. Systemet bör därför utformas så att onödig överkompensation undviks. Det är värt att nämna att stödnivån i elcertifikatsystemet f.n. i hög grad bedöms överskrida befintlig elproduktions produktionskostnader. Även för ny förnybar elproduktion bedöms överkompensation ske. Detta enligt Energi-myndighetens utlåtande som refereras i en pågående statlig utredning. Denna risk för att en icke-obetydlig förmån anses given medför att det sannolikt är än viktigare att systemet är så allmänt och objektivt som möjligt för att inte speciellt gynna vissa producenter av förnybar energi. I avtalets mening föreligger enligt kollegiets uppfattning ingen anmälningsskyldighet till WTO enligt avtalets artikel 25.2 av dessa certifikat, om de ges generellt till alla producenter på samma villkor.

10.3.2 Hur behandlas andra länders elcertifikat?

Handel med elcertifikat är sannolikt att betrakta som handel av en ny tjänst, för vilken åtaganden inom WTO ej har gjorts⁵¹. Därmed är mest-gynnad-nations-principen tillämplig, men inte regler om marknadstillträde och nationell behandling. Detta innebär att om elcertifikat från något land utanför EU/EES-området skulle tillåtas in i systemet så får andra länder utanför gemenskapen inte behandlas sämre. Å andra sidan kan olika definitioner av förnybara energikällor som olika länder har eventuellt påverka i vilken utsträckning olika behandling kan ske.

10.3.3 Annan förnybar energi

Vår sista fråga avser hur förnybar energi från icke-EU/EES-länder utan system med elcertifikat eller med elcertifikat som inte är godkända behandlas. I ett WTO-perspektiv skulle man kunna hävda att även sådan importerad förnybar energi ska tilldelas elcertifikat, förutom att så torde vara önskvärt i ett globalt miljöperspektiv. Detta skulle annars kunna betraktas som diskriminering av s.k. like products (lika produkter) – annan förnybar energi – eller som en kvantitativ restriktion. Det finns visserligen en undantagsregel (GATT Art. XX g) som skulle kunna tillämpas men vår preliminära bedömning är att undantagsregeln inte torde gälla i detta fall och att diskriminering av importerad förnybar energi därmed är tveksam. En aspekt är att konkurrerande importerad förnybar energi torde bidra till omställning av energisystemet och uppfyllelse av åtaganden under Kyotoprotokollet.

⁵¹ För att avgöra vilket avtal som gäller är följdfrågan om certifikat enligt WTO-avtalet ska betraktas som varor enligt General Agreement on Tariffs and Trade (GATT 1994) eller som tjänster under the General Agreement on Trade in Services (GATS, 1994). Men detta är inte klarlagt. Kollegiet gör dock bedömningen att det är något mer sannolikt att handeln med certifikat är att betrakta som tjänstehandel.

11 Författningsändringar som krävs

I detta kapitel redovisas de författningsändringar som krävs som en följd av den analys som genomförts i denna rapport.

Energimyndigheten kommer till följande slutsatser:

- Energimyndigheten anser att ett flertal förändringar krävs i:
 - Lag (2003:113) om elcertifikat
 - Förordning (2003:120) om elcertifikat
- Energimyndigheten anser att det med stor sannolikhet krävs ändringar även i:
 - Lag (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el
- Energimyndigheten anser att följande författningar inte kräver några förändringar som resultat av analysen:
 - Utsökningsbalk (1981:774) 4 kap 30 § samt 6 kap 2 §,
 - Förmånsrättslag (1970:979) 4 §,
 - Sekretesslag (1980:100) 8 kap 29 §,
 - Konkursförordning (1987:916) 12 § 16 p,
 - Förordning (1995:1301) om handläggning av skadeståndsanspråk mot staten 4 §,
 - Förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el 9 §,
 - Lag (2001:1227) om självdeklarationer och kontrolluppgifter 11 kap 12, 13 §§,
 - Inkomstskattelag (1999:1229) 17 kap 4, 22 a §§

11.1 Inledning

Detta kapitel ska redovisa vilka författningsändringar som kan komma att krävas till följd av Energimyndighetens analys av konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad.

Huvudförfattningar gällande elcertifikat är lag (2003:113) om elcertifikat samt förordning (2003:120) om elcertifikat. Förutom ändringar i dessa kan med större sannolikhet indikeras förändringar även i lag (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el.

Utöver nämnda författningar omfattas elcertifikaten även av författningar gällande finansiella instrument. Detta innebär i praktiken att handel med elcertifikat

omfattas av reglering som gäller för värdepappershandel. Analysen indikerar att det är önskvärt med en samordning gällande certifikatens rättsliga status i de till systemet anslutna länderna. Analysen indikerar inte att förändring i detta avseende är aktuell.

Analysen visar att de flesta typer av parallella stödsystem snedvrider konkurrensen mellan energislagen vilket innebär att harmonisering av stödsystemen bör ske. Avtrappning av miljöbonusen är pågående och övriga parallella stödsystem som kan anses påverka konkurrensen finns för närvarande inte.

Övriga författningar, där analysen inte indikerar förändringar är följande:

- Utsökningsbalk (1981:774) 4 kap 30 § samt 6 kap 2 §,
- Förmånsrättslag (1970:979) 4 §,
- Sekretesslag (1980:100) 8 kap 29 §,
- Konkursförordning (1987:916) 12 § 16 p,
- Förordning (1995:1301) om handläggning av skadeståndsanspråk mot staten 4 §,
- Förordning (1999:716) om mätning, beräkning och rapportering av överförd el 9 §,
- Lag (2001:1227) om självdeklarationer och kontrolluppgifter 11 kap 12, 13 §§ samt
- Inkomstskattelag (1999:1229) 17 kap 4, 22 a §§.

Ändringar som, med anledning av analysen, kommer att krävas redovisas utifrån den struktur respektive författning har.

11.2 Ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat

11.2.1 1 kap. Ändamål och definitioner m.m.

Definitionen på elcertifikat måste förändras vid ett utvidgad marknadssystem eftersom elcertifikat då utfärdas av myndigheter i olika länderna.

Deltagande länder bör ha någon form av registerfunktion gällande anläggningar och kvotpliktiga. Idag finns ett IT-stöd hos Energimyndigheten som ger möjlighet för de kvotpliktiga att anmäla sig för hantering av kvotplikt och för anläggningsinnehavare att ansöka om godkännande av anläggning. Det måste regleras till vilken myndighet (vilket land) anmälan ska lämnas respektive ansökan ska göras.

Det bör regleras att ansökan om godkännande lämnas till myndigheten i det land där anläggningen är belägen. Detta är viktigt för att kunna följa upp de nationella produktionsmålen samt för övrig statistikhantering. Detta leder också till att certifikatet får rätt ursprungsnationalitet under förutsättning av att tilldelning av certi-

fikat sker i respektive nationellt system. Finns ett gemensamt system för tilldelning måste märkning av certifikatet ske inom systemets ram.

När det gäller hantering av kvotplikt måste respektive lands elförbrukning deklarerats i förbrukningslandet. Definitionen av hantering av kvotplikt måste förtydligas i detta avseende.

11.2.2 2 kap. Föresättningar för att tilldelas elcertifikat

Elcertifikatberättigad elproduktion

I energimyndighetens analys hävdas att väsentliga skillnader mellan vilken produktion som är elcertifikatberättigad av legitimitetsskäl bör undvikas. Under förutsättning av att det sker förändringar av vilka typer av energikällor som berättigar till elcertifikat kommer det att krävas lagändringar. Ändringarna kan avse både energikällor samt eventuellt även vilka typer av anläggningar som kan godtas för tilldelning av elcertifikat.

Livslängd på anläggningar

När det gäller internationell handel med elcertifikat är livslängden på anläggningar i respektive system sannolikt inte något som nödvändigtvis måste samordnas mellan olika nationella system för att handel med elcertifikat ska fungera mellan systemen. Om man slutligen väljer ett alternativ där anläggningar ska fasas ur systemet måste tidsperioderna för anläggningarnas livslängd anges.

11.2.3 3 kap. Kontoföring av elcertifikat

Registerfunktion för elcertifikat

Det finns två möjligheter; antingen ett register i respektive land eller en sammanhållen registerfunktion.

Om det byggs upp separata register är förutsättningen för att det ska vara möjligt att transferera elcertifikat på den gemensamma elcertifikatmarknaden att de respektive kontoföringsmyndigheternas register måste kommunicera med varandra. Regler för hur transaktioner mellan registersystemen ska ske måste finnas om registret inte är gemensamt.

Finns ett gemensamt register är det sannolikt lättare att reglera transfereringar av elcertifikat oavsett certifikatets härkomst. Dessutom underlättas sannolikt tredje och fjärde lands inträden om registerfunktionen är gemensam.

Kontoföring av certifikaten måste ske i det land där certifikatberättigad produktion uppkommit, vilket bör anges i lagtexten.

Elcertifikaten

Det är av vikt att information om antal tilldelade elcertifikat finns tillgängligt för marknadens aktörer. Denna information måste finnas tillgänglig vid samma tidpunkt för samtliga aktörer. Under förutsättning av att registret är gemensamt är

detta inget problem. Väljs separata registerfunktioner för tilldelning av certifikat måste det finnas en gemensam informationsplats på internet.

11.2.4 4 kap. Kvotplikt m.m.

Långsiktig kvotsättning

Analysen indikerar att det måste finnas en långsiktig kvotsättning. Denna samt beräkningen av kvotnivåerna skall framgå. Vidare skall det framgå av lagtexten om systemet har en begränsad livslängd.

Hantering av kvotplikt

Under förutsättning av att konsumenterna inte länge kommer att själva hantera sin kvotplikt, skall regeln gällande användare som själva anmält att de vill hantera sin kvotplikt förtydligas.

Eventuella andra förändringar gällande kvotpliktskategorierna, t ex avseende vilka företag som ska omfattas av möjligheten att undantas för kvotpliktshantering av el som förbrukas i samband med tillverkningsprocessen i industrin, kan också medföra förändringar.

Kvotperiod samt deklarations- och annulleringstidpunkt

Kvotperioden föreslås även fortsättningsvis omfatta kalenderår varför detta inte medför någon förändring. I analysen har inte föreslagits ändringar av de nu gällande deklarations- och annulleringstidpunkterna.

11.2.5 5 kap. Kvotpliktsavgift

Kvotpliktsavgiften

Förändrad nivå eller en eventuellt ny beräkningsmodell för kvotpliktsavgiften medför förändringar i lagen.

11.2.6 6 kap. Tillsyn m.m.

Det bör tydliggöras att tillsynsmyndigheterna, inom ramen för deltagandet i elcertifikatsystemet, på begäran ska bistå varandra med upplysningar och på annat sätt. Tillsyn bör begränsas till det intressenter i det egna nationella registret dock med informationsskyldighet till tillsynsmyndighet i annat land anslutet till elcertifikatsystemet i fall då oegentligheter, med koppling till annat land, uppmärksammas.

11.2.7 7 kap. Straff och skadestånd

Kongruens mellan deltagande stater måste föreligga mellan de faktorer som utlöser straff i samband med transferering av elcertifikat eftersom det är ytterst viktigt att det inte finns möjlighet att manipulera marknadsvärden för certifikaten.

11.2.8 8 kap. Överklagande

När det gäller regleringen avseende överklagande finns inga indikationer på att ändringar skulle komma att krävas.

11.2.9 Övergångsbestämmelser

Eventuell urfasning ur elcertifikatsystemet av de anläggningar, som vid ingåendet av en gemensam marknad var berättigade till elcertifikat, måste regleras. Detta gäller även för kategorier av kvotpliktiga, som efter ingåendet av en gemensam marknad, inte längre ska hantera kvotplikt.

11.3 Ändringar i förordning (2003:120) om elcertifikat

Om definitionen av bibränslen förändras krävs en förändring i detta hänseende i förordningen.

11.4 Ändringar i lag (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el

Under förutsättning av att begreppet anläggning som kan godkännas för tilldelning av elcertifikat kan regleringen i 4 § lag (2003:437) om ursprungsgarantier avseende förnybar el behöva ändras. Regleringen här gäller anläggningsbegreppet.

12 Referenser

Amundsen, E.S. (2004), "Green Certificates and Trade: Analytical aspects and empirical consequences"

Amundsen, E.S., Bergman, L. (2004). "Green Certificates and Market Power in the Nordic Power Market", SESSA Working Paper (work in progress)

Direktiv 2001/77/EG, "Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el."

Ds 2002:40, "Lag om elcertifikat".

Ek, K., P. Söderholm och E. Amundsen, "Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatmarknad", 2004.

Elforsk, 2003 "El från nya anläggningar – 2003", Elforskrapport 2003:14

Energimyndigheten, "Översyn av elcertifikatsystemet – Delrapport etapp 1", 2004a.

Energimyndigheten, "Översyn av elcertifikatsystemet – Delrapport etapp 2", 2004b.

Hindsberger, M., Hein Nybroe, M., Ravn, H.F., och Schmidt, R., 2003. "Coexistence of Electricity, TEP, and TGC Markets in the Baltic Sea Region". *Energy Policy*, Vol. 31, s. 85-96.

Lemming, J., "Financial Risks for Green Electricity Investors and Producers in a Tradable Green Certificate Market," *Energy Policy*, 31, s. 21-32, 2003.

Mozumder, P. och A. Marathe, "Gains from an Integrated Market for Tradable Renewable Energy Credits," för publicering i *Ecological Economics*, 2004.

Nese, G., 2003. "Green Certificates in an International Market". SNF University of Bergen.

Nordel, "Annual Statistics 2003", 2004.

Nordleden, rapport 2002:1, "En nordisk marknad för gröna certifikat och utsläppsrätter för koldioxid-en första analys med MARKAL-modellen", 2002

Nordleden, rapport 2003:5. "Påverkan av en gemensam nordisk certifikatmarknad på de nordiska marknaderna för el och CO₂".

Nord Pool, www.nordpool.com.

Norges vassdrags- og energidirektorat [NVE], "Grønne sertifikater – Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder", 2004.

Olje- og energidepartementet [OED], "Utkast til lov om pliktige elsertifikater", 2004a.

Olje- og energidepartementet [OED], "Høringsnotat om utkast til lov om pliktige elsertifikater", 2004b.

Profu, "Analys av en svensk-norsk elcertifikatmarknad - Beräkningar med MARKAL-modellen", 2004

Regeringens proposition 2001/02:143, "Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning".

Regeringens proposition 2002/03:40, "Elcertifikat för att främja förnybara elkällor".

Riksskatteverket [RSV] 2003:6, "Riksskatteverkets allmänna råd om procentsatser för värdeminskningssavdrag för byggnader i näringsverksamhet".

Schaeffer, G.J., M.G. Boots, C. Mitchell, T. Anderson, C. Timpe och M. Cames, "Options for design of tradable green certificate systems", Energy research centre of the Netherlands, 2000.

SFS 2003:113, "Lag om elcertifikat".

SOU 2001:77, "Handel med elcertifikat – ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor".

Svensk Kraftmäkling [SKM], www.skm.se.

Svensk Kraftmäkling [SKM], "El Certifikat vecka 48", 2004.

TemaNord 2004:531 Promotion of Renewable Energy Globally

Unger, T., Ahlgren, E. 2003. "Impacts of a green certificate market on electricity and CO₂-emission markets in the Nordic countries". I T. Unger, *Common Energy and Climate Strategies for the Nordic Countries – A Model Analysis*, Doktorsavhandling, Chalmers Tekniska Högskola, Göteborg.