

Samarbets- mekanismer enligt förnybartdirektivet

- En fördjupad analys

ER 2011:16

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas via
www.energimyndigheten.se
Orderfax: 08-505 933 99
e-post: energimyndigheten@cm.se

© Statens energimyndighet

ER 2011:16

ISSN 1403-1892

Förord

Sveriges åtagande enligt EU:s direktiv för främjande av förnybar energi innebär att förnybara energikällor ska stå för minst 49 procent av landets energianvändning år 2020. För hela EU ska andelen förnybar energi vara 20 procent. I direktivet finns en möjlighet till flexibilitet mellan medlemsstaterna för uppfyllande av de nationella målen i och med de samarbetsmekanismer som direktivet öppnar för. Medlemsstater kan på frivillig basis komma överens om statistisk överföring, gemensamma projekt eller gemensamma stödsystem. Den flexibilitet samarbetsmekanismerna innebär medför att EU:s mål totalt sett kan nås till en lägre total kostnad.

Regeringen gav Energimyndigheten i regleringsbrevet för 2011 i uppdrag att analysera de olika alternativen för samarbetsmekanismerna i EU:s direktiv för främjande av förnybar energi (uppdrag 19). Analysen ska vara en bred konsekvensanalys och beskriva effekterna av att använda mekanismerna i olika omfattning.

Denna rapport utgör Energimyndighetens redovisning av uppdraget.

Andres Muld

Generaldirektör

Sara Sundberg

Projektledare

Innehåll

Sammanfattande slutsatser	7
Conclusions summary	10
1 Inledning	13
1.1 Uppdraget	13
1.2 Samarbetsmekanismer i förnybartdirektivet.....	14
1.3 Utgångspunkter och avgränsningar	15
1.4 Projektorganisation	16
1.5 Angränsande arbete	16
1.6 Rapportens disposition och metod.....	16
2 Marknadspotential för användande av samarbetsmekanismerna	17
2.1 Stödsystem för förnybar elproduktion i andra länder	21
2.2 Medlemsstaternas marginalkostnad för förnybar energi	24
2.3 Avstånd till målet.....	26
2.4 Energimyndighetens bedömning	27
3 Praktisk utformning av samarbetsmekanismerna	29
3.1 Generellt om samarbetsmekanismerna	30
3.2 Statistisk överföring.....	32
3.3 Gemensamma projekt	37
3.4 Gemensamt stödsystem	43
3.5 Energimyndighetens bedömning	47
4 Konsekvenser för elmarknaden och elcertifikatsmarknaden	49
4.1 Elprisets utveckling	50
4.2 Prisvolatilitet.....	54
4.3 Handel.....	55
4.4 Behov av reglerkraft	57
4.5 Överföringskapacitet.....	58
4.6 Elcertifikatsprisets utveckling	61
4.7 Elcertifikatsmarknadens funktion.....	63
4.8 Möjlig utbyggnadstakt.....	65
4.9 Konsekvenser för elkunder	66
4.10 Konsekvenser för övriga aktörer	70
4.11 Energimyndighetens bedömning	70
5 Prissättning av samarbetsmekanismerna	72
5.1 Utgångspunkter för prissättning i avtal.....	72
5.2 Beskrivning av modeller för prissättning	74
5.3 Möjliga modeller för prissättning av statistisk överföring	78
5.4 Möjliga modeller för prissättning av gemensamma projekt.....	81

5.5	Möjliga modeller för prissättning kopplad till gemensamt stödsystem.....	82
5.6	Energimyndighetens bedömning	82
6	Kartläggning av tillståndsgivna vindkraftsprojekt i Sverige	84
6.1	Uppföljning av tillståndsgivna projekt	84
6.2	Tillståndstider och igångsättningstider för vindkraft.....	85
6.3	Ledtider för tillståndsgivna vindkraftsprojekt	86
6.4	Tillståndsgivna vindkraftsprojekt som inte realiserats	89
6.5	Intresse för försäljning av tillståndsgivna projekt	89
6.6	Energimyndighetens bedömning	89
7	Sammanfattande diskussion och Energimyndighetens bedömning	91
7.1	Bedömning av marknaden för samarbetsmekanismer	91
7.2	Så bör Sverige gå vidare	92
7.3	Val av samarbetsmekanism	93
	Bilaga	99
	Referenser	102

Sammanfattande slutsatser

Förnybartdirektivet ger medlemsstaterna möjlighet att samarbeta för att nå EU:s mål för förnybar energi till en lägre total kostnad. Det är ännu svårt att bedöma hur stort intresset för att använda samarbetsmekanismerna kommer att vara. Handlingsplanerna visar på ett stort överskott i förhållande till underskott, men få länder har redovisat i sina handlingsplaner hur de tänker behandla samarbetsmekanismerna. Både utbud och efterfrågan för samarbetsmekanismerna kan ändras väsentligt fram till 2020. Detsamma gäller för medlemsstaternas strategier för samarbete.

Viktigt att Sverige agerar nu

Om regeringens ambition är att Sverige ska samarbeta ytterligare med andra länder för att uppfylla förnybartdirektivets mål är det viktigt att agera relativt omgående. En begränsande faktor för omfattningen av samarbetsmekanismerna är just tidsperspektivet. För att kunna realisera samarbetsmekanismerna finns i de flesta fall behov av praktiska åtgärder, såsom förändring av lagstiftning. En begränsande faktor är också vilken utbyggnad av förnybar elproduktion som är möjlig till 2020. Därför är det viktigt att ett arbete i så fall inleds snarast.

En osäkerhet som behöver beaktas i arbetet med samarbetsmekanismerna är eventuella kommande mål för förnybar energi efter 2020 och hur sådana mål i så fall kommer att vara formulerade. Det är oklart vilken hänsyn som kommer tas till att en medlemsstat ökat sin andel förnybara energi till förmån för en annan medlemsstat.

Det är i dagsläget osäkert hur marknaden för samarbetsmekanismerna kommer att utvecklas och tidsperioden för vilken mekanismerna gäller är relativt kort. Detta kan möjligen indikera att eventuella avtal mellan länder kommer att omfatta mindre volymer, och att man därför ska eftersträva enkla lösningar. Energimyndighetens bedömning är att Sverige bör vara relativt attraktiv som säljare i och med låga produktionskostnader och låg stödnivå jämfört med många EU-länder.

Samarbetsmekanismerna bör bli verklighet via elcertifikatsystemet

Energimyndigheten anser att Sverige ska verka för att samarbetsmekanismerna realiseras via elcertifikatsystemet. Det kan ske genom att elcertifikatsystemet utvidgas till att omfatta ytterligare medlemsstat/er. Det kan också ske genom ett delvis samordnat stödsystem, det vill säga att en medlemsstat till viss del går med i elcertifikatsystemet. Den delvisa samordningen skapas genom att en företrädare för den köpande medlemsstaten köper och annullerar elcertifikat motsvarande avtalad mängd. Det skulle ge en kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar elproduktion och därmed skulle Sverige tillsammans med Norge kunna vara

konkurrenskraftiga säljare inom ramen för samarbetsmekanismerna. Beräkningar visar också att det skulle innebära lägre elkostnader för svenska slutkunder.

Gemensamma projekt bör omfatta havsbaserad vindkraft

Energimyndigheten anser också att om gemensamma projekt ska genomföras bör det ske för havsbaserad vindkraft då det har minst påverkan på elcertifikatsystemet. Den begränsande faktorn ligger i möjliga projekt som kan realiseras till 2020. Av de scenarier som inkluderats i modellsimuleringarna visar ett scenario med gemensamma projekt på lägst elkostnad för slutkunderna.

Inga hinder för att sälja statistik vid överskott

Det finns inte några hinder för att Sverige inom ramen för statistisk överföring kan sälja statistik för enskilda år i de fall Sveriges prognos visar på ett överskott och det finns en efterfrågan. Kortsiktig statistisk överföring kommer troligen främst bli aktuell för målåret 2020, men kan också komma att efterfrågas för mellanliggande år i de fall länder har behov av statistik för att klara sina vägledande förlopp. Vid kortsiktig statistisk överföring krävs inga ambitionshöjande åtgärder.

En kombination av de olika konstruktionerna är möjlig

De olika konstruktionerna kan även kombineras. Det troliga är också att den köpande medlemsstaten kommer att ha synpunkter på val av mekanism och hur arbetet rent praktiskt ska läggas upp. Val av mekanism och konstruktion kommer därför till viss del att vara resultatet av en förhandling mellan Sverige och en köpande medlemsstat.

Elpriserna sjunker vid användandet av samarbetsmekanismerna

Enligt de modellberäkningar som genomförts kommer elpriserna att sjunka om Sverige väljer att vara säljare inom ramen för samarbetsmekanismerna. Effekten beror på att mer förnybar el produceras och tillförs elmarknaden i Sverige. Hur stor effekt på elpriset som uppnås beror på vilken volym avtalet omfattar. Modellsimuleringarna visar vidare på att effekten på elcertifikatspriset är den motsatta. Dock visar beräkningar av nettoeffekten att svenska elkunder skulle gynnas av att Sverige använde sig av samarbetsmekanismerna.

Prissättningsmodell är beroende av typ av samarbetsmekanism

Det slutliga priset i ett avtal om samarbetsmekanismer är ett resultat av förhandling mellan Sverige och köpande medlemsstat. Lämplig prissättningsmodell beror på vilken typ av samarbetsmekanism som används.

Sveriges utgångspunkt för prissättningen kan vara att intäkterna från försäljningen ska täcka merkostnader för den energi som sålts. Beroende på vilken mekanism det handlar om kan det vara svenska staten eller projektägare som får denna betalning. Därutöver bör staten kräva ersättning för indirekta kostnader såsom kostnader för förstärkningar i elnätet och ökade administrationskostnader. Det pris

som specificeras i avtalet bör rimligen hamna mellan elcertifikatspriset och den köpande medlemsstatens stödnivå samt därutöver ett påslag för indirekta kostnader.

Conclusions summary

The Renewable Energy Sources Directive makes it possible for member states to work together in order to achieve the EU's targets for renewable energy at a lower overall cost. However, it is still difficult to assess how much interest there will be in employing the cooperation mechanisms. The action plans reveal a substantial surplus, but few countries have described in their action plans how they intend to deal with the cooperation mechanisms. Both the range of cooperation mechanisms on offer, and the demand for them, can change significantly by 2020, and the same applies for member states' strategies for cooperation.

Important for Sweden to act now

If it is the Government's aim that Sweden should work more closely with other countries in order to achieve the targets of the Renewables Directive, it is important that a start should be made relatively soon. A factor limiting the extent of the cooperation mechanisms is just that of the time perspective. In most cases, implementing the cooperation mechanisms requires various practical steps, such as changes in legislation. Another limiting factor is that of how much additional renewable electricity production can be brought on line before 2020. It is therefore important that work should start without delay.

One uncertainty factor that needs to be considered when working with the cooperation mechanisms is that of possible future targets for renewable energy after 2020, and how such targets, if decided, should be formulated. It is unclear how much allowance will be made for one member state increasing its proportion of renewable energy for the benefit of some other member state.

At present, it is uncertain how the market for the cooperation mechanisms will evolve, and the time period for which the mechanisms will be available is relatively short. This could possibly indicate that any agreements between states will cover only smaller quantities, and that the aim should therefore be to keep solutions as simple as possible. The Energy Agency's view is that Sweden is likely to be regarded as relatively attractive as a seller in view of its low production costs and low level of subsidies in comparison with many other EU states.

Realisation of the cooperation mechanisms through the electricity certificate system

The Energy Agency is of the opinion that Sweden should press for the cooperation mechanisms to be realised through the electricity certificate system, which could be done by the certificate system being expanded to include additional member states. This could also be achieved by means of a partly coordinated support system, i.e. with member states signing up to certain aspects of the electricity certificate system. This partial coordination could be effected by

a representative for the purchasing member state purchasing and cancelling some agreed quantity of electricity certificates. This would provide cost-effective expansion of renewable electricity production, thus allowing Sweden and Norway to be competitive selling parties within the framework of the cooperation mechanisms. Calculations also indicate that this would give lower electricity costs for Swedish consumers.

Joint projects should include offshore wind power

The Energy Agency is also of the opinion that if joint projects are to be carried out, they should be realised in the form of offshore wind power, as this has the least effect on the electricity certificate system. The limiting factor lies in which, or how many, projects that can be realised by 2020. Of the scenarios considered in the model simulations, it is the one that is based on joint projects that gives the lowest electricity costs for end users.

No obstacles in the way of statistical transfer in the event of a surplus

Within the framework of statistical transfer, there is nothing to prevent Sweden selling statistics for individual years in those cases where the Sweden's forecasts indicate a surplus, and where there is a demand for the statistics. Short-term statistical transfer will probably be of interest mainly for the target year of 2020, although there may also be a demand for statistics for earlier years in those cases where countries need statistics in order to follow their indicative trajectory. No ambition-enhancing actions are needed for short-term statistical transfer.

A combination of various constructions is possible

The various constructions can also be combined. It is also likely that those member states making purchases will have views on the choice of mechanisms and on how the work should be carried out in purely practical terms. The choice of mechanisms and methods of construction will therefore to some extent be the result of negotiations between Sweden and a purchasing member state.

Electricity prices fall as a result of application of the cooperation mechanisms

According to the model calculations that have been made, Swedish electricity prices will fall if Sweden chooses to be a seller within the framework of the cooperation mechanisms. This is due to an increase in the quantity of electricity from renewable sources produced and put on the market in Sweden. Just how much would be the effect on the price of electricity depends on the quantity covered by the agreement. The model simulations also show that the effect on the price of electricity certificates would be the opposite, but calculations of the net effect show that Swedish electricity customers would benefit from Sweden using the cooperation mechanisms.

Pricing models depend on the type of cooperation mechanism

The final price in a cooperation mechanisms agreement would be the result of negotiations between Sweden and the purchasing member state. A suitable pricing model depends on the type of cooperation mechanism that was used.

Sweden's starting point for setting the price could be that the revenues from the sale must cover the additional costs of the energy sold. Depending on which mechanism that is involved, it could be the Swedish state or the project owner who receives this payment. In addition, the State should demand compensation for indirect costs such as for reinforcement of the grid or additional administration costs. The price specified in the agreement should reasonably lie somewhere between the cost of an electricity certificate and that of the purchasing member state's subsidy, with the addition of an element for indirect costs.

1 Inledning

I november 2010 lade Europeiska kommissionen fram en strategi till 2020 för konkurrenskraftig, hållbar och säker energi. Strategin omfattar EU:s energimål som avser mål för minskade utsläpp av växthusgaser, ökad andel förnybar energi och förbättrad energieffektivitet. Det mål EU satt upp för andelen förnybar energi regleras i direktivet om främjande av användningen av förnybara energikällor.¹ Enligt direktivet ska andelen energi från förnybara energikällor för hela EU stå för 20 procent av den totala energianvändningen år 2020. Medlemsstaterna har nationella åtaganden för att unionen som helhet ska nå 20-procentsmålet. Enligt EU:s direktiv om främjande av förnybar energi finns möjligheten för medlemsstater att använda sig av så kallade samarbetsmekanismer för att uppnå sitt nationella åtagande. Samarbetsmekanismerna innebär att EU:s mål totalt sett kan nås till en lägre kostnad än om varje land ska uppnå sitt mål nationellt. Kommissionen har beräknat att upp till tio miljarder euro årligen skulle kunna sparas om medlemsstaterna behandlade förnybar energi som en vara på den inre europeiska marknaden i stället för på nationella marknader.²

1.1 Uppdraget

Energimyndigheten har i regleringsbrevet för 2011 fått i uppdrag att, med utgångspunkt från den rapport som redovisades till regeringen den 15 maj 2010, ta fram en djupare analys om de olika alternativen för samarbetsmekanismer i EU:s direktiv för främjande av förnybar energi. Energimyndigheten ska ta fram en bred konsekvensanalys för att beskriva effekterna av att använda mekanismerna i olika omfattning. Analysen ska beakta de prognoser som övriga EU-länder har lämnat i sina handlingsplaner för förnybar energi samt innehålla en kartläggning av projekt i Sverige som har fått tillstånd men som inte förverkligas på grund av att kostnader är för höga i förhållande till den ersättning som förväntas i form av elpris plus elcertifikatspris. Analysen ska inkludera effekter på elcertifikatsmarknaden liksom effekter på elmarknaden samt beskriva hur olika aktörer påverkas. Analysen ska även föreslå principer för prissättning i avtal i de fall användningen av samarbetsmekanismer inte kopplas till elcertifikatsystemet. Det arbete med samarbetsmekanismer som pågår inom ramen för det Nordiska Ministerrådet ska beaktas. Uppdraget ska utföras i dialog med regeringen (Näringsdepartementet). Uppdraget ska redovisas senast den 30 september 2011.

¹ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.

² Meddelande från Kommissionen till Europaparlamentet och Rådet. Förnybar energi: Framsteg mot 2020-målet. Bryssel den 31.1.2011 KOM(2011) 31 slutlig.

1.2 Samarbetsmekanismer i förnybartdirektivet

Den 23 april 2009 antog Europaparlamentet och rådet direktivet om främjande av användningen av förnybara energikällor, härafter benämnt som förnybartdirektivet.³ I direktivet fastställs bindande nationella mål för andelen förnybar energi i syfte att uppnå det övergripande målet för EU att 20 procent av den slutgiltiga energianvändningen ska komma från förnybara energikällor år 2020.

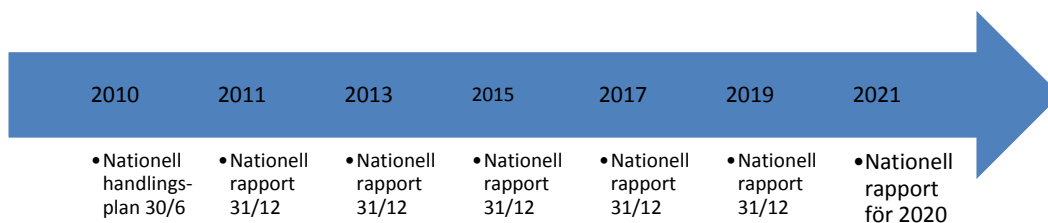
De nationella målen har fastställts utifrån en formel där alla länder ska öka sin andel förnybar energi med 5,5 procentenheter. För att uppnå EU:s mål om 20 % förnybar energi till år 2020 fördelades återstoden mellan medlemsstaterna baserat på BNP/capita. Inget land fick i förhandlingen ett större beting än 50 %. Länderna som redan kommit långt i att använda förnybar energi fick ett avdrag på åtagandet. Således vägdes inte kostnaden för att höja andelen förnybar energi in när målen fastställdes. För att EU:s mål om 20 procent ska kunna nås till så låg kostnad som möjligt fördes det i direktivet in en möjlighet att genomföra åtgärder i andra länder via så kallade samarbetsmekanismer. Följande fyra mekanismer definieras i direktivet: statistisk överföring mellan medlemsstaterna, gemensamma projekt mellan medlemsstaterna, gemensamma projekt mellan medlemsstater och tredjeländer samt gemensamma stödssystem.

Måluppfyllelsen enligt direktivet beräknas för år 2020. Medlemsstaterna är enligt direktivet skyldiga att anta en nationell handlingsplan som fastställer det nationella målet samt åtgärder för att uppnå målet. Varje medlemsstat har senast den 31 december 2010 lämnat in en nationell handlingsplan till kommissionen. För perioden fram till 2020 finns ett vägledande förlopp för respektive medlemsstat.⁴ Om andelen energi från förnybara energikällor i en medlemsstat hamnar under det vägledande förloppet ska medlemsstaten lämna in en ändrad nationell handlingsplan. Den ska lämnas till kommissionen senast 30 juni följande år. Handlingsplanen ska innehålla åtgärder som möjliggör att medlemsstaten inom rimlig tid uppfyller det vägledande förloppet. Vartannat år ska också alla medlemsstater lämna in en rapport till kommissionen om hur främjandet och användningen av energi från förnybara energikällor utvecklas.⁵ Figur 1 visar en tidsaxel för den rapportering medlemsstaterna enligt direktivet ska göra till kommissionen.

³ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor.

⁴ Det vägledande förloppet anges som genomsnitt för tvåårsperioderna 2011-2012, 2013-2014, 2015-2016 respektive 2017-2018.

⁵ Artikel 22.



Figur 1: Rapportering till kommissionen

1.3 Utgångspunkter och avgränsningar

Utgångspunkt för arbetet med uppdraget har varit den rapport som Energimyndigheten redovisade till regeringen den 15 maj 2010.⁶ Energimyndigheten analyserade då vilka möjligheter och begränsningar som finns för Sverige med att använda samarbetsmekanismerna i förnybartdirektivet. Inom ramen för det uppdraget analyserades ett antal konstruktioner som kan kopplas till mekanismerna som definieras i förnybartdirektivet. Energimyndigheten konstaterade också att Sverige har kostnadsmässiga fördelar jämfört med vissa länder i EU. Därför finns det förutsättningar för att andelen förnybar energi i Sverige skulle kunna öka genom användandet av samarbetsmekanismerna. Utgångspunkten för analysen i denna rapport är således att Sverige skulle kunna vara säljare av överskott i förhållande till vårt nationella mål.

Gemensamma projekt med tredjeländer har inte behandlats eftersom utgångspunkten för analysen är att Sverige skulle agera säljare. Denna mekanism är framförallt aktuell för de medlemsstater som är i behov av att köpa förnybar energi och där direktivet öppnar för att projekt kan genomföras i ett land utanför EU.

Uppdraget omfattar en kartläggning av projekt i Sverige som har fått tillstånd men som inte förverkligas. Kartläggningen av projekt har avgränsats till vindkraftsprojekt efter dialog med Näringsdepartementet. Bedömningen har dock

⁶ Energimyndigheten, ER 2010:18.

varit att det framförallt är vindkraftsprojekt som finns tillståndsgivna men som ännu inte är realiserade.

1.4 Projektorganisation

Sara Sundberg har varit projektledare för arbetet med rapporten. I projektgruppen har därutöver Kristina Eklund, Katarina Jacobson, Martin Johansson och Roger Östberg deltagit. Tre konsulter har tagit fram underlag till delar av rapporten. Upphandlade konsulter har varit Pöyry Management Consulting, Radar arkitektur & planering samt Wistrand advokatbyrå.

Uppdraget har genomförts i dialog med Näringsdepartementet. Dialogen har skett genom möten under projektets gång.

1.5 Angränsande arbete

Concerted Action är ett samarbete mellan medlemsstaterna för att utbyta erfarenheter kring implementeringen av direktivet om främjande av användningen av förnybara energikällor. Energimyndigheten har under året deltagit i Concerted Actions arbetsgrupp om samarbetsmekanismerna.

Nordiska Ministerrådets arbetsgrupp för Förnybar Energi (AGFE) bedriver under 2011 ett projekt som har som syfte att för den Nordiska marknaden identifiera, utveckla och komplettera potentiella riktlinjer för hanteringen av samarbetsmekanismerna i linje med EU:s RES-direktiv. Projektet omfattar tre delar: 1) Standardkontrakt för statistiska överföringar 2) Metoder för gemensamma projekt och 3) Kunskaps- och erfarenhetsutbyte med övriga EU-länder. Energimyndigheten har under året följt arbetet i Nordiska Ministerrådets arbetsgrupp för Förnybar Energi.

1.6 Rapportens disposition och metod

I kapitel två görs en genomgång av medlemsstaternas handlingsplaner och prognoser. Kapitlet innehåller också en jämförelse av stödsystem i olika medlemsstater. Syftet med kapitlet är att ge en bild av potentiellt utbud och efterfrågan på marknaden för handel med förnybart värde. Kapitel tre beskriver samarbetsmekanismerna och olika konstruktioner för praktiskt genomförande av mekanismerna. Kapitel fyra redogör för konsekvenserna av att använda samarbetsmekanismerna i olika omfattning. Effekter på elpris och elcertifikatspris har kvantifierats genom modellsimuleringar. I kapitlet beskrivs också hur olika aktörer påverkas. Kapitel fem presenterar olika modeller för prissättning av avtal mellan medlemsstater. I kapitel sex presenteras den kartläggning av projekt som genomförts inom ramen för uppdraget. Kapitel sju innehåller en sammanfattande diskussion och Energimyndighetens förslag.

2 Marknadspotential för användande av samarbetsmekanismerna

EU-ländernas handlingsplaner visar på ett överskott motsvarande 93 TWh och ett underskott på 14 TWh för 2020. Detta utgör potentiellt utbud och efterfrågan för samarbetsmekanismerna. Det är dock i dagsläget svårt att bedöma marknadspotentialen för samarbetsmekanismerna. Justeringar kommer att göras i medlemsstaternas prognoser och både potentiellt utbud och efterfrågan kommer kunna ändras väsentligt fram 2020.

Låga kostnader för förnybar produktion i kombination med låg stödnivå kan komma att spela stor roll för vilken medlemsstat som blir mest attraktiv som säljare.

Den relativt sett låga stödnivån i Sverige, genom elcertifikatsystemet, talar till Sveriges fördel som säljarland.

Detta kapitel syftar till att ge en bild av den potentiella marknaden för samarbetsmekanismer. Som underlag för bedömningen har medlemsstaternas handlingsplaner, information om stödsystem och kostnader för förnybar el- och värmeproduktion använts.

I december 2009 lämnade medlemsstaterna in prognosdokument med bedömningar av andelen förnybar energi under perioden 2010-2020 till kommissionen. Uppdaterade prognoser sammanställdes till den 30 juni 2010 då medlemsstaterna skickade in sina handlingsplaner. Handlingsplanerna innehöll även bedömningar av i vilken utsträckning medlemsstaten kan och avser att använda någon samarbetsmekanism. Sedan prognosdokumenten skickades in hade situationen i vissa medlemsstater omvärderats. Till exempel bedömde Danmark i prognosdokumentet att landet inte skulle klara målet endast med nationella medel, medan bedömningen i handlingsplanen var att det nationella förnybarhetsmålet med knapp marginal kommer att kunna uppnås till år 2020. Även Bulgarien och Malta hade gått från ett bedömt underskott till ett visst överskott för år 2020. Bulgarien har planer på att eventuellt bli säljare av detta extra utrymme.

Tabell 1: Nationella mål år 2020 respektive andel förnybart år 2005 för alla medlemsstater, samt handlingsplanernas beräknade över/underskott år 2020.

Anm. Tom ruta innebär att medlemsstaten varken har prognosticerat ett över- eller underskott.

	Andel förnybar energi 2005	Förnybartmål 2020	Beräknat över/underskott 2020 (procentenheter)	Beräknat över/underskott 2020 (TWh)
EU	8,5 %	20 %		
Österrike	23,3 %	34 %		
Belgien	2,2 %	13 %		
Bulgarien	9,4 %	16 %	2,79 %	3,9
Cypern	2,9 %	13 %		
Tjeckien	6,1 %	13 %		
Danmark	17 %	30 %	0,4 %	0,73
Estland	18 %	25 %		
Finland	28,5 %	38 %		
Frankrike	10,3 %	23 %		
Tyskland	5,8 %	18 %	1,6 %	35,6
Grekland	6,9 %	18 %	2,2 %	6,2
Ungern	4,3 %	13 %		
Irland	3,1 %	16 %		
Italien	5,2 %	17 %	- 0,85 %	-13,1
Lettland	32,6 %	40 %		
Litauen	15 %	23 %	1 %	0,7
Luxemburg	0,9 %	11 %	-2,1 %	-1,1
Malta	0 %	10 %	0,2 %	0,01
Nederländerna	2,4 %	14 %		
Polen	7,2 %	15 %	0,5 %	4,0
Portugal	20,5 %	31 %		
Rumänien	17,8 %	24 %		
Slovakien	6,7 %	14 %	1,3 %	1,7
Slovenien	16 %	25 %		
Spanien	8,7 %	20 %	2,7 %	30,8
Storbritannien	1,3 %	15 %		

	Andel förnybar energi 2005	Förnybartmål 2020	Beräknat över/underskott 2020 (procentenheter)	Beräknat över/underskott 2020 (TWh)
Sverige	39,8 %	49	1,2 %	5,7

Två medlemsstater kommer enligt sina handlingsplaner inte att uppnå sitt förnybarhetsmål år 2020 med enbart nationella medel. Luxemburgs underskott år 2020 uppskattas vara omkring två procentenheter, medan Italien har ett underskott på knappt en procentenhet. Luxemburg och Italien har båda uttalade planer att använda samarbetsmekanismerna för att kunna uppnå sina mål. För Italiens del fokuserar arbetet på mekanismen för gemensamma projekt mellan medlemsstater och tredjeländer.

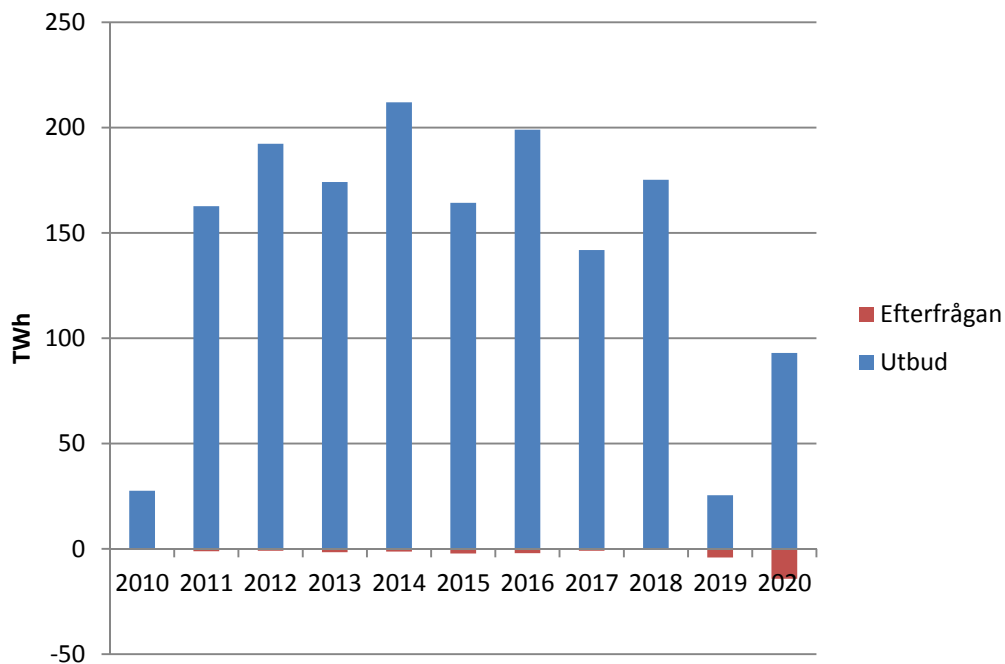
Elva medlemsstater har i handlingsplanen angivit att de precis kommer att möta sina mål och det vägledande förloppet för alla år i perioden. Belgien och Slovenien uppger att de kan komma att behöva använda samarbetsmekanismerna om det uppstår ett behov. Ungern, Lettland, Nederländerna, Portugal, Estland och Rumänien antyder att de är öppna för användande av samarbetsmekanismer, då främst som säljare. Frankrike har för avsikt att uppnå sitt mål utan mekanismerna, men kan komma att bli säljare om överskott på förnybar el uppstår genom landets deltagande i "Mediterranean Solar Plan". Österrike har inga planer på att använda samarbetsmekanismerna och Finland har inte uppgett om de är intresserade eller inte. Irland tänker sälja om det blir något oförutsett utrymme över.

Bulgarien, Spanien och Grekland har enligt sina handlingsplaner relativt stora procentuella överskott för år 2020, 2,9 procentenheter för Bulgarien och 2,7 respektive 2,2 procentenheter för Spanien och Grekland. Tyskland, Slovakien och Sverige har något lägre överskott i förhållande till det nationella målet, medan Polen och Malta har en mycket liten marginal över sin måluppfyllelse. Fler länder har ett potentiellt överskott under de mellanliggande åren 2011-2019. Sådana länder är tänkbara säljare av kortsiktig statistik för år med överskott. Riskerna med att teckna avtal om försäljning ökar ju mindre marginalen är till att uppfylla det egna nationella målet, men hur medlemsstaterna bedömer sin osäkerhetsmarginal kan skilja sig åt.

Det totala överskottet som redovisas i medlemsstaternas handlingsplaner uppgår år 2020 till 93 TWh (drygt 8 Mtoe), vilket är en ökning från totalt omkring 64 TWh i prognosdokumenten. Tyskland står för drygt 35 TWh (3,1 Mtoe) och Spanien för 30 TWh (2,6 Mtoe). Det summerade underskottet för 2020 uppgår till 14 TWh (1,2 Mtoe), en minskning från det bedömda underskottet på cirka 23 TWh i prognosdokumenten. Det är Luxemburg och Italien som står för underskottet. Under främst åren 2011-2018 är det totala överskottet på EU-nivå betydligt större, se Figur 2.

Sedan handlingsplanerna lämnades in har det kommit signaler på att vissa länder kommer att revidera sina prognoser. Bland dessa är Spanien, vars överskott uppges krympa från 2,2 procentenheter i handlingsplanen till omkring 0,8 procentenheter.⁷ Tyskland har efter det att handlingsplanen lämnats in fattat beslut om att avveckla landets kärnkraft till 2022.⁸ De idag åtta stoppade kärnkraftreaktorerna kommer inte tas i drift. Beroende på hur Tyskland kommer att ersätta produktionsbortfallet på cirka 150 TWh per år kan det komma att innebära en betydande ökning i elenergi från förnybara energikällor. Det kan komma att innebära att Tyskland ökar sitt prognosticerade överskott för 2020.

Enligt förnybartdirektivet ska medlemsstaterna vartannat år med början i december 2011 lämna in en uppföljning av förnybartmålet. I dessa nationella rapporter ska bland annat förändringar i prognos redovisas. Bedömningen av hur utbudet och efterfrågan ser ut på marknaden för samarbetsmekanismer är därför inte statisk utan måste uppdateras regelbundet.



Figur 2: Potentiellt utbud och efterfrågan på samarbetsmekanismer åren 2010-2020 baserat på medlemsstaternas bedömningar i de nationella handlingsplanerna

Anm.: Andelen förnybar energi uttryckt i TWh har beräknats genom att dividera kiloton oljeekvivalenter (ktoe) med 86.

⁷ ENDS Europe, Friday 13 May 2011, www.endseurope.com.

⁸ http://www.bundesregierung.de/nn_6562/Content/EN/Artikel/_2011/05/2011-05-30-energie-wende-energiekonzept_en.html

2.1 Stödsystem för förnybar elproduktion i andra länder

Produktionskostnaden och framtida intäkter är faktorer som en potentiell investerare i förnybar energi överväger. Den framtida intäkten beror både på elpris och på stödnivån. En annan faktor som kan påverka viljan att investera är exempelvis tillståndprocessen för att få bygga en anläggning.

Medlemsstater letar efter kostnadseffektiva åtgärder för att nå sina åtaganden enligt förnybartdirektivet, givet att måluppfyllelsen är enda drivkraften.

Investeringar i länder som har relativt sett låga kostnader för produktion av förnybar energi samt en relativt låg stödnivå kommer då vara mer intressanta. En lägre stödnivå i det säljande landet betyder sannolikt att köparlandet inte behöver betala lika mycket, eftersom priset på förnybartvärdet delvis kan antas följa stödsystemets nivå.

De tre huvudsakliga stödsystemen inom EU är feed-in-tariff, feed-in-premie och elcertifikat. I Tabell 2 sammanfattas vilka stödsystem för förnybar el som används i olika medlemsstater.

Tabell 2: Medlemsstaternas stödsystem för förnybar energi

Källa: Financing Renewable Energy in the European Energy Market, Ecofys 2011

Stödsystem	Land
Feed-in-Tariff (FiT)	Bulgarien, Frankrike, Grekland, Irland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Portugal, Slovakien, Tyskland, Ungern, Österrike
Feed-in-Premium	Danmark, Nederländerna
Elcertifikat	Belgien, Polen, Rumänien, Storbritannien, Sverige
FiT + elcertifikat	Italien
FiT och bonus/subventioner/Feed in Premium	Cypern, Finland (subventioner, planerar för FiT), Spanien, Estland, Slovenien, Tjeckien

Majoriteten av EU:s medlemsstater har infört feed-in-tariff, i vissa fall i kombination med något annat stöd. Stödsystemen kan skilja sig mycket åt i utformning även om de är av samma typ. Storbritanniens elcertifikatsystem är till exempel tekniskspecifikt och har därför olika stödnivåer för olika produktionsslag, medan Sveriges elcertifikatsystem är teknikneutralt vilket innebär att alla produktionsslag får samma stödnivå. Skillnaderna mellan medlemsstaternas stödsystem beskrivs ytterligare i Energimyndighetens rapport Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv (ER 2010:18).

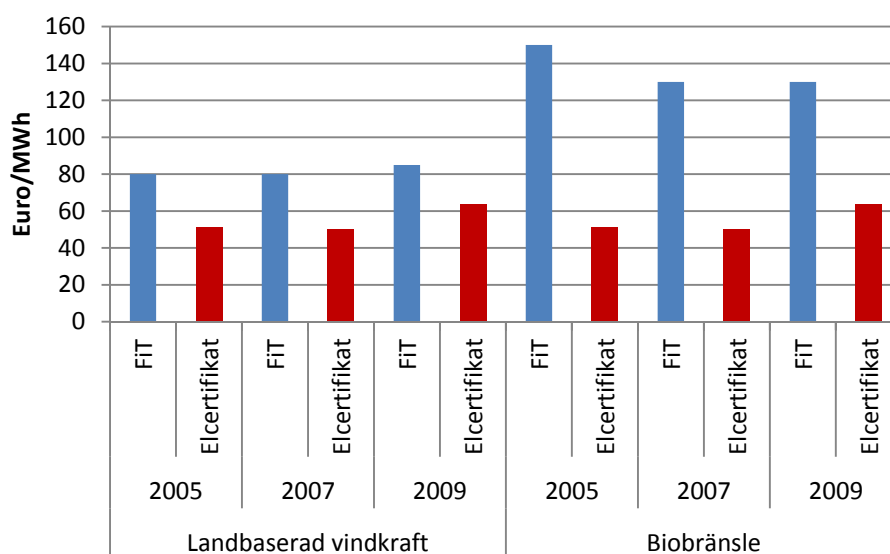
Feed-in-tariff (FiT) innebär att producenter av förnybar el får ett fast pris för den el de matar in på nätet. Nätoperatörer och statliga bolag har en skyldighet att köpa

den förnybara elen⁹. Detta betyder att den förnybara elproduktionen inte är konkurrensutsatt. Kostnaden för inköp av förnybar el överförs i regel till slutkunderna. Fördelen med FiT är att producenten får ett långsiktigt fastställt stöd, vilket minskar riskerna vid investering i förnybar el. Eftersom en överskattning av kostnaderna för produktion av förnybar el skulle leda till att nivåerna för stödet sätts på en för hög nivå och inte blir kostnadseffektiv ur ett samhällsperspektiv, är det viktigt att stödnivåerna ses över med jämna mellanrum. En annan nackdel är att konstruktionen motverkar att producenten justerar sitt utbud baserat på marknadssignaler som t.ex. variationer i elpriset.

Feed-in-premie är en garanterad stödnivå som utbetalas utöver den inkomst som producenten får från försäljningen av förnybar el. Producentens totala intäkt är inte garanterad som i konstruktionen med feed-in-tariff, eftersom variationerna i elpris fortfarande utgör en risk. Risken vid investeringar i ny förnybar elproduktion är därför något högre än för FiT. På samma sätt som för FiT finns det en risk för att stödnivån sätts för högt och inte blir samhällsekonomiskt kostnadseffektiv. Däremot kommer producenten att anpassa sig efter signaler från elmarknaden.

Elcertifikatsystem innebär att en marknad skapats för det förnybara värdet, genom en kvotplikt för elkonsumenter att inneha ett visst antal certifikat som en andel av deras totala elanvändning. Producentens totala intäkt består av intäkterna från försålda certifikat och för elen. Både priset på elcertifikat och elpriset kan variera, vilket gör investeringar i ny förnybar el under ett elcertifikatsystem mer riskfylld på lång sikt än vad som skulle vara fallet under ett system med feed-in-tariff eller feed-in-premie. Hur attraktivt det är att investera i en medlemsstat med elcertifikat beror därför bland annat på hur stabilt systemet bedöms vara samt hur prisutvecklingen har sett ut och förväntas bli de kommande åren. Sverige har hittills haft i särklass lägst elcertifikatspris, med en nivå på som högst 32 euro/MWh. I Rumänien, som är den medlemsstat som har lägst elcertifikatspris näst Sverige, har priserna legat kring 40 euro/MWh under åren 2006-2009. En jämförelse för åren 2005, 2007 och 2009 visar att stödet för elproduktion från vindkraft och biobränsle inom ramen för det svenska elcertifikatsystemet generellt har legat på en lägre nivå än stödnivån i de medlemsstater som använder feed-in-tariff eller feed-in-premie. Däremot har stödnivån varierat mellan åren beroende på variationer i elcertifikatspriset och elpriset.

⁹ Prices for Renewable Energies in Europe, Report 2009 (European Renewables Energies Foundation, EREF)



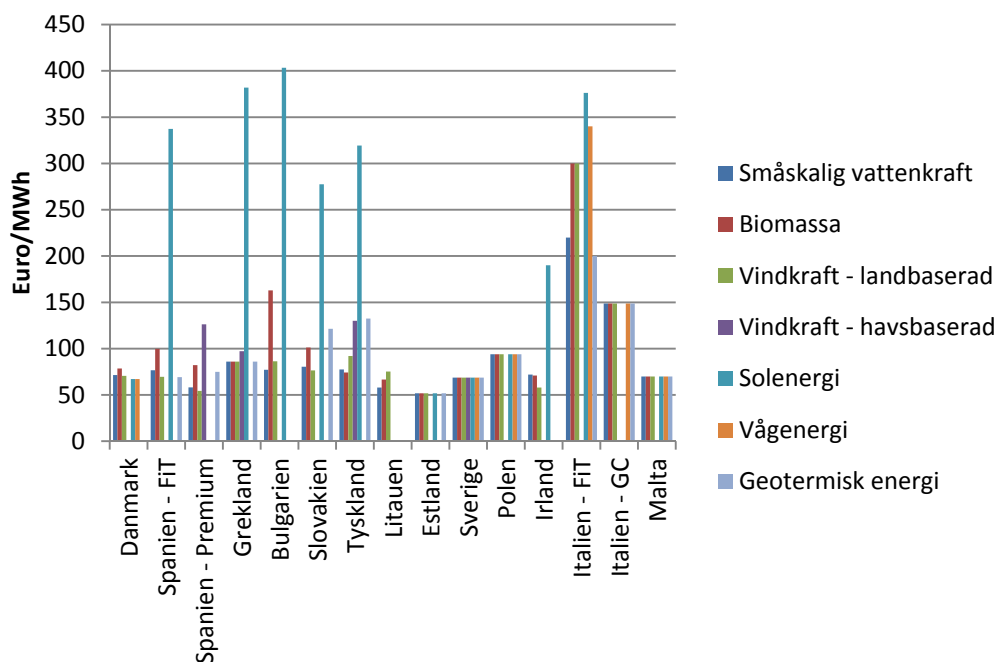
Figur 3: En jämförelse mellan stödnivån (elcertifikatspris + elpris) i det svenska elcertifikatsystemet och den genomsnittliga stödnivån i medlemsstater med Feed in Tariff (FiT) eller feed-in-premie

Källa: Financing Renewable Energy in the European Energy Market, Ecofys 2011; Elcertifikatspublikationer 2006-2010 (ER2010:27, ER 2010:35, ER 2009:29); nordpoolspot.com.

Anm. Riksbankens årsmedel för mittpriser för åren 2005-2009 har använts för att beräkna växelkursen till från kronor till euro.

I figuren nedan jämförs de medlemsstater som sorterats fram som potentiella säljare¹⁰ av förnybart värde vad avser stödnivåer för olika produktionsslag för förnybar energi. I Sverige och flera andra medlemsstater skiljer sig stödnivån inte mellan olika produktionsslag, medan till exempel Tyskland har infört teknikspecifika stödnivåer. Jämförelsen gäller för år 2009 och inkluderar producentens intäkter från elpriset.

¹⁰ Potentiella säljarländer bedöms här vara de medlemsstater som enligt sin nationella handlingsplan har ett överskott på minst en procentenhet relativt det vägledande förloppet eller målnivån, för något eller några år i perioden.



Figur 4: Stödnivå i olika medlemsstater för förnybar energi, per produktionsslag

Källa: Prices for Renewable Energies in Europe, Report 2009 (European Renewables Energies Foundation, EREF)

Anm.: Investeringsstöd som t.ex. stöd till installation av solceller har inte inkluderats i stödnivån. Figuren jämför endast löpande stödnivå, dvs. elcertifikatspris och feed-in-tariff/premie.

2.2 Medlemsstaternas marginalkostnad för förnybar energi

I Energimyndighetens föregående rapport om samarbetsmekanismerna¹¹ redovisades resultat från modellsimuleringar utifrån databasen Green-X. Kostnaderna i modellen definierades som merkostnader vid investering i ett förnybart alternativ i förhållande till ett konventionellt alternativ som i princip definierats som gaskombikraftverk (CCGT). Kortfattat innebar resultatet att sju länder, däribland Sverige, hade negativa marginalkostnader för produktion av förnybar el och värme. Detta innebär att kostnaden i Sverige för att producera en megawattimme från förnybara energikällor är lägre än kostnaden för att producera en megawattimme i ett gaskraftverk. Sex länder hade istället mycket höga marginalkostnader¹². Utbyggnad av förnybar energi utöver det nationella förnybarhetsmålet i länderna med lägst marginalkostnad och statistisk överföring till länderna med högst kostnad skulle i teorin vara ekonomiskt rationellt.

I en rapport om finansiering av förnybar energi som EU-kommissionen nyligen uppdragit åt Ecofys att genomföra¹³ framgår generellt att kostnaden för

¹¹ Energimyndigheten, ER 2010:18.

¹² Rumänien, Bulgarien, Nederländerna, Italien, Cypern, Malta och Storbritannien, i fallande ordning.

¹³Ecofys (2011).

produktion av förnybar värme under gynnsamma förhållanden är lägre eller närapå lägre än marknadspriset och därmed konkurrenskraftigt. Kostnaden för produktion av olika typer av förnybara drivmedel är däremot högre än marknadspriset. För elproduktion skiljer sig kostnadsbilden mellan olika produktionsslag. Storskalig vattenkraft och biogas kan generera förnybar el för en kostnad lägre än elpriset, medan landbaserad vindkraft inte är konkurrenskraftig utan stöd med rådande europeiska elpriser. Detsamma gäller självklart även för produktionsslag med högre produktionskostnader än landbaserad vindkraft, så som havsbaserad vindkraft och solcellsteknologi.

Resultaten i Ecofys-rapporten bygger också på Green X-modellen. I Ecofys-rapporten är dock utgångspunkten landspecifika förhållanden vad gäller investeringskostnader och resurstillgång för olika produktionsslag, inte en jämförelse med ett konventionellt produktionsslag. Rapporten beskriver modellens beräkningar av lägsta, högsta och genomsnittlig produktionskostnad för förnybar energi baserat på olika produktionsslag och hur dessa olika kostnader varierar mellan medlemsstaterna. Det går inte att utifrån dessa kostnadsintervall per medlemsstat bedöma hur mycket vindkraft som finns tillgänglig till en viss marginalkostnad. Det är dock relevant att jämföra de lägsta kostnadsnivåerna eftersom den billigaste rationellt sett skulle utnyttjas först.

Enligt rapporten är kostnaderna för landbaserad vindkraft i Sverige relativt låga, med en långsiktig marginalkostnad som lägst från 60 euro/MWh. Denna nivå är jämförbar med den marginalkostnadskurva för landbaserad vindkraft som bland annat finns i Energimyndighetens rapport "Gemensamt elcertifikatsystem med Norge" (ER 2010:28). Där görs bedömningen att det finns en stor potential för ny vindkraft både i Sverige och i Norge till en kostnad på omkring 650-700 kronor/MWh. Storbritannien, Irland, Spanien och Lettland är enligt Ecofys-rapporten de medlemsstater som har de lägsta miniminivåerna för kostnad av landbaserad vindkraft (under 60 euro/MWh), medan Danmarks, Nederländernas, Portugals och Estlands lägstanivåer ligger ungefär i nivå med Sveriges.

När det gäller havsbaserad vindkraft är kostnadsbilden i Sverige något mindre konkurrenskraftig. Många medlemsstater har en miniminivå för produktionskostnaderna som ligger på ungefär samma nivå som i Sverige, från omkring 120 euro/MWh. Bara Irland har en miniminivå under 100 euro/MWh för havsbaserad vindkraft, Danmark och Storbritannien har en minimikostnad strax över 100 euro/MWh. Andra relativt sett låga produktionskostnader återfinns bland annat i Tyskland och Frankrike.

Lägst produktionskostnad för el från solceller finns i medelhavsländerna och uppgår till från 200 euro/MWh. I Sverige och andra nordeuropeiska länder är kostnaden som lägst omkring 350 euro/MWh, upp till omkring 1000 euro/MWh.

Produktionskostnaden för el från biobränsle varierar stort beroende på typ av bränsle och anläggningsstorlek. Produktionskostnaden för biobränslebaserad värme i Sverige är däremot bland den lägsta i EU. I likhet med de baltiska länderna och Finland har Sverige en lägsta produktionskostnad kring 60 euro/MWh.

2.3 Avstånd till målet

Kommissionen har ännu inte publicerat någon rapport som beskriver hur medlemsstaterna ligger till i arbetet med att uppnå sina åtaganden i förnybartdirektivet. Däremot finns en uppföljning som beskriver medlemsstaternas framgång att uppfylla de äldre direktiven om andel förnybar elenergi och förnybara drivmedel. Denna rapport kan också tjäna som vägledning för att bedöma framgång i att uppnå förnybartdirektivet.

I januari 2011 publicerade EU-kommissionen en analys av hur måluppfyllelsen ser ut både på nationell nivå i medlemsstaterna och övergripande på EU-nivå vad gäller de indikativa målen för 2010 för el från förnybara energikällor och för användningen av biodrivmedel och andra förnybara drivmedel.¹⁴ På grund av eftersläpning i statistiken baseras analysen på uppgifter från 2008, men kan ändå ge en indikation om måluppfyllelsen för 2010 och även hur trenden ser ut för det mer långsiktiga målet 2020.

Trots att andelen förnybar elproduktion har ökat sedan den senaste analysen publicerades 2006, bedöms det sannolikt att målet om 21 % förnybar el år 2010 inte kommer att nås. Ungern och Tyskland var de två länder som redan 2008 hade överträffat målet för 2010. EU-genomsnittet visar på att 80 % av målet för 2010 uppnåtts år 2008, men 14 medlemsstater ligger under snittet. Bland dessa kan nämnas Lettland, Italien och Luxemburg som samtliga har en lägre måluppfyllelse än EU-genomsnittet och dessutom en utveckling av andelen förnybar el som för perioden 2006-2008 var noll (Luxemburg) eller negativ (Italien och Lettland). Luxemburg och Italien är de två länder som tydligast uttalat i sina handlingsplaner att de kommer behöva använda samarbetsmekanismerna under perioden fram till 2020. Sverige är enligt EU-kommissionens utvärdering mycket nära att uppfylla sitt nationella mål för 2010 och har dessutom ökat andelen förnybar el med 1-2 % mellan 2006 och 2008.

När det gäller förnybar energi i transportsektorn varierar måluppfyllelsen mycket mellan medlemsstaterna. EU-genomsnittet visar en måluppfyllelse på omkring 60 % av målet och en utveckling under 2006-2008 på knappt 1 %. Fyra medlemsstater hade 2008 överträffat sitt mål för 2010; Österrike, Sverige, Slovakien och Tyskland. Hela 20 medlemsstater låg dock under genomsnittet. Några av de länder som låg längst från att uppfylla sitt nationella mål och dessutom hade en svag eller negativ utveckling under 2006-2008 var Lettland, Irland, Danmark, Bulgarien och Tjeckien. I förnybartdirektivet ingår transportsektorns energianvändning i målet om att minst 20 % av unionens energianvändning ska komma från förnybara energikällor. Dessutom finns ett separat mål för transportsektorn.

¹⁴ "Recent progress in developing renewable energy sources and technical evaluation of the use of biofuels and other renewable fuels in transport in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC and Article 4(2) of Directive 2003/30/EC", Commission Staff Working document SEC(2011)130 final

Andelen förnybar värme- och kyla var i genomsnitt knappt 12 % inom EU år 2008. Det finns inget mål som rör värme- och kyla för år 2010, men värme och kyla ingår däremot i det samlade målet för andelen förnybar energi år 2020. Under perioden 2006-2008 ökade andelen förnybar produktion av värme- och kyla främst i Sverige, Estland och Rumänien medan utvecklingen har legat still i de flesta andra medlemsstater. Att värme- och kyla är inkluderat i målsättningen för 2020 förväntas kunna skynda på utvecklingen av förnybar produktion.

2.4 Energimyndighetens bedömning

Genom medlemsstaternas handlingsplaner går det relativt lätt att bilda sig en uppfattning om hur de själva bedömer potentialen för andelen förnybar energi till och med år 2020. Det är dock betydligt svårare att bedöma hur den faktiska utvecklingen kommer att se ut. Ett antal länder har i handlingsplanen uppskattat att de kommer gå mer eller mindre jämnt upp, vissa antyder att de kanske behöva använda samarbetsmekanismerna för att uppnå målet medan andra länder ser sig som potentiella säljare av förnybart värde. Både utbudet och efterfrågan kommer att kunna ändras väsentligt under perioden fram till år 2020. De uppföljningsrapporter som enligt artikel 22 i förnybartdirektivet ska lämnas till kommissionen kommer att ge information om förändrade bedömningar från medlemsstaterna. Den första rapporteringen ska göras den 31 december i år. Redan nu finns det signaler på att vissa medlemsstater kommer att revidera sina prognoser. Exempelvis har Spanien aviserat ett lägre överskott för 2020. Tyskland kan komma öka sitt överskott i och med beslutet om att avveckla kärnkraften. För att EU:s mål för förnybar energi ska nås till 2020 pekar Ecofys i en rapport till kommissionen på att det krävs stora investeringar.¹⁵ Finanskris och det ekonomiska läget i EU bidrar också till utmaningen att styra kapital till investeringar i förnybar energi. Ecofys pekar också på att om medlemsstaterna använder samarbetsmekanismerna skulle det kunna minska det totala behovet av kapital på EU-nivå. Det kan dock konstateras att det i dagsläget råder osäkerhet kring hur potentialen för användande av samarbetsmekanismerna ser ut särskilt för senare år i perioden.

Enligt de bedömningar som gjordes i prognosdokumenten och i handlingsplanerna är dock det potentiella utbudet av förnybar energi för samarbetsmekanismerna avsevärt större än efterfrågan på samarbetsmekanismerna. Många medlemsstater har uttryckt intresse för att sälja sitt överskott medan ett fåtal hittills varit uttalat villiga att köpa. Låga kostnader för förnybar produktion och låg stödnivå kan komma att spela stor roll för vilken medlemsstat som bedöms vara mest attraktiv som säljare. Även andra preferenser än låg kostnad kan naturligtvis komma att spela in. Det är till exempel tänkbart att köparlandet föredrar någon av samarbetsmekanismerna framför de andra. Det kan också finnas en fördel ur ett goodwill-perspektiv i att investera i ett land som har möjligheter att producera mer förnybar energi men som i dagsläget har en låg andel förnybar energi och dåliga ekonomiska förutsättningar att etablera ett effektivt stödsystem, jämfört med att

¹⁵ Ecofys, (2011).

köpa statistik från ett land med överskott och goda ekonomiska förutsättningar för fortsatt stöd till förnybart.

Den historiskt sett låga stödnivån i det svenska elcertifikatsystemet, både jämfört med feed-in-system och andra elcertifikatsystem, talar till Sveriges fördel som säljarland. Sverige är också relativt konkurrenskraftigt vad gäller låga produktionskostnader, främst för landbaserad vindkraft som också kan bedömas ha stor potential.

Kommissionen har visat på att stora besparingar kan göras om medlemsstaterna nyttjade samarbetsmekanismerna.¹⁶ Viktigt att notera att medlemsstaterna kan ha andra drivkrafter än att söka kostnadseffektiva åtgärder för att nå sina åtaganden enligt förnybartdirektivet. För vissa medlemsstater är exempelvis försörjningstrygghet och allmänhetens acceptans för åtgärder viktigt motiv för val av strategi.

¹⁶ Meddelande från Kommissionen till Europaparlamentet och Rådet. Förnybar energi: Framsteg mot 2020-målet. Bryssel den 31.1.2011 KOM(2011) 31 slutlig.

3 Praktisk utformning av samarbetsmekanismerna

Förnybartdirektivet ger medlemsstaterna, genom de så kallade samarbetsmekanismerna, möjlighet att samarbeta för att uppfylla de nationella åtagandena enligt direktivet.

Statistisk överföring kan göras för ett eller flera år. En förutsättning för försäljning är att det säljande landet uppnår sitt eget mål. Försäljning av statistik kan göras enskilda år då överskott tillräckligt säkert är att vänta. I Sverige skulle ett överskott också kunna skapas exempelvis genom ambitionshöjning i elcertifikatsystemet.

Gemensamma projekt innebär att projekt finansieras av en köpande medlemsstat. Urvalsprocessen skulle kunna arrangeras både av Sverige och av den köpande medlemsstaten eller gemensamt. Gemensamma projekt kan innebära en möjlighet för projekt som i dagsläget inte realiseras inom elcertifikatsystemet. En nackdel är att konkurrens uppstår mellan två olika stödformer.

Gemensamt stödssystem är troligen den mest långtgående samarbetsformen. Genom det planerade svensk-norska elcertifikatsystemet kommer erfarenheter som på sikt kan ge underlag för eventuell ytterligare utvidgning. Möjligheten finns också till ett delvis samordnat stödssystem. Det skulle kunna genomföras genom att en företrädare för den köpande medlemsstaten köper och annullerar elcertifikat för avtalad mängd.

Energimyndighetens genomgång av samarbetsmekanismerna och olika praktiska konstruktioner för att hantera mekanismerna visar att samtliga lösningar kräver att åtgärder vidtas, utom för alternativet med kortsiktig överföring av statistik. Åtgärderna är mer eller mindre omfattande och varierar beroende på mekanism och konstruktion. Med beaktande av att tidsperspektivet till 2020 är relativt kort krävs att inledande arbete påbörjas snarast för att förbereda för användandet av samarbetsmekanismerna, om Sverige vill vara aktivt inom området.

I EU:s direktiv för främjande av förnybar energi ges medlemsstaterna möjlighet att använda sig av samarbetsmekanismer för att nå nationella mål för andelen förnybar energi.¹⁷ Följande fyra mekanismer definieras i direktivet: statistisk överföring mellan medlemsstaterna, gemensamma projekt mellan medlemsstaterna, gemensamma projekt mellan medlemsstater och tredjeländer

¹⁷ Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor, artikel 6-11.

samt gemensamma stödsystem. När det gäller gemensamma projekt med tredjeländer är utgångspunkten att medlemsstaten köper energi och kravet är att det sker en fysisk överföring. Fysisk överföring krävs inte för övriga mekanismer. Mekanismen gemensamt projekt med tredjeländer behandlas inte i rapporten eftersom utgångspunkten för rapporten är att Sverige ska agera säljare. Övriga mekanismer behandlas nedan.

I direktivet definieras mekanismerna, men däremot specificeras inte några praktiska lösningar för hur arbetet med samarbetsmekanismerna kan gå till. Det kan därmed finnas många olika förfarande för att få samarbetsmekanismer på plats. Energimyndigheten har inom ramen för denna utredning analyserat några alternativ. Konsekvenser av de olika alternativen analyseras vidare i kapitel fyra.

3.1 Generellt om samarbetsmekanismerna

Det är frivilligt för medlemsstaterna att använda sig av samarbetsmekanismerna. Regeringen har tidigare gjort bedömningen att Sverige bör kunna utnyttja ett eventuellt statistiskt överskott av förnybar energi för överföring till andra medlemsstater samt att Sverige bör öppna för möjligheten för andra medlemsstater att finansiera investeringar inom Sveriges gränser och Sveriges ekonomiska zon genom s.k. gemensamma projekt.¹⁸ Det kan finnas olika motiv för Sverige att använda samarbetsmekanismerna i direktivet. Ett skäl kan vara att Sveriges prognos visar på ett överskott för 2020 och att det därmed kan finnas en möjlighet att sälja ett statistiskt överskott. Motivet kan också vara att vilja bidra till att EU:s mål uppnås som helhet. Samarbetsmekanismerna kan också ses som en möjlighet för Sverige att få ekonomisk aktivitet till landet, en möjlighet att utveckla den förnybara energisektorn och stärka försörjningstryggheten.

En viktig aspekt för eventuella planer att använda samarbetsmekanismerna är tidsperspektivet. Direktivets målar är 2020; det vill säga det är år 2020 de nationella målen ska vara uppfyllda. Tidsperioden fram till 2020 är relativt kort och det kan krävas vissa åtgärder för att kunna sluta ett avtal om samarbetsmekanismer. Dessutom krävs troligen viss tid för förhandling. Den säljande medlemsstaten måste eventuellt vidta åtgärder för att säkerställa att en viss mängd statistik finns om statistisk överföring ska användas. För gemensamma projekt krävs att projektet har tagits i drift och levererar förnybar energi och för gemensamma stödsystem krävs viss tid för att få stödsystemet att ge effekt i form av ökad mängd förnybar energi.

EU:s direktiv för främjande av förnybar energi reglerar inte något för perioden efter 2020 när det gäller andelen förnybar energi. Det går dock inte att utesluta att kraven från EU:s sida kommer att skärpas vad gäller såväl energieffektivisering som att öka andelen förnybar energi. Kommissionen har lagt fram en färdplan för

¹⁸ Proposition 2009/10:128, Genomförande av direktiv av förnybar energi.

2050 ”A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050”.¹⁹ Färdplanen ska följas av en strategi för energiområdet, vilken ska presenteras under 2011. För att åstadkomma de kraftiga reduktioner i utsläpp till 2050 som ministerrådet ställt sig bakom, krävs att andelen förnybar energi i EU ökar ytterligare. I dagsläget är det dock oklart om och när nya bindande mål för andelen förnybar energi införs. Vidare är det osäkert i vilken utsträckning nya mål för andelen förnybar energi kommer att ta hänsyn till om medlemsstater använt sig av samarbetsmekanismer enligt nuvarande direktiv. Detta medför en osäkerhet både för säljarländer och för köparländer.

3.1.1 Process för överenskommelse om samarbetsmekanismer

Första steg i processen för att etablera ett samarbete kring samarbetsmekanismerna skulle kunna vara en avsiktsförklaring mellan medlemsstaterna. I avsiktsförklaringen bör medlemsstaterna komma överens om vilken mekanism de avser att samarbete om samt andra övergripande frågor kring samarbetet. Under förutsättning att en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge etableras krävs även att Sverige förankrar användande av samarbetsmekanismerna med Norge, se vidare avsnitt 3.1.2.

Medlemsstaterna måste i samtliga samarbetsmekanismer teckna ett avtal. Innehållet i avtalet kommer att skilja sig beroende på vilken mekanism avtalet gäller. Gemensamt är dock att avtalet bör reglera följande:

- Ikraftträdande
- Definitioner
- Om andra åtaganden finns kopplade till avtalet
- Rapportering till kommissionen
- Reglering av avtalsbrott
- Upphörande och ändringar

Vid statistisk överföring bör avtalet också reglera volym som överföringen omfattar, pris och betalningstillfällen, för vilket eller vilka år överföringen gäller. Ett avtal om gemensamma projekt kan också reglera hur projekt ska väljas ut. Vidare skulle ett sådant avtal kunna innehålla bestämmelser om vilka andra alternativ som kan användas om det gemensamma projektet inte levererar som tänkt, t.ex. nivå för en statistisk överföring. Ett avtal om gemensamt stödssystem behöver reglera vilka åtaganden medlemsstaterna som ingår avtal gör.

¹⁹ Meddelande från kommissionen till europaparlamentet, rådet, europeiska ekonomiska och sociala kommittén samt regionkommittén. Färdplan för ett konkurrenskraftigt utsläppsnålt samhälle 2050. Bryssel den 8.3.2011 KOM(2011) 112 slutlig.

Frågan om statsstöd kan eventuellt aktualiseras i samband med avtal om samarbetsmekanismer. En prövning enligt statsstödsreglerna kan därför bli nödvändig.

3.1.2 Gemensam elcertifikatsmarknad med Norge

Sverige och Norge har enats om ett avtal för ett gemensamt stödsystem för förnybar elproduktion.²⁰ Arbetet med att etablera ett gemensamt stödsystem för förnybar elproduktion med Norge har kommit långt i processen. Ett gemensamt elcertifikatsystem planeras träda ikraft den 1 januari 2012. Processen för att arbeta fram avtalet och det som kvarstår i processen för att slutligen etablera en gemensam elcertifikatsmarknad beskrivs i avsnitt 3.4.1.

Avtalet reglerar olika frågor som på ett eller annat sätt påverkar den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Bland annat nämns ambitionsnivå för ny förnybar elproduktion, tillträde till elcertifikatsmarknaden för ytterligare land och genomförande av gemensamma projekt. Avtalet anger inte något om hur länderna ska hantera eventuell försäljning av statistik.

Enligt avtalet kan Sverige eller Norge ändra ambitionsnivån för ny förnybar elproduktion. Länderna ska vara eniga i frågan och ändringen ska företrädesvis ske i samband med en kontrollstation. Den första kontrollstationen ska äga rum senast före utgången av år 2015 och därefter vart fjärde år om inget annat fastställs. Om något land önskar att införa ett nytt mål efter år 2020 ska parterna samråda med varandra och nytt mål kan införas om det inte ger orimliga konsekvenser för det andra landet.

Förfrågningar från tredje land om att delta i elcertifikatsmarknaden ska värderas av länderna gemensamt. Tillträde för tredje land till elcertifikatsmarknaden och fastställande av villkoren för detta kräver enighet mellan parterna.

När det gäller Sverige och Norges planer på att använda sig av gemensamma projekt inom elsektorn ska länderna informera varandra om planerna. Det andra landet har tre månader på sig från informationstillfället att begära att planerna diskuteras. Planerna ska inte genomföras förrän en diskussion är genomförd och länderna har funnit en ömsesidig acceptabel lösning för båda länderna.

Statistisk överföring av eget överskott kan göras utan förankring mellan länderna.

3.2 Statistisk överföring

Statistisk överföring definieras i artikel 6 i direktivet. En statistik överföring görs mellan två medlemsstater. Staterna kan träffa avtal om att föra över en viss mängd energi från förnybara energikällor från den säljande medlemsstaten till den köpande vid beräkning av andelen förnybar energi. En statistik överföring kan göras för ett eller fler år. Enligt direktivet behöver statistik överföring inte vara förknippad med fysisk överföring av energi. Medlemsstaterna kan med andra ord

²⁰ Näringsdepartementets pressmeddelande den 29 juni 2011
<http://www.regeringen.se/sb/d/14953/a/171933>

sågas handla med statistik avseende mervärdet av förnybar energi eller ett förnybart värde.

De medlemsstater som ingår avtal om statistisk överföring ska anmäla det till kommissionen. Anmälan ska innehålla uppgifter om mängd och pris på den berörda energin och lämnas in senast tre månader efter utgången av det år för vilken överföringen gäller. När anmälan till kommissionen ska ske kommer inte statistik för försäljningsåret att finnas tillgänglig. Statistiken släpar cirka tre kvartal. Detta innebär i praktiken att den säljande medlemsstaten kommer att behöva sälja statistik baserat på prognos, se Figur 5.²¹



Figur 5: Tidpunkt för rapportering av statistisk överföring

Rent administrativt är troligen statistisk överföring den enklaste samarbetsmekanismen. Avtalet omfattar endast två parter; de två medlemsstaterna. Det som primärt behöver regleras i avtalet är vilken mängd energi som omfattas av överföringen samt pris för den överförda statistiken. Detta är också den information som omfattas av rapporteringen till kommissionen. Frågan om hur prissättning ska ske behandlas i kapitel fem.

En förutsättning för att en medlemsstat ska kunna erbjuda statistisk överföring är att det egna nationella målet för avräkningsåret 2020 nås. I direktivet formuleras det som "en statistisk överföring ska inte påverka uppnåendet av det nationella målet för den medlemsstat som gör överföringen". Detta innebär en riskfaktor för de medlemsstater som ingår avtal om statistisk överföring för år 2020. I avtalet

²¹ Enligt EU förordningen om energistatistik (nr 1099/2008) ska medlemsstaterna senast den 30 november rapportera årlig energistatistik för föregående år till Eurostat.

mellan medlemsstaterna bör det därför regleras vilka konsekvenser som följer om säljande medlemsstat inte når sitt nationella mål. Medlemsstater kan också teckna avtal om statistisk överföring för de mellanliggande åren fram till 2020. Det kan vara aktuellt för en medlemsstat som är i behov av samarbetsmekanismer för att nå sitt vägledande förlopp. För de mellanliggande åren finns inte samma skarpa krav att den säljande medlemsstaten måste följa sitt vägledande förlopp för att en statistisk överföring ska kunna göras.

3.2.1 Kortsiktigt avtal om försäljning av statistik

I de fall Sveriges prognos visar överskott för vissa år finns det möjlighet att sälja detta överskott inom ramen för statistisk överföring. För att kunna teckna ett sådant avtal med en köpande medlemsstat krävs att man är säker på att utfallet kommer att överensstämma med prognosen. Det innebär att den här möjligheten framför allt är lämplig för kortsiktig försäljning. Detta kan exempelvis bli aktuellt då en medlemsstat är i behov av att köpa statistik för målåret 2020 eller för att nå sitt vägledande förlopp. Troligen är potentiella köpare av kortsiktig statistik medlemsstater som fått ett oförutsett underskott. En kortsiktig försäljning skulle även kunna bli aktuell i början av perioden om två medlemsstater har intentionen att få ett mer långsiktigt avtal om statistisk överföring eller någon annan samarbetsmekanism på plats, men att den processen inte är färdig. Motivet för Sverige att genomföra en kortsiktig försäljning av statistik kan vara att få en intäkt för ett överskott som redan skapats med befintliga styrmedel.

Det är värt att återigen påpeka att även om det handlar om försäljning för enskilda år kommer försäljningen av statistik baseras på prognos. Statistiken för hur utfallet blev ett enskilt år släpar och är färdig först i oktober följande år. En överenskommelse om statistisk överföring ska meddelas till kommissionen senast den 31 mars året efter det år överföringen gäller. Det innebär att när överenskommelsen om statistisk överföring ska göras är inte statistiken tillgänglig, utan den säljande medlemsstaten måste förlita sig på sin prognos. Därför kommer det finnas ett behov av att ha en viss marginal. Det vill säga staten bör inte vara beredd att sälja hela det prognosticerade överskottet för ett enskilt år utan endast en viss del. När det gäller att bedöma hur stor marginal som krävs finns en viss osäkerhet. I dagsläget är förutsättningarna för beräkning av måluppfyllelsen inte helt fastställda i detalj. Det genomförs fortfarande justeringar i den beräkningsmodell som ska användas för att beräkna andelen förnybar energi.²² Energimyndigheten kan också komma att behöva göra förändringar i sitt prognosarbete för att kunna göra en mer detaljerad bedömning av denna fråga. Myndigheten har redan beslutat att byta prognosmodell från Markal-Nordic till Markal-Times. Övergången innebär en möjlighet att göra tätare nedslag för prognosåren. Ytterligare anpassning av prognosarbetet kan komma att behövas för att bättre kunna bedöma hur stor del av ett prognosticerat överskott som kan säljas inom ramen för statistisk överföring.

²² Eurostat har tagit fram en Shares-fil för detta ändamål, men justeringar av den görs fortfarande.

3.2.2 Långsiktigt avtal om försäljning av statistik

Sverige skulle också kunna ingå ett långsiktigt avtal om överföring av statistik. Med långsiktigt avtal avses att ett avtal sluts i förväg för 2020 eller för ett antal år till och med 2020. Det kan redan nu finnas medlemsstater som är intresserade av att sluta ett avtal för att säkra en statistisk överföring för mååret 2020 och även för åren fram till 2020 för att hålla sitt vägledande förlopp.

Vid ett långsiktigt avtal om statistisk överföring, kan det finnas behov av att vidta åtgärder för att säkra att Sverige har ett visst överskott. Särskilt om överföringen överskrider det prognosticerade överskottet. Sverige skulle kunna välja att höja ambitionsnivån för något nationellt styrmedel för att säkra ett överskott av förnybar energi som kan säljas inom ramen för statistisk överföring. En ambitionshöjning kan ske inom samtliga sektorer. Energimyndigheten har dock i tidigare utredning om samarbetsmekanismerna konstaterat att en ambitionshöjning bör genomföras i elsektorn.²³

Nedan analyseras två alternativ för att höja ambitionen inom elsektorn och därmed säkerställa ett visst överskott.

Ambitionshöjning inom elcertifikatsystemet – höjda kvoter

En höjning av ambitionen inom elsektorn kan genomföras genom att kvotnivån höjs inom elcertifikatsystemet. Därigenom skapas en högre efterfrågan som stimulerar till en utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Den exakta utbyggnaden av förnybar elproduktion beror även på den kvotpliktiga elanvändningens utveckling över tiden.

Justering av kvotkurvan bör genomföras inom ramen för fastställda kontrollstationer för elcertifikatsystemet. Detta begränsar möjliga tidpunkter att genomföra sådana förändringar fram till 2020. Om Sverige väljer att justera kvotkurvan måste en sådan förändring också ske i enighet med Norge givet att en gemensam elcertifikatsmarknad realiserar. I avtalet med Norge fastställs att den första kontrollstationen ska äga rum senast före utgången av 2015 och därefter vart fjärde år om inget annat beslutas. Därmed finns endast två kontrollstationer fastställda före 2020. För att få till en ökad utbyggnad av förnybar elproduktion bör en eventuell revidering av kvoter göras redan vid kontrollstationen 2015. En förändring av kvotkurvan kräver också att den svenska elcertifikatlagen ändras.

²³ Energimyndigheten, ER 2010:18.

Ambitionshöjning inom elcertifikatsystemet - företrädare för svenska staten köper elcertifikat

Ett statistiskt överskott skulle även kunna säkras genom en konstruktion där den svenska staten, eller företrädare för staten, köper och annullerar elcertifikat motsvarande den volym energi som ska omfattas av den statistiska överföringen.²⁴ Konstruktionen skulle innebära att ytterligare en aktör, förutom de kvotpliktiga, efterfrågar elcertifikat på marknaden. Efterfrågan på elcertifikatsmarknaden kommer att styras både av kvotkurvan och av efterfrågan från den köpande medlemsstaten. En sådan konstruktion kan förväntas leda till en ökad utbyggnad av förnybar elproduktion i och med att efterfrågan på elcertifikat ökar.

För elcertifikatsmarknaden innebär den här konstruktionen att det kommer in en ny typ av aktör. Övriga aktörer är skyldiga att köpa certifikat i relation till elanvändning. I det här fallet skulle staten vara köpare av ett visst antal certifikat. Antalet certifikat styrs av den volym statistik Sverige har avtalat om att sälja.

Rent praktiskt skulle staten kunna utse en företrädare som har till uppgift att köpa elcertifikat enligt en viss instruktion. Uppgiften skulle exempelvis kunna läggas på en myndighet eller en fond. Staten skulle också kunna upphandla en aktör som får till uppgift att köpa elcertifikat. Den företrädare som utses måste ses som oberoende av marknadens aktörer. Exempelvis bör det inte vara samma myndighet som har som uppgift att bedriva tillsyn enligt lagen om elcertifikat.

För att få en likvärdig ersättning som elcertifikatsystemet ger idag krävs att inköpen av elcertifikat görs under en period av 15 år. Perioden för inköp kan dock justeras exempelvis genom att en större mängd elcertifikat köps in under en kortare period, se bilaga för en detaljerad beskrivning.

En fråga man bör ta ställning till är om man ska styra hur inköpen av elcertifikat görs eller om det ska lämnas helt öppet till aktören som företräder staten. Lämnas det helt öppet innebär det att aktören själv får lägga upp en strategi för hur inköpen ska göras. Aktören kan då välja att prissäkra en del genom inköp av terminer och välja att köpa en del på spotmarknaden. Aktören kan vända sig till en organiserad marknadsplats för att göra sina köp eller försöka sluta bilaterala avtal med en eller flera aktörer. Ett annat alternativ är att avtalet styr hur inköpen ska göras, exempelvis hur mycket som bör ske genom terminshandel. Om det exempelvis ställs krav på att en viss del måste köpas in som terminskontrakt måste det finnas ett utbud som möter upp den efterfrågan. Detta innebär dock ett ingrepp på marknaden och det är svårare att bedöma konsekvenserna. Däremot bör man överväga om avtalet ska styra att inköpen av certifikat ska ske på en etablerad marknadsplats. Det skulle innebära att alla aktörer har möjlighet att möta aktörens efterfrågan på certifikat. Likviditeten på marknaden skulle också öka.

²⁴ En liknande konstruktion där en företrädare för den köpande medlemsstaten köper elcertifikat behandlas i avsnitt 3.3.2 Delvis samordnat stödssystem.

Denna konstruktion aktualiserar behov av förändring av elcertifikatlagen. Det saknas i dag lagstöd för andra aktörer än de som är kvotpliktiga att annullera elcertifikat. En förändring av lagen för att möjliggöra att staten kan annullera elcertifikat kan göras på olika sätt. Ett alternativ är att skapa ytterligare en kategori kvotpliktig som då blir en annan aktör i systemet. Denna aktör skulle då kunna annullera certifikat löpande. Då skulle denna aktör hanteras på samma sätt som övriga aktörer och således även omfattas av det tillsynsansvar som Energimyndigheten har över tillämpningen av regelverket. Ett annat alternativ är att i lagen införa en möjlighet för frivillig annullering av elcertifikat. Denna möjlighet skulle då omfatta samtliga aktörer och även sådana som handlar elcertifikat utan att vara kvotpliktig eller producent. En sådan reglering innebär dock en risk för att elcertifikat köps upp och annulleras av andra skäl. Detta skulle sannolikt kunna ha en påverkan på marknaden som helhet avseende utbud och pris. Det skulle även kunna vara möjligt att ändra regelverket så att endast staten eller dennes representant har möjlighet att köpa in elcertifikat för annullering. Denna lösning är troligen att föredra då man kan koppla möjligheten att annullera elcertifikat till samarbetsmekanismerna.

EU-kommissionens godkännande av elcertifikatsystemet bygger på förutsättningen att det är ett rent marknadsbaserat stödsystem där inga statliga medel tillförs. Med en konstruktion där företrädare för svenska staten köper och annullerar elcertifikat bedömer Wistrand advokatbyrå att elcertifikatsystemet ändras i grunden.²⁵ Genom att staten använder inkomster från försäljningen av statistik till förvärv av elcertifikat tillförs statliga medel till elcertifikatsystemet. Wistrand advokatbyrå anser att den ekonomiska effekten av statens förvärv av elcertifikat kan ses som en form av ekonomiskt stöd till producenter av förnybar el och gör därmed bedömningen att förändringen innebär att systemet kommer att innefatta statligt stöd. Vidare gör Wistrand advokatbyrå bedömningen att konstruktionen innebär en sådan grundläggande förändring av systemet att en helt ny prövning i sak av elcertifikatsystemet skulle vara nödvändigt. Denna prövning görs av EU-kommissionen. Prövningen skulle då behöva omfatta frågan om stödet utgör tillåtet eller otillåtet statligt stöd. I och med att det handlar om statligt stöd ställs krav på förutsägbarhet, likabehandling, objektivitet och transparens för statens agerande.²⁶ Wistrand advokatbyrå ser också svårigheter för staten att genom inköp av elcertifikat på marknaden säkerställa att dessa kriterier uppfylls.

3.3 Gemensamma projekt

Gemensamt projekt mellan medlemsstater definieras i förnybartdirektivets artikel 7. Två eller fler medlemsstater får samarbeta om alla typer av gemensamma projekt som rör produktion av el, värme eller kyla från förnybara energikällor. Samarbetet får omfatta privata aktörer. Den säljande medlemsstaten ska varje år anmäla till EU-kommissionen och till den köpande medlemsstaten hur mycket el, värme eller kyla som producerats från projektanläggningen och hur mycket av

²⁵ Wistrand advokatbyrå, (2011).

²⁶ Wistrand advokatbyrå, (2011).

detta som ska räknas till det köpande landets nationella mål. Därmed kan grunden för gemensamma projekt sägas vara en statistisk överföring.

Enligt avtalet mellan Norge och Sverige om en gemensam elcertifikatsmarknad får båda länderna genomföra gemensamma projekt, men en förankringsprocess krävs. Detta har beskrivits i avsnitt 3.1.2.

En möjlighet är att använda gemensamma projekt för att öka lönsamheten för projekt som idag inte är lönsamma inom elcertifikatsystemet, till exempel havsbaserad vindkraft. För att kunna realisera sådana projekt kan det dock komma att krävas att ersättningsnivån är högre än elcertifikatspriset. Det svenska elcertifikatsystemet bygger på principen att alla produktionsteknologier erhåller samma stödnivå (genom försäljningen av elcertifikat), vilket i teorin innebär att den produktion som är mest lönsam byggs ut först. Havsbaserad vindkraft är elcertifikatberättigad och kommer att byggas om investeringen anses lönsam i relation till förväntad ersättningsnivå från elcertifikatspriset och elpriset.

En fördel som köpande medlemsstat kan se med gemensamma projekt kan exempelvis vara att det är tydligt definierat varifrån det förnybara värdet kommer. Däremot riskerar den köpande medlemsstaten sin måloppfyllelse om leverans av avtalad volym inte blir av på grund av att projektet inte levererar som planerat. Risken att köparlandet blir utan leverans och missar sitt nationella mål kan anses vara något större än vid avtal om statistisk överföring, eftersom enskilda projekt är mer sårbara för variationer mellan år än vad den samlade nationella statistiken är. En möjlig åtgärd är att den köpande medlemsstaten avtalar om statistisk överföring (från samma eller annan säljare) för enskilda år om målet ser ut att inte kunna nås. Ansvaret bör dock vila på köparen, ingen garanti från säljaren för köparens måloppfyllelse utöver avtalad volym.

Det kan komma att uppstå en konkurrenssituation mellan projekt inom elcertifikatsystemet och projekt som får ersättning genom samarbetsmekanismerna. I synnerhet om ersättningsnivån för deltagande i samarbetsmekanismerna är högre eftersom det då finns incitament för projektörer att lägga mer tid och resurser på de projekt som lämpar sig som gemensamt projekt. Eftersom investerare kan antas ha begränsade resurser kan konsekvensen bli att vissa projekt inom elcertifikatsystemet kanske aldrig realiseras. Denna konkurrens blir dock mindre om enbart projekt som i dagsläget inte bedöms realiseras inom elcertifikatsystemet inkluderas i gemensamma projekt. Det skulle till exempel kunna handla om havsbaserad vindkraft. Även om en sådan begränsning görs för gemensamma projekt kan en viss påverkan på elcertifikatsystemet uppstå i och med att företagen har begränsade resurser i form av exempelvis kompetens, finansiering och det kan finnas flaskhalsar gällande material.

3.3.1 Process för att sluta avtal om gemensamma projekt

Vid användande av samarbetsmekanismen gemensamt projekt finns åtminstone tre inblandade parter, nämligen Sverige (säljarland), en eller flera andra medlemsstater (köparland) och en eller flera projektägare.

Processen fram till slutligt avtal mellan parterna kan se olika ut. Figur 6 visar en principskiss för hur processen skulle kunna se ut. Observera dock att flera varianter kan vara möjliga.



Figur 6: Principskiss/exempel på hur processen skulle kunna fungera

Ett alternativ är att Sverige som första steg bildar sig en uppfattning om intresset för mekanismen gemensamma projekt från köpande medlemsstater och projektägare till potentiella projekt. Detta kan göras genom att ta in intresseanmälan från projektägare som är intresserade av att delta i mekanismen eller mer formaliserat genom att upphandla en projektportfölj som man senare kan avropa från. Ett nästa steg kan vara att Sverige tecknar en avsiktsförklaring med en köpande medlemsstat. Därefter kommer Sverige och den köpande medlemsstaten överens om hur urvalet av projekt ska göras och om stödformer. I nästa steg arrangeras en urvalsprocess för att identifiera det eller de projekt som kan omfattas av samarbetet. Processen kan troligen arrangeras av både den köpande och den säljande medlemsstaten eller hanteras gemensamt. Det troliga är att båda medlemsstaterna kommer att ha önskemål om kriterier för urval av projekt. Dessutom kan en anmälan till EU-kommissionen gällande statsstöd komma att krävas, se avsnitt 3.3.4. Köparen löper en viss risk om processen inte leder till att man lyckas teckna avtal med projektägare om tillräckligt stor volym. I ett slutligt avtal mellan medlemsstaterna preciseras därefter bland annat vilket eller vilka projekt som omfattas, andel eller volym av produktionen från projektet som ska säljas och vilket pris eller vilken prismodell som ska användas.

Ett annat alternativ är att marknaden genom projektägare tar initiativ till ett samarbete genom att kontakta medlemsstater som är intresserade av att använda sig av gemensamma projekt. I de fall staten får in en förfrågan om ett projekt är

det viktigt att notera att det i grunden krävs ett avtal mellan medlemsstater om ett gemensamt projekt. Dessutom krävs att staten uppfyller krav på förutsebarhet, transparens, objektivitet och likabehandling för utbetalande av stöd.²⁷ Därför krävs troligen att en särskild urvalsprocess genomförs för att välja ut projekt som ska få stöd.

Förutom avtal mellan de medlemsstater som samarbetar om gemensamma projekt krävs också ett avtal med projektägaren. I ett avtal med projektägare skulle följande punkter kunna finnas med:

- Avtalad andel eller mängd produktion att sälja från projektet och fördelning över tiden.
- Modell för ersättningsnivå per såld volym.
- Antal år för ersättning.
- Eventuell ersättningsnivå för överskottsproduktion utöver den volym som säljs genom samarbetsmekanismen, om avtalet knyts till volym.
- Leveransvillkor, leveransskyldighet
- Rapporteringsskyldighet gällande produktion till stater som finansierar
- Regler för avtalsbrott

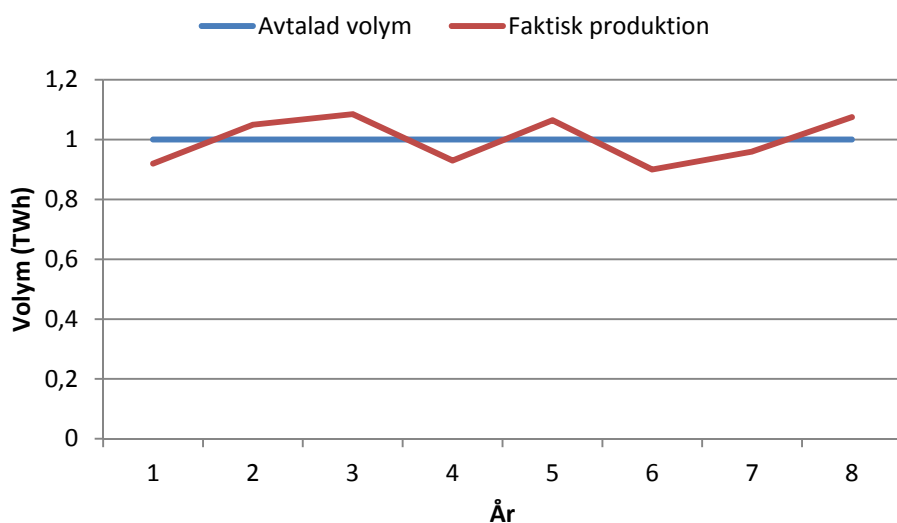
3.3.2 Avtal om volym eller andel?

Medlemsstaters samarbete om gemensamma projekt kan innebära att den köpande medlemsstaten får tillgodoräkna sig hela eller delar av produktionen. Avtalet kan också vara konstruerat så att den köpande medlemsstaten får tillgodoräkna sig en viss specificerad volym.

Om avtalet gäller en viss volym behöver avtalet reglera vad som händer vid överskotts- respektive underskottsproduktion. I exempelvis ett vindkraftsprojekt kan den faktiska produktionen av el variera mellan åren i avtalsperioden. Vad händer om anläggningen under vissa år genererar mer eller mindre förnybar el än vad som avtalats till försäljning inom gemensamt projekt?

Riskerna både för investerare och för köparland illustreras i Figur 7. I figuren antas att avtalad volym från projektet är en TWh/år i åtta år och att projektägaren får ersättning upp till denna nivå.

²⁷ Wistrand advokatbyrå (2011).



Figur 7: Illustration av att produktionen av förnybar el från ett gemensamt projekt kan variera över tiden och i relation till den avtalade volymen.

Producers mer el än som omfattas av avtalet väcks frågan om eventuellt stöd för den överskjutande produktionen. Producenten får då antingen bara intäkter från elförsäljningen av den överskjutande andelen, eller så skulle elcertifikat kunna tilldelas för denna mängd. Om elcertifikat tilldelas innebär det dock att ett oplanerat utbud temporärt kommer in på elcertifikatsmarknaden vilket kan påverka bl.a. elcertifikatspriset och förtroendet för marknaden. Utgår ingen ersättning för överskottsproduktion kan det dock för projektägaren vara mindre fördelaktigt att delta i gemensamt projekt än att vara aktör på elcertifikatsmarknaden där elcertifikat tilldelas för hela produktionen av förnybar el. För att inte få in ett oväntat utbud på elcertifikatsmarknaden är det att föredra att avtalet omfattar en andel av produktionen från det gemensamma projektet.

År med underskott riskerar istället den köpande medlemsstaten att inte få avtalad leverans av förnybart värde från projektet. Avtalet bör reglera hur underskott av produktion hanteras. Ett sådant avtal kan upplevas pressande för en producent i jämfört med det frivilliga deltagandet i elcertifikatsystemet. Ett alternativ är att den säljande medlemsstaten kan erbjuda statistisk överföring i de fall ett projekt inte kan leverera den volym som avtalats.

3.3.3 Urvalsprocess för att utse projekt

Det finns inte beskrivet i direktivet hur urval av projekt ska gå till eller hur ersättning ska betalas ut. Detta kan tolkas som att det kan finnas flera olika alternativ och att medlemsstaterna har möjlighet att hitta egna lösningar inom direktivets ramar. För att upprätthålla en hög transparens kan det vara lämpligt att urvalet av projekt som erhåller stöd sker efter offentlig utlysning. Om så sker borde också ett större antal projektförslag kunna uppmärksammas än vad som varit fallet vid stödgivning utan föregående utlysning.

Urvalsprocessen skulle kunna arrangeras både av Sverige och av den köpande medlemsstaten eller gemensamt. Detta är något som staterna behöver komma överens om. I urvalsprocessen kan staten exempelvis fastställa kriterier för att få lämna anbud/ansökan samt kriterier för val av projekt. Exempel på sådana kriterier kan vara att alla tillstånd för projektet är klara, krav på lokaliseringen av projektet eller på att det ska vara en viss teknologi som används. Vid urval för utbetalning av bidrag gäller för staten principer om förutsebarhet, transparens, objektivitet och likabehandling.²⁸ Därmed kan det krävas lagstöd för urvalsprocessen. Wistrand Advokatbyrå gör bedömningen att Lagen om offentlig upphandling (LOU) inte torde bli tillämplig då staten inte erhåller någon motprestation.²⁹

Ett skäl för att Sverige skulle vilja bygga upp en process kring urval av projekt kan vara om man förutspår att projekt kommer att säljas till olika medlemsstater. Då kan det vara fördel att ha ett fastställt regelverk för detta. Handlar det i stället om enstaka projekt kan man välja att den köpande medlemsstaten hanterar urvalsprocessen.

3.3.4 Utbetalning av stöd samt statsstödsregler

Legalt sett bör det inte finnas något hinder mot att en annan medlemsstat finansierar ett gemensamt projekt i Sverige, det vill säga utger statligt stöd till ett projekt i Sverige.³⁰ Det är tänkbart att stödet till projektägaren betalas ut direkt av den köpande medlemsstaten. Alternativt kan den köpande medlemsstaten betala för gemensamma projekt till den svenska statskassan. Sverige kan använda intäkterna från gemensamma projekt för att betala ut stöd till de projekt som valts ut för gemensamma projekt.

I den mån frågor om huruvida stödet kan anses utgöra statligt stöd, och huruvida det i så fall är ett tillåtet eller otillåtet statligt stöd, beror på hur stödet är utformat. Frågan om tillåtet/otillåtet statligt stöd aktualiseras hos den medlemsstat som utger stödet. Enligt förnybartdirektivet krävs att gemensamma projekt anmäls till EU-kommissionen. Därutöver kan en anmälan till kommissionen ur statsstödsynpunkt komma att krävas. Om en anmälan krävs beror på hur projektet är utformat och hur stort det sammanlagda statliga stödet från medlemsstaterna till projektet är. En anmälan om statsstöd ska ske innan stödet sätts i bruk. Stöd som inte anmälts förklaras automatiskt som olagligt och kan aktualisera återbetalningsskyldighet för stödmottagaren. Efter att en anmälan har gjorts, bedömer kommissionen i första hand om åtgärden överhuvudtaget utgör statligt stöd, och om så bedöms vara fallet, om det kan anses förenligt med fördraget. Det finns ett antal undantag som kan bli tillämpliga.³¹ I Sverige aktualiseras dessutom ändringar i elcertifikatlagen eftersom projekt som får stöd via mekanismen gemensamma projekt inte samtidigt ska få stöd från det svenska

²⁸ Wistrand (2011).

²⁹ Wistrand (2001).

³⁰ Wistrand (2011).

³¹ För en mer detaljerad beskrivning av statsstödsreglerna och möjliga undantag se Wistrand (2011).

elcertifikatsystemet. Även detta kommer att behöva anmälas till EU-kommissionen.

Enligt förnybartdirektivet kan medlemsstater dela på den förnybara produktionen från ett gemensamt projekt. Därmed skulle ett gemensamt projekt delvis kunna finansieras av den köpande medlemsstaten och delvis av den svenska staten. Om frågan uppstår är en möjlig lösning att Sverige ger elcertifikat för den del av produktionen som inte fått stöd via gemensamma projekt.

3.3.5 Behov av förändring av elcertifikatslagen

Om man vill exkludera projekt som får stöd via gemensamma projekt från möjligheten att få elcertifikat behövs sannolikt en lagändring. Lagen om elcertifikat ger alla som producerar sådan förnybar el som omfattas av lagen möjlighet att godkännas för tilldelning under förutsättning att de har tagits i drift och har timvis mätning. En ansökan om godkännande enligt elcertifikatlagen är frivillig. Därmed skulle det kunna vara möjligt att avtalsvägen komma överens om att den aktören som ingår avtal om gemensamma projekt inte ska ansöka om godkännande för tilldelning av elcertifikat. Dock uppstår en rad frågor, exempelvis vad som händer om anläggningen byter ägare eller hur hantering ska ske för det fall ansökan om elcertifikat ändå skickas in. För att med säkerhet exkludera projekten från stöd via elcertifikatsystemet behövs en lagändring som anger ytterligare en förutsättning för godkännande. Den förutsättningen skulle då vara att anläggningen inte får eller fått stöd via gemensamma projekt.

3.4 Gemensamt stödsystem

Den mest långtgående samordningen av de tre mekanismerna i direktivet om förnybar energi utgörs av det gemensamma stödsystemet. Att använda mekanismerna för samarbete bidrar till intentionen i förnybartdirektivet, det vill säga, att öka kostnadseffektiviteten i att uppnå EU:s förnybartmål. En viktig aspekt för att en kostnadseffektivisering ska ges är att transaktionskostnaderna för användningen av mekanismerna kan hållas nere.

Enligt direktivet får två eller fler medlemsstater på frivillig basis besluta att slå samman eller delvis samordna sina nationella stödsystem. Då kan en viss mängd förnybar energi som produceras inom territoriet för en deltagande medlemsstat beaktas vid beräkning av det övergripande nationella målet för en annan deltagande medlemsstat, om de berörda medlemsstaterna gör en statistisk överföring eller fastställer en fördelningsnyckel som fördelar mängder av energi från förnybara källor mellan de deltagande medlemsstaterna.

Elcertifikatsystemet är Sveriges stödsystem för att öka den förnybara elproduktionen. Systemet infördes den 1 maj 2003 i Sverige och är ett marknadsbaserat kvotsystem med målet att öka den förnybara elproduktionen av med 25 TWh från 2002 års nivå fram till år 2020.

De elproducenter vars elproduktion uppfyller kraven i elcertifikatslagen får ett elcertifikat för varje megawattimme el som de producerar. Efterfrågan på

elcertifikat skapas då alla elleverantörer samt vissa elanvändare är skyldiga att köpa elcertifikat motsvarande en viss andel (kvot) av deras elförsäljning/användning. Mängden elcertifikat som ska köpas ändras från år till år i takt med att kvoten successivt ändras, vilket medför en ökande efterfrågan på elcertifikat. Därmed ökar incitamentet att producera mera förnybar el. Producenterna av förnybar el får genom försäljningen av elcertifikaten en extra intäkt för sin produktion av el. Systemet stimulerar på så sätt till utbyggnaden av förnybar elproduktion.

Sverige och Norge har enats om ett avtal för ett gemensamt stödsystem för förnybar elproduktion.³² En gemensam elcertifikatsmarknad planeras att starta den 1 januari 2012. I följande avsnitt beskriv bland annat processen för att etablera en gemensam elcertifikatsmarknad Norge.

3.4.1 Samordnat stödsystem – en annan medlemsstat ansluter sig till elcertifikatsystemet

En samordning av ett stödsystem som elcertifikatsystemet innebär att de länder som ansluter sig antar en nationell lagstiftning som bygger på samma grundprinciper för utfärdande av elcertifikat, kvotplikt och annullering av elcertifikat som den svenska elcertifikatslagen. Det krävs även att alla anslutna länder tillåter annullering av elcertifikat utfärdade av annat land och att det upprättas elcertifikatsregister så att elcertifikat kan överföras mellan länderna.

Arbetet med att skapa en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge startade redan år 2008 då länderna skrev under en avsiktsförklaring om att samarbeta för en gemensam elcertifikatsmarknad. Ambitionen var då att skapa en gemensam elcertifikatsmarknad från oktober 2009, men det fanns stor osäkerhet kring när förnybartdirektivet skulle antas vilket var en grundförutsättning.

I september 2009 undertecknades en överenskommelse mellan länder om principerna för det fortsatta arbetet med att etablera en gemensam elcertifikatsmarknad i Sverige och Norge. Överenskommelsen innehöll framför allt en tidplan, en gemensam elcertifikatsmarknad skulle upprättas till den 1 januari 2012. Under 2010 genomförde Energimyndigheten en konsekvensutredning³³ av elcertifikatsystemets utvidgning till att omfatta Norge, vilket även analyserades 2005³⁴.

I december 2010 undertecknades ett protokoll från de diskussioner och förhandlingar som hade genomförts från hösten 2009 till december 2010. Med protokollet offentliggjordes bland annat att den gemensamma ambitionsnivån skulle vara 26,4 TWh från år 2012 till år 2020. I samband med detta skickades Norges förslag till elcertifikatslag ut på remiss.

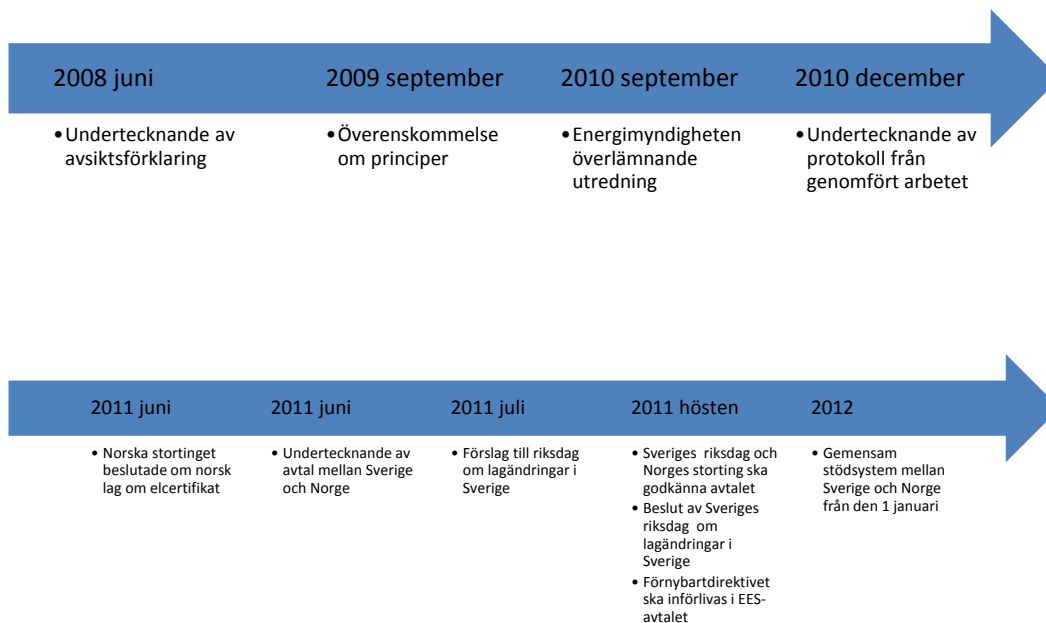
³² Näringsdepartementets pressmeddelande den 29 juni 2011
<http://www.regeringen.se/sb/d/14953/a/171933>

³³ Gemensamt elcertifikatsystem med Norge, ER2010:28

³⁴ Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad, ER2005:07

Den 29 juni undertecknade Sveriges regering och Norges regering ett avtal om ett gemensamt stödsystem för förnybar elproduktion med ikraftträdande från den 1 januari 2012. Avtalet reglerar villkor för avtalets ikraftträdande, mål och förpliktelse, utfärdande av elcertifikat, tilläggsstöd, utformning av kvotplikten, utbyte av information knuten till elcertifikatsystemet, samarbete om förvaltning och utveckling av systemet, koordinering av information som lämnas till marknaden, användningen av kontrollstationer för att diskutera och enas om väsentliga ändringar i regelverket för elcertifikat, samt upprättandet av gemensamma institutioner som tilldelas uppgifter i samband med genomförandet och vidareutvecklingen av samarbetet. I avsnitt 3.4.3 sammanfattas de delar av avtalet som inverkar på användandet av samarbetsmekanismerna. Avtalet reglerar även ikraftträdande och upphörande.

Norge har efter samtal med EU-kommissionen kommit fram till ett förslag³⁵ på hur Norge ska anta EU:s förnybartdirektiv. Det som återstår i processen för att etablera en gemensam elcertifikatsmarknad är att EU:s förnybartdirektiv införlivas i EES-avtalet och att avtalet godkänns av den svenska riksdagen och det norska stortinget. I Sverige ingår avtalet som en del i den proposition³⁶ som regeringen överlämnade den 6 juli 2011 till riksdagen. Propositionen innehåller även de ändringar i elcertifikatslagen som krävs för att öppna upp för en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge.



Figur 8: Process för ett gemensamt stödsystem med Norge

³⁵ Pressmeddelande 2011-07-27 från Norges Olje- och energidepartement OED
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressemeldinger/pressemeldinger/2011/mal-om-norsk-fornybarandel-pa-675-prosen.html?id=651715>

³⁶ Regeringens proposition 2010/11:155 "En ny lag om elcertifikat – enklare regler och en gemensam elcertifikatsmarknad"

3.4.2 Delvis samordnat stödsystem – en företrädare för annan medlemsstat agerar köpare på elcertifikatsmarknaden

Direktivet öppnar för möjligheten att medlemsstaterna delvis kan samordna sina stödsystem. När Norge ansluts till elcertifikatsystemet görs det genom att Norge antar samma ambitionsnivå och bygger upp samma system som Sverige, med tilldelning av elcertifikat och kvotpliktiga aktörer. Därmed kan den förnybara elproduktionen lokaliseras både i Sverige och i Norge.

En variant av ett delvis samordnat stödsystem skulle kunna vara att elcertifikatsystemet utvidgas med ytterligare medlemsstat som får tillträde till elcertifikatsmarknaden utan att helt anta styrmedlet. I stället för att skapa ett regelverk i den anslutande medlemsstaten som möjliggör utbyggnad av förnybar elproduktion genom tilldelning av elcertifikat och kvotpliktiga aktörer får den anslutande medlemsstaten direkt tillträde till den svensk-norska elcertifikatsmarknaden. Medlemsstaten, eller företrädare för medlemsstaten, köper elcertifikat direkt på marknaden.³⁷ Det medlemsstaterna avtalar om är hur mycket energi från förnybara energikällor som ska tillgodoräknas den anslutande medlemsstaten. För den avtalade mängden görs en statistisk överföring i enlighet med artikel 11. 1a i direktivet. Den anslutande medlemsstaten köper således elcertifikat som motsvarar den mängd energi som omfattas av den avtalade statistiska överföringen. Detta kan jämföras med konstruktionen där en köpande medlemsstat betalar ersättning till svenska staten och en företrädare för svenska staten köper och annullerar elcertifikat, som beskrivits i avsnitt 3.2.2. Skillnaden är att i det fallet får svenska staten betalt för en statistisk överföring och vidtar sedan i sin tur åtgärder för att säkra ett visst statistiskt överskott. I detta fall handlar det om ett delvis samordnat stödsystem och den köpande medlemsstaten är den som agerar direkt på elcertifikatsmarknaden.

Ersättningen för utbyggnad betalas i detta fall direkt till marknaden. Svenska staten kan i avtalet också vilja ha ersättning för vissa indirekta kostnader, se avsnitt 5.2.7.

En annan variant skulle kunna vara att anslutande medlemsstaten inför ett regelverk som endast reglerar kvotpliktiga aktörer och annullering av elcertifikat. Medlemsstaten skulle kunna låta landets elleverantörer köpa elcertifikat motsvarandeneden mängd energi som omfattas av den avtalade statistiska överföringen. På så vis erhålls nya aktörer på elcertifikatsmarknaden som kan likställas med svenska och norska köpare av elcertifikat.

3.4.3 Gemensamt stödsystem med Norge i relation till övriga samarbetsmekanismer

En grundläggande princip med ett gemensamt stödsystem som elcertifikatsystemet är att den förnybara elproduktionen ska lokaliseras där

³⁷ För en beskrivning hur inköpen av elcertifikat kan göras se bilagan.

förutsättningarna är bäst, för att på så sätt erhålla en kostnadseffektiv utbyggnad. Den förnybara elproduktionen kan lokaliseras både i Sverige och i Norge men hur produktionen kommer att fördelas är okänt och avgörs av marknadsaktörerna som investerar i förnybar elproduktion. Sverige och Norge har antagit lika ambitionsnivå under perioden 2012 till 2020. Om det etableras mer i det ena landet kommer energin från förnybara energikällor att omfördelas med en fördelningsnyckel så att båda länderna får tillgodoräkna sig sin andel av den gemensamma ambitionsnivån.

Möjligheten att använda Sveriges eventuella överskott till kortsiktigt avtal om försäljning av statistik påverkas inte av att Sverige har ett gemensamt stödsystem med Norge. Även om utbyggnaden i de båda länderna inte blir lika så kommer statistiken att omfördelas så att Sverige får ta del av sin andel av den gemensamma ökningen och därmed påverkas inte Sveriges eventuella överskott. En svensk statistisk överföring påverkar inte heller elcertifikatsmarknaden eller Norges måluppfyllnad.

I det fall Sverige upprättar långsiktiga avtal om försäljning av statistik och det finns behov av att vidta åtgärder för att säkra att Sverige har ett visst överskott påverkas Sveriges indirekta kostnader av att det finns ett gemensamt stödsystem med Norge. Höjda kvoter i Sverige eller att staten köper elcertifikat på elcertifikatsmarknaden ger ökad förnybar elproduktion i Sverige och Norge, eventuellt inte lika mycket i båda länderna. Även i detta fall sker en omfördelning av statistik och den fördelningsnyckel som används måste även ta hänsyn till den extra ökning som Sverige har skapat via höjda kvoter eller att staten köper elcertifikat. På så sätt påverkas inte Sveriges långsiktiga överskott av osäkerhet om i vilket land elproduktionen etableras. I och med att elproduktion från förnybara energikällor kan komma att etableras i båda länderna är det inte bara Sverige som har indirekta kostnader för utbyggnad enligt avtalad mängd, även i Norge kommer det att uppstå indirekta kostnader.

Gemensamma projekt är den samarbetsmekanism som inte påverkas av om det finns ett gemensamt stödsystem med Norge när det gäller omfördelning av förnybar energi eller beräkning av indirekta kostnader. Gemensamma projekt etableras i Sverige och därmed är det Sverige som direkt erhåller statistik för energi från förnybara energikällor och eventuella indirekta kostnader uppstår enbart i Sverige

3.5 Energimyndighetens bedömning

Förnybartdirektivet ger medlemsstaterna möjlighet att samarbeta för att uppfylla de nationella åtagandena enligt direktivet. Det är frivilligt för medlemsstaterna att använda sig av samarbetsmekanismerna.

Tre samarbetsmekanismer analyseras i rapporten:

- *Statistisk överföring* kan göras för ett eller flera år. En förutsättning för försäljning är att det säljande landet uppnår sitt eget mål. Försäljning av statistik kan göras enskilda år då överskott tillräckligt säkert är att vänta.

Ett överskott skulle också kunna skapas genom ambitionshöjning i elcertifikatsystemet.

- *Gemensamma projekt* innebär att projekt finansieras av en köpande medlemsstat. Urvalsprocessen skulle kunna arrangeras både av Sverige och av den köpande medlemsstaten, eller gemensamt. Gemensamma projekt kan innebära en möjlighet för projekt som i dagsläget inte realiserats inom elcertifikatsystemet. En nackdel är att konkurrens uppstår mellan två olika stödformer.
- *Gemensamt stödssystem* är troligen den mest långtgående samarbetsformen. Genom det planerade svensk-norska elcertifikatsystemet kommer erfarenheter på sikt som kan ge underlag för eventuell ytterligare utvidgning. Möjligheten finns också till ett delvis samordnat stödssystem. Det skulle kunna genomföras genom att en företrädare för den köpande medlemsstaten köper och annullerar elcertifikat för avtalad mängd.

Det kan finnas olika motiv för Sverige att använda samarbetsmekanismer. Ett skäl kan vara att Sveriges prognos visar på ett överskott för 2020 och att det därmed kan finnas en möjlighet att sälja ett statistiskt överskott. Motivet kan också vara att bidra till att EU:s mål uppnås på ett kostnadseffektivt sätt.

Samarbetsmekanismerna kan också ses som en möjlighet för Sverige att få ekonomisk aktivitet till landet och en möjlighet att utveckla den förnybara energisektorn.

Energimyndighetens genomgång av samarbetsmekanismerna och olika praktiska konstruktioner för att hantera mekanismerna visar att samtliga lösningar kräver att åtgärder vidtas, utom för alternativet med kortsiktig överföring av statistik.

Åtgärderna är mer eller mindre omfattande och varierar beroende på mekanism och konstruktion. Med beaktande av att tidsperspektivet till 2020 är relativt kort krävs att inledande arbete påbörjas för att förbereda för användandet av samarbetsmekanismerna, om Sverige vill vara aktivt inom området.

4 Konsekvenser för elmarknaden och elcertifikatsmarknaden

De modellberäkningar som genomförts inom ramen för detta uppdrag visar på lägre elpriser för de scenarier där samarbetsmekanismerna nyttjas. Samtidigt kommer elpriserna troligen att variera mer än idag. Sverige blir en stor nettoexportör av el i samtliga scenarier som analyserats.

Den landbaserade vindkraften, som förväntas vara marginalprissättande för elcertifikatspriset, har stor potential till ungefär samma prisnivå i både Sverige och Norge. Därmed blir elprisets utveckling en viktigare parameter för elcertifikatsprisets utveckling.

Energimyndighetens beräkningar av nettoeffekten för elkunderna visar att svenska elkunder skulle gynnas av att Sverige använde sig av samarbetsmekanismerna.

En storskalig utbyggnad av vindkraft ställer ökade krav på den reglerförmåga som behövs för att upprätthålla balansen mellan tillförsel och uttag av el. Dessutom kommer utbyggnaden av förnybar elproduktion innebära behov av lokala nätförstärkningar och systemförstärkningar i överföringsnäten. De ökade investeringarna i stamnätet innebär ökade nätkostnader för elkunderna. Kostnaderna betalas gemensamt, men varierar beroende på var i landet man bor.

Användandet av samarbetsmekanismer kan få konsekvenser för elcertifikatsmarknaden. Beroende på val av mekanism och konstruktion samt på hur kopplingen till elcertifikatsystemet ser ut. Även ett gemensamt projekt utanför elcertifikatsystemet kan ge en påverkan. Förutsättningarna behöver utformas så att marknadens aktörer ges god möjlighet att bedöma utvecklingen.

Även om det på lång sikt finns en stor potential för ny elproduktion i Sverige och Norge kan potentialen på kort sikt vara begränsad. Realistiskt sett kan en ambitionshöjning genom förändrad kvotkurva inte ske förrän vid nästa kontrollstation år 2015. Flaskhalsproblem kring tillståndprocess, kompetens och komponenter kan uppkomma.

I kapitlet redovisas konsekvenserna av att använda samarbetsmekanismerna i olika omfattning. För att kunna bedöma dessa konsekvenser har Energimyndigheten låtit Pöyry Management Consulting genomföra en modellanalys. Modellen bygger på ett antal scenarier som beskriver de olika mekanismerna i olika omfattning. Två alternativa basscenarier har modellerats; en renodlad svensk certifikatmarknad och en gemensam svensk-norsk

certifikatmarknad. Därefter har scenarier med mer ambitiösa åtaganden för förnybar elproduktion modellerats. Scenarierna omfattar 7,5 TWh respektive 15 TWh ytterligare förnybar elproduktion som antingen realiserar inom elcertifikatsystemet eller genom mekanismen gemensamma projekt. För scenarierna med gemensamma projekt har det antagits att dessa utgörs av havsbaserad vindkraft. Det ska noteras att nivåerna inte är Energimyndighetens bedömning av vad som är realistiskt att genomföra inom ramen för samarbetsmekanismerna. Scenarierna är utformade för att belysa effekterna på el- och elcertifikatsmarknaden i en modell. En rad antaganden gjorts, bland annat om överföringskapacitet, bränslepriser och efterfrågan på el. Antagandena baseras på fattade energi- och klimatpolitiska beslut och följer, så långt det är möjligt, myndighetens långsiktspåskådning.³⁸ För en detaljerad beskrivning av scenarier och antaganden hänvisas till rapport från Pöyry Management Consulting.³⁹ I detta kapitel redovisas endast de scenarier som utgår från en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad.⁴⁰ Fortsättningsvis avser ”basfallet” därmed en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad med nuvarande ambitionsnivå.

Följande scenarier redovisas i figurer och tabeller i detta kapitel:

- Basfall – en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad med ambitionsnivå 26,4 TWh under perioden 2012-2020
- 7,5 certifikat – en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad samt ytterligare utbyggnad av 7,5 TWh genom höjda kvoter
- 15 certifikat - en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad samt ytterligare utbyggnad av 15 TWh genom höjda kvoter
- 7,5 projekt – en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad samt ytterligare utbyggnad av 7,5 TWh havsbaserad vindkraft genom gemensamma projekt
- 15 projekt - en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad samt ytterligare utbyggnad av 15 TWh havsbaserad vindkraft genom gemensamma projekt
- 15 köparland - en gemensam svensk-norsk elcertifikatsmarknad samt att annan medlemsstat köper elcertifikat motsvarande 15 TWh utbyggnad

Modellsimuleringar har gjorts fram till 2035.

4.1 Elprisets utveckling

Pöyrys modellsimuleringarna visar en stigande nivå för råkraftspriset över tid i samtliga scenarier. Drivande krafter bakom denna långsiktigt ökande trend utgörs

³⁸ Energimyndigheten, ER 2011:03

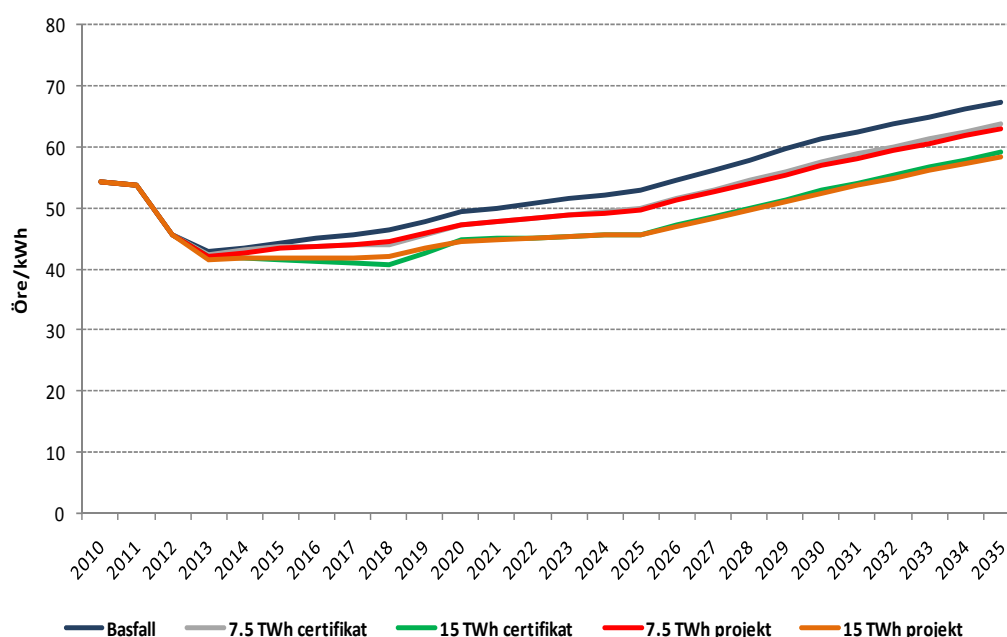
³⁹ Pöyry 2011. Effekter på el- och certifikatmarknaden i Sverige av att använda samarbetsmekanismerna i olika omfattning. Rapport till Energimyndigheten. Dnr 17-11-1759

⁴⁰ En gemensam elcertifikatsmarknad med Norge har ännu inte etablerats, men det mesta tyder på att den gemensam elcertifikatsmarknaden kommer att förverkligas.

framförallt av de stigande bränslepriserna men också av en ökad överföringskapacitet till kontinenten via nya överföringsförbindelser. En dämpande faktor för prisnivå utgörs av en ökad elproduktion från förnybar elproduktion i alla de nordiska länderna samt effekthöjningar i svensk kärnkraft och nyinvesteringar i finsk kärnkraft.

På lång sikt bestäms priset på kontinenten av den långsiktiga marginalkostnaden för ny kolkondens. Transmissionskapaciteten från Norden till kontinenten är dock otillräcklig för att en fullständig prisutjämning ska ske och priserna i Finland, Norge och Sverige är lägre än de kontinentala prisnivåerna under hela scenarioperioden. Priserna på Jylland och framförallt på Själland överstiger de övriga nordiska ländernas prisnivåer. Detta är speciellt märkbart efter år 2020 då en stor del av den gamla kolkapaciteten har avvecklats samtidigt som nya överföringsförbindelser mot Tyskland har antagits tillkomma. Efter 2030 påverkas priset uppåt bland annat av en minskad eltillförsel i Sverige i och med att de äldsta reaktorerna antas avvecklas.

I Figur 9 redovisas modellresultatet för prisutvecklingen under perioden 2010-2035 för scenarierna med en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge. För perioden 2010-2012 har reala spot och forwardpriser använts. Modellsimuleringar har gjorts för år 2013, 2015, 2018, 2020, 2025, 2030 samt 2035. Priserna för mellanliggande år har uppskattats med linjär interpolation.



Figur 9: Vägsda medelpriser för el i Sverige 2013-2035, öre/kWh, 2010 års prisnivå

Källa: Pöry Management Consulting

Anm.: Priserna 2010-2012 är nominella spot- och forwardpriser. Scenariot 7,5 TWh certifikat (grå) följer i figuren utvecklingen för 7,5 TWh projekt (röd). Scenariot 15 TWh certifikat (grön) följer i figuren utvecklingen för 15 TWh projekt (orange).

År 2020 uppgår det viktade medelpriset för el i Sverige i basfallet till drygt 49 öre/kWh medan motsvarande siffra år 2035 är drygt 67 öre/kWh.

Scenarierna där 7,5 TWh extra förnybar elproduktion fasas in, antingen inom ramen för en gemensam elcertifikatsmarknad eller via stöd till havsbaserad vindkraft, har sinsemellan en mycket likartad utveckling. År 2020 uppgår elpriset till drygt 47 öre/kWh medan motsvarande siffra för år 2035 är knappt 64 öre/kWh. Siffrorna avser fallet där 7,5 TWh fasas in via elcertifikatsystemet. Priserna i fallet med 7,5 TWh projektbaserade mekanismer är marginellt lägre då mer elproduktion förläggs till Sverige. Scenarierna där 15 TWh extra förnybar elproduktion fasas in via elcertifikatsystemet eller via projektbaserade mekanismer har sinsemellan en mycket likartad utveckling och uppvisar de lägsta elpriserna. År 2020 uppgår priset till knappt 45 öre/kWh och 59 öre/kWh år 2035. I Tabell 3 redovisas simulerade prisområdesskillnader räknat som skillnaden mellan elpriset i ett budområde samt det vägda medelpriset för Sverige vid en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge. SE1 betecknar det mest nordliga budområdet medan SE4 betecknar det mest sydliga budområdet.

Tabell 3: Prisområdesskillnader (skillnader i spotpris mellan de svenska elområdena och det vägda medelpriset för Sverige), öre/kWh

Scenario	Område	2013	2020	2035
Basfall	SE1	-0.9	-0.3	-0.7
	SE2	-0.9	-0.3	-0.7
	SE3	-0.9	-0.3	-0.4
	SE4	4.0	1.3	2.2
+ 7.5 TWh inom elcertifikatsystemet	SE1	-0.9	-0.3	-1.0
	SE2	-0.9	-0.3	-1.0
	SE3	-0.9	-0.3	-0.5
	SE4	4.1	1.5	2.9
+ 7.5 TWh projekt	SE1	-0.8	-0.1	-0.3
	SE2	-0.8	-0.1	-0.3
	SE3	-0.8	-0.1	-0.2
	SE4	3.5	0.6	1.0
+ 15 TWh inom elcertifikatsystemet	SE1	-0.9	-0.4	-1.1
	SE2	-0.9	-0.4	-1.1
	SE3	-0.9	-0.3	-0.5
	SE4	4.2	1.4	2.9
+ 15 TWh projekt	SE1	-0.7	-0.1	-0.3
	SE2	-0.7	-0.1	-0.3
	SE3	-0.7	-0.1	-0.2
	SE4	3.1	0.6	1.1

Källa: Pöyry Management Consulting

Enligt modellsimuleringarna är prisområdesskillnaderna som störst år 2013 då skillnaderna mellan det mest sydligaste budområdet (SE4) och de övriga uppgår till närmare 5 öre/kWh i basfallet. Det ska noteras att analysen är känslig för var den tillkommande produktionen antas lokaliseras. Den stora skillnaden beror på att förstärkningen på 1200 MW (Sydvästlänken) ännu inte har tagits i bruk. År 2020 har prisskillnaden mellan budområde fyra och de övriga budområdena minskat. Detta beror på att Sydvästlänken finns på plats samtidigt som elbalansen i budområde fyra har stärkts på grund av ökad förnybar elproduktion. På längre sikt ökar dock skillnaden mellan elpriset i budområde fyra och de övriga budområdena. Detta beror på en försvagad elbalans i budområde fyra vilket är drivet av en ökad efterfrågan på el samt att expansionen av förnybar elproduktion klingar av.

Scenarierna med mekanismen gemensamma projekt uppvisar de lägsta prisområdesskillnaderna mellan budområde fyra och de övriga. Detta beror på att merparten av den havsbaserade vindkraften har antagits komma in i budområde fyra och att dess elbalans därmed stärks. Vid gemensamma projekt kan det finnas möjlighet att påverka lokaliseringen av projektet. Då kan det finnas anledning att överväga lokalisering i södra Sverige för att minska differensen mellan genomsnittspriset i Sverige och elpriset i budområde fyra (södra Sverige).

4.2 Prisvolatilitet

Pöyrys modellsimuleringar visar på en risk för ökad prisvolatilitet över tid för alla scenarier. Detta beror på ett ökat inslag av vindkraft som är oreglerbar och en minskad fossilbaserad kapacitet i Norden som kan öka produktionen vid knapphet.

Samtidigt finns stora skillnader mellan speciellt de norra prisområdena (1 och 2) och det mest sydliga, prisområde 4. De norra prisområdena bibehåller i hög grad den typiska vattenkraftprofilen, det vill säga en relativt jämn prisstruktur som framförallt förändras över säsonger med högre priser under vintern och lägre under sommaren. Detta beror i sin tur på vattenkraftens regleringsförmåga. Prisområde 4 uppvisar i högre grad en termisk prisprofil med större skillnader mellan natt (låglast) och dag (höglast). Det sistnämnda gäller speciellt från år 2020 och framåt.

Modellsimuleringarna visar på att nollpriser (simultant i respektive budområde) endast inträffar under två timmar i basfallet.⁴¹ Detta inträffar under 2035. En ökad ambitionsnivå för förnybar elproduktion innebär emellertid att antalet nollpristimmar ökar. Exempelvis uppgår antalet nollpristimmar till fyra år 2020 samt tjugo år 2035 i fallet där 15 TWh extra förnybar elproduktion fasas in inom ramen för en gemensamt elcertifikatsmarknad. I scenariot där 15 TWh fasas in via mekanismen gemensamt projekt ökar antalet nollpristimmar i Sverige och uppgår till nio stycken i varje budområde år 2020 (ej simultant) och till 43 stycken år 2035 (simultant i respektive budområde). Dessa nollpristimmar inträffar i samband med hög vindkraftsproduktion och en låg efterfrågan.

Försvagningen av prisområde fyras elbalans efter år 2020 ökar volatiliteten påtagligt. Detta drivs av en ökande efterfrågan samt att tillkommande förnybar kapacitet klingar av. Resultaten från simuleringarna för år 2035 visar att höga priser, definierade som över 100 öre/kWh, är väsentligt mer förekommande i prisområde fyra än de mer nordliga prisområdena. Detta gäller speciellt i basfallet då elbalansen i prisområde fyra är som svagast. Timmarna med höga priser sammanfaller med höglasttimmar då överföringskapaciteten mellan prisområde 3 och 4 är otillräcklig för att en prisutjämning ska ske.

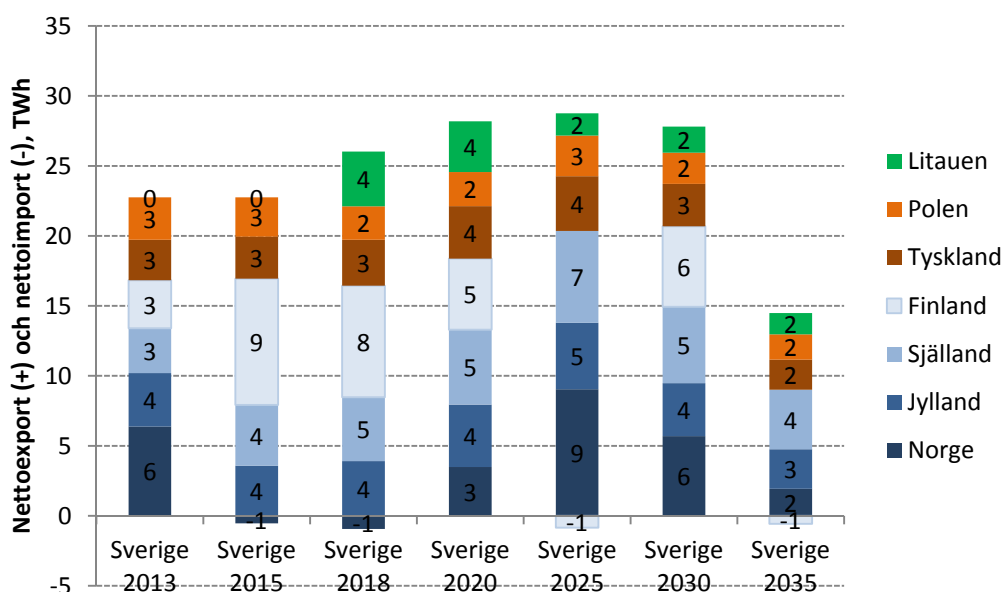
⁴¹ Nollpriser kan exempelvis inträffa vid timmar med låg förbrukning (till exempel en sommarnatt), hög oreglerbar produktion och överföringsbegränsningar som gör att överskottsproduktionen i ett elområde inte kan överföras till angränsande elområden.

4.3 Handel

Ökningen av förnybar el, kapacitetsökningar i kärnkraften samt en relativt liten ökning av efterfrågan på el skapar en stark kraftbalans i Sverige. Pöyrys modellsimuleringar visar på att Sverige blir en stor nettoexportör av el i samtliga scenarier. Nettoexporten varierar mellan 28 TWh och 43 TWh i modellerade scenarier som baseras på en gemensam elcertifikatsmarknad. Analysen bygger på att det är ett normalår i vattenkraftsproduktionen. Ett torrår skulle kunna innebära en kraftigt minskad nettoexport av el.

Basfallet med en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge uppvisar den lägsta svenska nettoexporten. Detta beror på att en del av produktionen inom elcertifikatsystemet i modellen förläggs i Norge. Dock ska det noteras prisskillnaderna mellan svensk och norsk vindkraft är små och andra faktorer kan bli avgörande för var vindkraften byggs ut. Exempelvis kan faktorer som tillståndsregler, tidigare erfarenheter, lokal opinion bli viktiga för var produktion kommer att lokaliseras. Detta hanteras dock inte av modellen.

Figur 10 visar hur den svenska nettoexporten fördelas vid en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge.



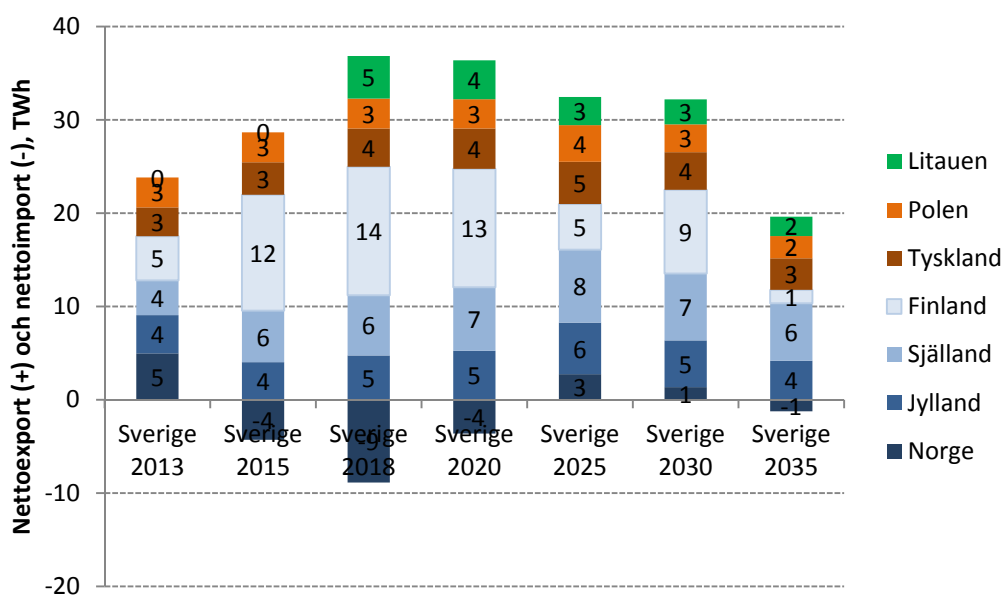
Figur 10: Sveriges nettoexport vid en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge

Källa: Pöyry Management Consulting

I basfallet vid en gemensam certifikatmarknad ökar den årliga svenska nettoexporten fram till 2020 då den uppgår till cirka 28 TWh. Därefter ligger nettoexporten kvar på samma nivå ända fram till modellår 2035 då den halveras. Den sjunkande nettoexporten beror på den antagna avvecklingen av de äldsta kärnkraftsreaktorerna efter 2030.

De viktigaste handelspartnerna utgörs av Norge, Finland och Danmark. Nettoexporten till Norge uppgår till drygt 6 TWh år 2013 för att förbytas i en nettoimport år 2015 och 2018. Detta sammanfaller med en förstärkt norsk elbalans i samband med att ny norsk vattenkraft och vindkraft fasas in inom ramen för den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Denna trend bryts år 2020 och framåt då Sverige återigen blir en nettoexportör till Norge. Sverige förblir en nettoexportör till Danmark under hela scenarioperioden även om den minskar efter 2030. Sverige agerar som nettoexportör till Finland under hela scenarioperioden förutom i modellår 2025 samt 2035. Detta beror på att ett nytt kärnkraftverk antas tillkomma år 2025 samt år 2035, vilket stärker den finska elbalansen. Överföringsförbindelsen mellan Sverige och Litauen (NordBalt) antas tillkomma i modellår 2018. Nettoexporten från Sverige till Litauen uppgår då till närmare 4 TWh för att därefter sjunka. Nettoexporten mot Tyskland ligger på 3-4 TWh fram till år 2030 för att därefter sjunka till drygt 2 TWh. Generellt sett kan det sägas att elexporten går från norr till söder i det nordiska elsystemet. Danmark agerar som ett transitland för svensk och norsk elexport till Tyskland. Norge är i sin tur nettoexportör till Nederländerna via NordNed-kabeln samt, från och med 2020, till Tyskland via den antagna överföringsförbindelsen på 1400 MW.

I scenariot med en ökad ambitionsnivå på 7.5 TWh inom ramen för en gemensam elcertifikatsmarknad förblir den svenska nettoexporten ungefär densamma som i basfallet. Detta beror på att den tillkommande elproduktionen i form av vindkraft enligt modellen förläggs i Norge. I scenariot med en ökad ambitionsnivå på 15 TWh inom ramen för en gemensam elcertifikatsmarknad stärks den svenska nettoexporten i relation till basfallet. Detta beror på att den tillkommande elproduktionen i form av vindkraft i allt högre grad förläggs till Sverige. Sverige blir nettoimportör från Norge under modellår 2015, 2018 samt 2020. Liksom i basfallet blir även Sverige en nettoimportör av el från Norge år 2035 i samband med att den antagna kärnkraftsavvecklingen försvagar den svenska elbalansen. Samtidigt ökar nettoexporten från Sverige till de övriga länderna jämfört med basfallet. Detta gäller speciellt nettoexporten till Danmark samt Finland. Figur 11 nedan visar nettoexporten i scenariot med 15 TWh inom ramen för en gemensam elcertifikatsmarknad. År 2020 uppgår den svenska nettoexporten till närmare 33 TWh för att försvagas kraftigt år 2035 då den uppgår till drygt 18 TWh.



Figur 11: Sveriges nettoexport vid + 15 TWh vid gemensam elcertifikatsmarknad med Norge, TWh per år

Källa: Pöyry Management Consulting

I scenarierna där mekanismen gemensamma projekt används förstärks den svenska elbalansen jämfört med basfallet. I scenariot med 7,5 TWh gemensamma projekt visar modellresultaten att Sverige blir nettoexportör till alla länder under scenarioperioden. År 2020 uppgår den svenska nettoexporten till nästan 36 TWh för att försvagas år 2035 då den uppgår till drygt 21 TWh. Sverige blir enligt modellresultatet även nettoexportör till alla länder i scenariot med 15 TWh gemensamma projekt. År 2020 uppgår den svenska nettoexporten till nästan 43 TWh för att försvagas år 2035 då den uppgår till närmare 29 TWh.

4.4 Behov av reglerkraft

En storskalig utbyggnad av förnybar elproduktion, som framförallt kommer att ske genom vindkraft, ställer ökade krav på den reglerförmåga som behövs för att upprätthålla balansen mellan tillförsel och uttag av el.⁴² En geografisk spridning av anläggningarna skulle troligen kunna minska reglerbehovet något, men modellberäkningar och analyser visar att det är svårt att jämna ut variationer i produktion.⁴³ Vädersystemen spänner över stora områden och ger ofta likartade vind- och väderförhållanden. Samtidigt innebär den ökade förnybara elproduktionen att resurser från vattenkraften kan frigöras till reglerkraft.

Behovet av reglerkraft kommer att öka, liksom kostnaderna för att upprätthålla balansen. Svenska kraftnät har bedömt det totala utökade reglerbehovet till 1400-

⁴² SvK 2008. Storskalig utbyggnad av vindkraft, konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40

⁴³ Pöyry 2011. The challenges of intermittency in North West European power markets.

1800 MW vid en utbyggnad av 10 TWh vindkraft och till 4300-5300 MW vid en utbyggnad av 30 TWh vindkraft.

4.5 Överföringskapacitet

En storskalig utbyggnad av förnybar elproduktion innebär behov av både lokala förstärkningar och systemförstärkningar i överföringsnätet. Om utbyggnaden av vindkraft i Sverige överstiger 10 TWh nås, enligt Svenska kraftnäts bedömning, ett läge då stamnätets överföringskapacitet behöver förstärkas inom landet. Beroende på hur produktionen fördelas kan även lägre nivå än 10 TWh vindkraft i systemet innebära förstärkningsbehov.

Det finns även omfattande utbyggnadsplaner för förnybar elproduktion i våra grannländer. Ett produktionsöverskott i Norden innebär ökade krav på utlandsförbindelser och förstärkningar mellan Sverige och andra länder, men även mer avlägsna nätförstärkningar kommer att behövas för att överskottet ska komma andra länders elkunder till godo.⁴⁴ Det krävs stora nätförstärkningar i både Polen och Tyskland för att elkraft inte ska stängas in i de norra delarna av dessa länder.⁴⁵

Utöver SydVästlänken till Norge har Svenska kraftnät två pågående projekt om utlandsförbindelser (Fenno-Skan 2 till Finland och NordBalt till Litauen) och två som planeras (en AC-ledning till Finland i norr och en förbindelse till kontinenten).⁴⁶ I tabellerna nedan beskrivs de antaganden om ny transmissionskapacitet som används vid modellsimuleringar i denna utredning.⁴⁷ Tabell 4 och Tabell 5 visar bedömning av framtida utbyggnad av överföringsförbindelser inom Norden samt till Baltikum och kontinenten.

Tabell 4: Antagen ny framtida transmissionskapacitet inom Norden

Förbindelse	Kapacitet (MW)	Status	I drift
Fenno-skan 2 (Finland Sverige)	800 FI till SE 500 SE till FI	Under konstruktion	2012
Finland Sverige	600	Antagande	2020
Skagerrak 4 (Norge-Jylland)	700	Godkänd	2015
Sydvästlänken	1200 SE-NO 1200 NO-SE	Koncessionsansökan	2016 (tidigast)

Källa: TSO:ernas överenskomna beslut och Pöyry Management Consultings egna antaganden

⁴⁴ SvK 2008. Storskalig utbyggnad av vindkraft, konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40.

⁴⁵ SvK 2011. Investerings- och finansieringsplan för åren 2012-14. 2011/68.

⁴⁶ SvK 2011. Investerings- och finansieringsplan för åren 2012-14. 2011/68.

⁴⁷ Pöyry 2011. Effekter på el- och certifikatmarknaden i Sverige av att använda samarbetsmekanismerna i olika omfattning. Rapport till Energimyndigheten. Dnr 17-11-1759

Statnett har ännu inte tagit beslut om den norska delen av Sydvästlänken. Den ingår dock som ett prioriterat projekt. Den norska delen kan komma att förstärkas någon gång mellan 2016-2020.

Tabell 5: Antagen ny framtida transmission/handel mellan Norden och Kontinenten/Baltikum

Förbindelse	Energi/kapacitet	Kommentar
Finland-Ryssland	10 TWh	Den nuvarande importen som uppgår till ca 10 TWh till Finland reduceras till 8 TWh i 2012, 5 TWh i 2015, 3 TWh i 2020 och 0 därefter.
Finland-Estland	650 MW	Antas vara i drift 2015.
Norge-Tyskland	+ 1400 MW	Ny förbindelse mellan Norge och Tyskland förväntas komma i drift 2020.
Jylland-Tyskland	+ 650 MW (Jylland-Tyskland) + 500 MW (Tyskland-Jylland)	Antas öka 2012.
Jylland-Tyskland	+ 500 MW i båda riktningarna	Antas förstärkas år 2025.
Sverige-Litauen (NordBalt)	+ 700 MW	Ny förväntad överföringskapacitet år 2017
Cobra kabeln (Jylland-Nederländerna)	700 MW	Ny förväntad överföringskapacitet år 2016-2018.

Källa: TSO:ernas överenskomna beslut samt Pöyry Management Consultings antaganden

Modellberäkningar indikerar⁴⁸ att det även fortsättningsvis, och trots nätutbyggnad, kommer krävas anläggningar som kan täcka upp för variationer i den förnybara elproduktionen. Detta framförallt under kalla och lugna vintrar då den typen av vädersystem ofta täcker stora ytor under lång tid. Vid sådana tillfällen räcker det inte enbart med bra överföringsförbindelser.

⁴⁸ Pöyry 2011. The challenges of intermittency in North West European power markets.

4.5.1 Kostnader för stamnätsutbyggnad

Tillhandahållande av el för annat lands räkning kan innebära behov av nätförstärkningar på längre sikt, även om det för dagen finns ledig kapacitet. När ytterligare produktion sedan ska byggas kan det innebära att befintliga nät inte längre klarar den tillkommande produktionen utan att förstärkas. Frågan om nätkostnader och hur mycket det andra landet ska betala kan anses gälla generellt och behöver hanteras kostnadsmässigt. Särskilt om användandet av samarbetsmekanismer kommer att bli omfattande.

Kostnader för stamnätet betalas gemensamt av elkunderna i Sverige. Kostnaderna för att mata in el och för att ta ut el i stamnätet varierar beroende på var i landet det görs. Det är dyrare att mata in el i norra Sverige än i södra. Det omvända gäller för uttag av el som är dyrare i söder. Därmed betalar heller inte alla elkunder i landet lika mycket för överföringen av el på stamnätet. I genomsnitt kostar överföringen idag drygt 2,5 öre per kilowattimme, vilket är drygt två procent av elkundens totala kostnad för elen.⁴⁹

Svenska kraftnät har bedömt kostnaderna för den stamnätsutbyggnad som krävs vid en storskalig utbyggnad av vindkraft.⁵⁰ Här ingår kostnader för investering, balanshållning och reglering. Kostnaderna beror först och främst på hur mycket vindkraft som kommer att byggas, och av var den byggs. Kostnaderna för balanshållning och reglering är enligt Svenska kraftnät mycket svåra att bedöma. Svenska kraftnät har beräknat kostnaderna för ett fall med 30 TWh vindkraft och där det mesta förläggs i norra Sverige. Detta fall kan i dagsläget ses som en övre gräns för hur stamnätstariffen kan påverkas vid en kraftig vindkraftsutbyggnad. Den sammanlagda *investeringskostnaden* för stamnätsutbyggnaden i ett sådant fall uppskattas då till cirka 10 miljarder kronor. Svenska kraftnät har beräknat hur en investering om 8-10 miljarder kronor på 10-15 år skulle kunna påverka stamnätstariffen.⁵¹ Effektaavgiften⁵² ökar i genomsnitt med cirka 30 procent, och energiavgiften⁵³ med cirka 20 procent. De båda avgifterna varierar beroende på anslutningspunkt i landet.⁵⁴ Stamnätstariffen, som idag alltså utgör cirka två procent av kundens elkostnad, beräknas på grund av *investeringskostnaden* i genomsnitt öka med 25 procent jämfört med idag. Det innebär en ökning från i genomsnitt 2,5 öre/kWh till 3,1 öre/kWh. Notera att det till detta även tillkommer ökade kostnader för *balanshållning* och *reglering* (som är svåra att beräkna), och 3,1 öre/kWh är därmed ingen övre genomsnittsgräns för stamnätstariffen för ett fall med 30 TWh vindkraft i norra Sverige.

Att anpassa stamnäten för att ansluta ny förnybar elproduktion, minimera prisskillnaderna mellan elområden och garantera en god försörjningssäkerhet är några av de utmaningar Svenska kraftnät och norska Statnett står inför. I en

⁴⁹ SvK:s webb

⁵⁰ SvK 2008. Storskalig utbyggnad av vindkraft, konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft.

⁵¹ SvK Översiktlig beräkning åt Energimyndigheten (2011-09-05).

⁵² Effektaavgiften ska täcka kostnader för drift, underhåll och nyttjande av nätet.

⁵³ Energiavgiften ska täcka kostnader för att köpa in el för förlusterna på nätet.

⁵⁴ SvK:s prislista för stamnätet 2012.

gemensam rapport om nätutveckling i Sverige och Norge presenteras olika behov av förstärkningar och utbyggnader av transmissionsnäten utifrån studier som bygger på tre olika scenarier.⁵⁵ Investeringskostnaderna för stamnätutbyggnaden i de båda länderna uppgår till 2-5,5 miljarder Euro. Scenariot med mest förnybar energi utgår från att ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem genomförts och att EU:s så kallade 2020-mål uppfyllts. Även här tillkommer kostnader för ökad balanshållning och för reglering.

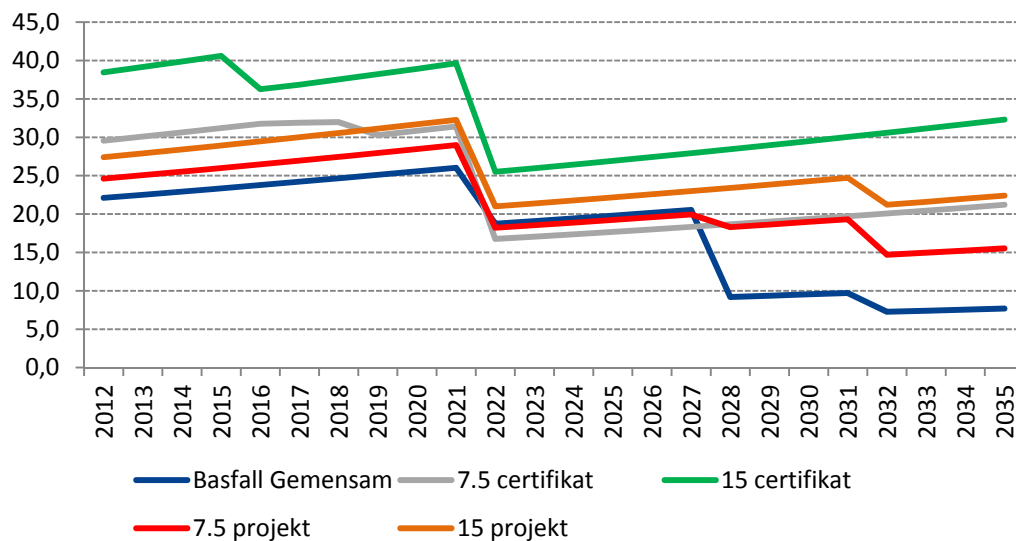
Beräkningarna i exemplen ovan innefattar endast kostnader för utbyggnad av stamnätet, inte kostnader för utbyggnad av underliggande nät. Det kan finnas behov av förstärkningar även i underliggande nät (regionnät och lokalnät). Direkta anslutningskostnader betalas av projektägare, men övergripande förstärkningar i nätet som kommer även andra kunder till nytta kan komma att betalas via höjd tariff.

4.6 Elcertifikatsprisets utveckling

På en välfungerande marknad bestäms elcertifikatspriset av marginalkostnaden för att täcka efterfrågan. Det långsiktiga elpriset och elcertifikatspriset ska tillsammans vara tillräckligt för att täcka produktionskostnaden för den dyraste förnybara elproduktionen som krävs för måluppfyllelse. Möjligheten att spara elcertifikat medför att prisbildningen blir förväntansstyrd och att priset bestäms utifrån den långsiktiga marginalkostnaden som krävs för att täcka efterfrågan. Den landbaserade vindkraften med stor potential i både Sverige och Norge är både kortsiktigt och långsiktigt marginalprissättande. Priset på elcertifikat kommer därför att skilja sig något beroende på om dyrare eller billigare landbaserad vind kommer att användas. Tillgängligheten på landbaserad vindkraft med ungefär samma produktionskostnad är dock stor så utvecklingen av elpriset kommer att spela en viktigare roll för elcertifikatspriset.⁵⁶ I Figur 12 nedan redovisas elcertifikatspriserna för samtliga scenarier vid en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge.

⁵⁵ Svenska kraftnät och Statnett (2010).

⁵⁶ Pöyry Management Consulting (2011).



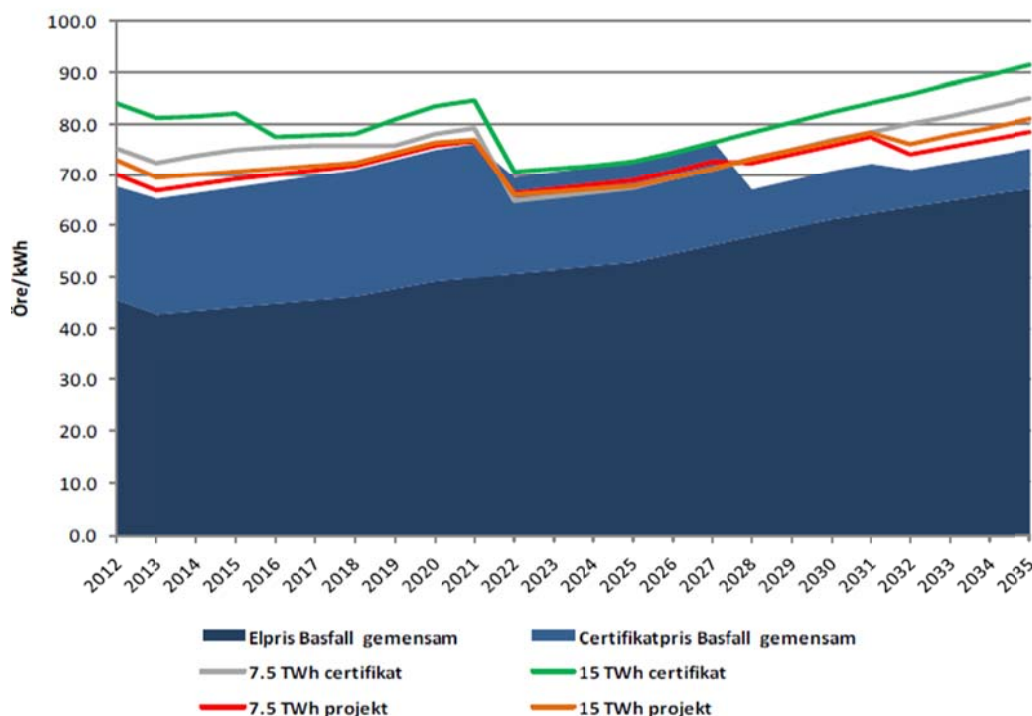
Figur 12: Utveckling av certifikatspriset, öre/kWh, 2010 års prisnivå

Källa: Pöyry Management Consulting

Pöyrys modellsimulering visar att elcertifikatspriset i basfallet stiger fram till år 2021. Detta följs av en sänkning av elcertifikatspriset efterföljande år. Därefter börjar certifikatpriset återigen stiga svagt fram till 2027. 2028 sjunker elcertifikatspriset återigen och ligger på en låg nivå fram till elcertifikatsystemets slutår 2035. De projektbaserade scenarierna har en liknande utveckling men på en något högre nivå vilket krävs för att kompensera de lägre elpriserna och samtidigt uppnå elcertifikatsystemets produktionsmål. De scenarier som innehåller mer ambitiösa mål inom ramen för elcertifikatsystemet uppvisar högre certifikatpriser vilket är nödvändigt för att investeringar i dyrare vindklasser ska komma till stånd. Certifikatpriset är som högst år 2015 i scenariot med 15 TWh extra inom ramen för ett gemensamt. För scenariot med 7,5 TWh extra förnybar elproduktion inträffar toppen år 2018. Ambitionshöjningen på 15 TWh ger ett nästan dubbelt så högt genomsnittligt elcertifikatspris jämfört med basfallet och höjningen på 7,5 TWh ligger mellan dessa. Det exakta utseendet på priskurvan är delvis relaterat till modellen som optimerar investeringarna över tid givet fullständig information. Prisnivån är även känslig för hur kvotkurvan utformas.

Genom att studera Figur 13 samt Figur 9 kan man se orsaken till skillnaden i elcertifikatspriset. På lång sikt ökar elpriset för alla scenarier, men i de scenarier som innebär ökad utbyggnad kommer elpriset inte att öka lika mycket jämfört med basfallet. Detta eftersom tillgången på el blir större i dessa scenarier. Konsekvensen blir att elcertifikatspriset i dessa scenarier måste öka för att intäkterna i form av elpriset tillsammans med elcertifikatspriset ska motsvara marginalkostnaden för utbyggnaden av förnybar el. Skillnaden mellan elpriset i de olika scenarierna är dock inte tillräcklig för att förklara skillnaderna i elcertifikatspriset. Den ökade utbyggnaden medför att landbaserad vindkraft med

sämre vindlägen, och därigenom dyrare produktionskostnad, måste användas för att täcka efterfrågan.



Figur 13: Total inkomst över tid för producent av elcertifikatsberättigad produktion, öre/kWh, 2010 års prisnivå

4.7 Elcertifikatsmarknadens funktion

Användandet av samarbetsmekanismer kan få konsekvenser för elcertifikatsmarknaden beroende på val av mekanism och konstruktion samt hur kopplingen till elcertifikatsystemet ser ut. Samordning av stödsystem och avtal om statistisk överföring, i de fall ambitionen för förnybar el behöver justeras, är de mekanismer som har en direkt koppling till elcertifikatsystemet.

Vid en förändring av kvotnivåer i syfte att skapa ett överskott för överföring av statistik bör det beaktas när i tid justeringen av kvoter genomförs. Varje ökning av kvotnivåerna som sker med kort varsel, och utöver de redan aviserade kontrollstationerna, kan skapa problem för elcertifikatsmarknaden. Terminshandel med leverans om två år eller senare står för en tredjedel av elcertifikathandeln. Om inte en förändring av kvoterna kommuniceras med aktörerna ett antal år i förväg, förändras förutsättningarna för redan ingångna kontrakt. Det skapar en osäkerhet hos marknadens aktörer och möjligen en felaktig prissättning av elcertifikat. För elhandlarna betyder en plötslig förändring av kvoterna att förutsättningarna för ingångna fasta elavtal förändras. Fler elcertifikat måste

köpas in i förhållande till försåld el. Att en företrädare för svenska staten eller för ett köparland kommer in på marknaden skapar precis som ökade kvotnivåer en långsiktig förändring i efterfrågan och utbud. Därmed kan även det ändra förutsättningarna för redan ingångna kontrakt. Skillnaden är dock att det inte direkt påverkar enskilda elhandlare eftersom kvotplikten inte ökar.

Hur påverkas förtroendet för elcertifikatsystemet om en ny aktör i form av företrädare för svenska staten eller ett köparland introduceras? Det är viktigt att förutsättningarna är sådana att marknadsaktörerna kan bedöma utvecklingen på elcertifikatsmarknaden. De villkor under vilka den nya aktören agerar bör därför vara transparenta. Det krävs information om hur stor volym som efterfrågas och under vilka år för att marknadsaktörerna ska kunna bedöma utvecklingen på marknaden. Att en företrädare för svenska staten agerar på elcertifikatsmarknaden skulle kunna vara förknippat med vissa förtroendeproblem i och med att staten varit med och byggt upp elcertifikatsystemet samt har tillsynsansvar.

En fråga är också hur stor aktör som kan introduceras på detta sätt. Den största aktören idag har en efterfrågan på cirka 2 TWh (2 miljoner elcertifikat). Ett köparland med efterfrågan på 1–2 TWh blir alltså en mycket stor marknadsaktör. För att minska möjligheten att påverka marknaden kan den köpande medlemsstaten dela upp sina inköp av elcertifikat på fler företrädare. Köparen kommer också att skilja sig från de övriga kvotpliktiga genom att dess efterfrågan inte beror på försåld el och behoven av spot eller terminspris har ingen koppling till avtal med elkunder. Påverkan på marknaden kommer vidare att bero på vilka krav som ställs på köparen utifrån det avtal som slutits och på hur aktören väljer att agera på marknaden. Om inköpen av elcertifikat görs vid enstaka tillfällen finns en risk att marknaden påverkas. Om köparen frivilligt väljer, eller via avtalet åläggs, att köpa elcertifikat på en etablerad handelsplats bidrar detta till en ökad likviditet. Det finns ingen anledning att tro att utbudet av terminer kommer att minska. I och med att antalet mindre projekt ökar inom elcertifikatsystemet finns ett ökat behov från aktörerna att via terminer säkra en del av den framtida intäkten för att få finansiering till projektet.

Ett gemensamt projekt med ett annat land hamnar utanför elcertifikatsystemet och har därför ingen direkt koppling till elcertifikatsmarknaden. Sannolikt kommer dock elcertifikatsystemet i viss utsträckning att påverkas även av gemensamma projekt.

Om gemensamma projekt tillämpas utan begränsning i typ av projekt kommer det medföra att en enskild aktör kan välja mellan stöd via elcertifikatsystemet eller via mekanismen gemensamt projekt. Valmöjligheten ger möjligen en fördel för den enskilde aktören som kan realisera ett projekt som inte kunnat finansieras med elcertifikat, men ger vissa nackdelar för elcertifikatsystemet som helhet. Stödet via gemensamma projekt kan av aktörerna ses som mer fördelaktigt. Därmed kan det finnas en risk att aktörerna som berörs av de båda stöden avvaktar med sina investeringar i hopp om att få ett mer fördelaktigt stöd via gemensamma projekt. I förlängningen innebär det en risk för att målet för elcertifikatsystemet inte uppnås. Om enbart projekt som ligger långt från att realiseras inom elcertifikatsystemet, på

grund av höga kostnader, inkluderas i gemensamma projekt blir konsekvenserna av valmöjligheten mindre. Exempel på sådana projekt kan vara havsbaserad vindkraft. En nackdel för elcertifikatsystemet är dock eventuella flaskhalsar. Det finns begränsat kapital att investera i vindkraft under ett år, detsamma gäller kompetens och antal aktörer på marknaden. Det kan också finnas begränsningar i nätutbyggnad samt tillverkning och transport av anläggningsdelar. Ett eller flera stora projekt utanför elcertifikatsystemet kan alltså innebära begränsningar för utbyggnaden inom elcertifikatsystemet. Följderna kan bli oönskade prisökningar på elcertifikat.

Trots att gemensamma projekt genomförs utanför elcertifikatsystemet kommer elcertifikatsmarknaden till viss del påverkas. Denna påverkan kan dock begränsas genom att gemensamma projekt avgränsas till projekt som inte förväntas realiseras inom elcertifikatsystemet.

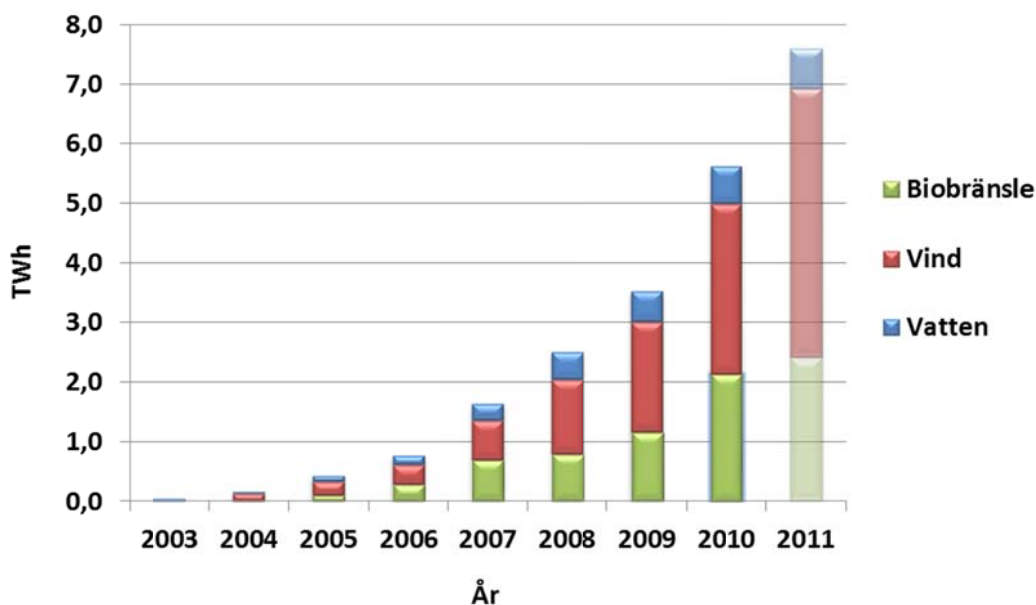
4.8 Möjlig utbyggnadstakt

Storleken på en ambitionshöjning av förnybar el, både inom och utanför elcertifikatsystemet, kan vara begränsad på både kort och lång sikt. I tidigare rapporterna om elcertifikatsystemet konstaterades att den tillgängliga potentialen av förnybar el är mycket stor. Även landbaserad vindkraft i samma kostnadsnivå som idag har potentialer på fler tiotals TWh. Detsamma gäller Norge. I Norge finns även billig vattenkraft och i Sverige billig biokraft. De ambitionshöjningar om 15 eller 7,5 TWh som utgör scenarier i modellanalysen är bara bråkdelar av den långsiktiga potentialen. Det som istället begränsar nivån på ambitionen är den kortsiktiga potentialen.

Ambitionshöjningen måste uppnås på ett visst antal år. Fram till och med år 2020 återstår nio kalenderår efter utgången av 2011. Realistiskt sett kan en ambitionshöjning genom förändring av kvotkurvan troligen inte ske förrän i samband med nästa kontrollstation år 2015. För gemensamma projekt och aktör som köper elcertifikat kan processen möjligen vara kortare. En utgångspunkt kan vara att ambitionshöjningen ska genomföras tidigast från år 2015 till och med år 2020. Det ger sex år av utbyggnad. En linjär utbyggnadstakt blir då drygt 1 respektive 2,5 TWh per år baserat på antagna scenarier. De senaste två åren har utbyggnadstakten i Sverige varit cirka 2 TWh per år, se Figur 14. Detta kan jämföras med dagens utbyggnadsbehov som ligger på cirka 1,5 TWh per år för Sverige och 3 TWh per år på den gemensamma norsk-svenska marknaden för att nå uppsatta mål för år 2020. I Norge har å andra sidan elcertifikatsystemet ännu inte påbörjats. Införande av ett nytt stödsystem har en inlärningskurva vilket gör att Norges utbyggnadstakt de inledande åren är osäker. Utbyggnaden kan komma att koncentreras till en kortare period. I och med att den verkliga utbyggnadstakten i Sverige har varit 0,5 TWh högre än det prognosticerade utbyggnadsbehovet har en utbyggnadstakt på 2 TWh visats vara möjlig. En försiktig bedömning kan därför vara att en utbyggnad på ytterligare 4,5 TWh skulle vara möjlig till 2020.⁵⁷ Till det kommer potentialer för ökad utbyggnad i

⁵⁷ Baserat på att ökningen om 0,5 TWh under nio år.

Norge. Utbyggnadstakten kan påverkas om det uppstår flaskhalsar. Flaskhalsar kan uppstå i flera led i kedjan exempelvis för kompetens, komponenter och tillstånd.



Figur 14: Utbyggnad nya anläggningar för förnybar elproduktion under perioden 2003-2010 samt prognos för 2011.

Källa: Energimyndigheten

4.9 Konsekvenser för elkunder

De svenska elkunderna betalar för både el och elcertifikat. I tidigare rapport⁵⁸ från Energimyndigheten visas hur den kvotpliktiga elanvändningen, dvs. den el som belastas av elcertifikatkostnaden, är fördelad, se Tabell 6. Den största volymen kvotpliktig el används inom sektorn bostäder och service. Även inom den icke elintensiva industrin finns en del av den kvotpliktiga elanvändningen. En mindre mängd används inom transport- och fjärrvärmesektorn. Den elanvändning som inte är kvotpliktig utgörs främst av el som har använts i den industriella tillverkningsprocessen inom den elintensiva industrin och som godkänts av Energimyndigheten för undantag av kvotplikt⁵⁹.

⁵⁸ Energimyndigheten, ER 2009:35.

⁵⁹ Övrig elanvändning som inte är kvotpliktig är: el som matats in på elnätet i syfte att upprätthålla nätets funktion (förlustel), el som en elleverantör har levererat till en elanvändare utan ersättning i enlighet med ett avtal om intrångsersättning (frikraft), el som en elanvändare själv har producerat med en generator om högst 50 kW och använt samt el som har använts i produktionen av el (hjälpkraft).

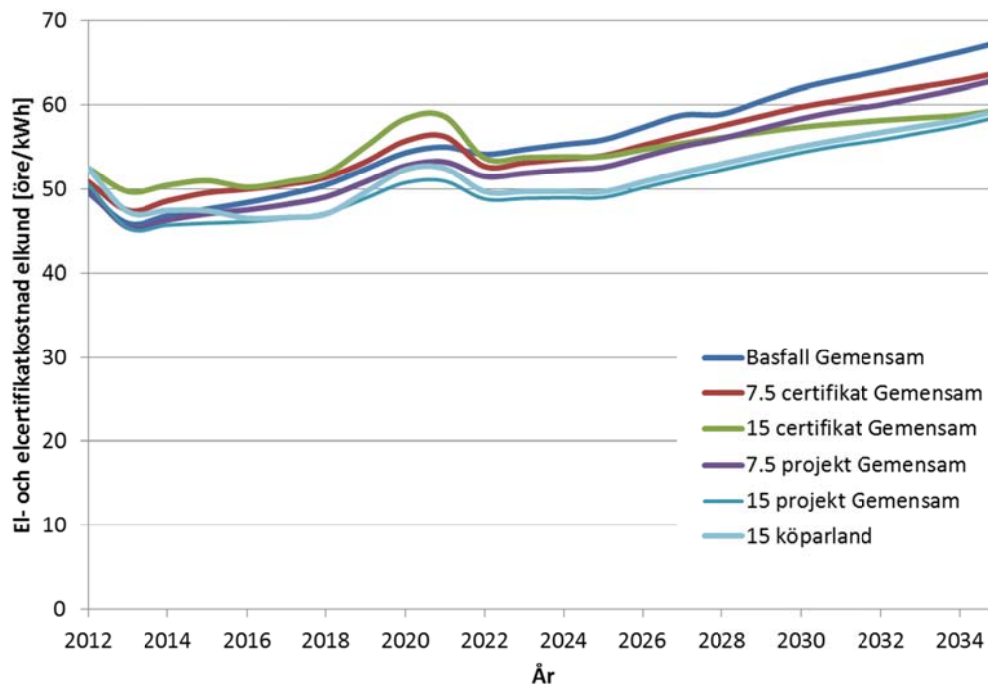
Tabell 6: Kvotpliktig elanvändning inom olika sektorer år 2008

Sektor	Andel av kvotpliktig elanvändning
Bostäder	45 %
varav elvärme	16 %
varav drift	8 %
varav hushållsel	21 %
Service	29 %
varav elvärme	4 %
varav drift	23 %
varav övrig service	2 %
Jordbruk	2 %
Skogsbruk	0 %
Bygg	1 %
Kvotpliktig industri	17 %
Transporter	3 %
Fjärrvärme	3 %
Total kvotpliktig elanvändning	100 %

Källa: Energimyndigheten

I Figur 15 visas en elkunds beräknade kostnad för el och elcertifikat i öre per kWh för de olika scenarier som analyserats, exklusive skatt och moms. Beräkningen baseras på resultatet av Pöyrys modellsimulering av elpriset och elcertifikatspriset. Elcertifikatspriset har sedan multiplicerat med kvotnivån för respektive år. Utöver detta tillkommer för elkunden även eventuella fasta avgifter som vissa elhandlare tar ut, samt nätkostnad. Vid beräkningen av elcertifikatskostnaden för basfallet, den gemensamma svensk-norska elcertifikatsmarknaden, och scenarierna för gemensamma projekt har Sveriges nuvarande kvotkurva använts. För att beräkna kostnaden då det sker en ambitionsökning genom höjning av kvotkurvan har två högre kvotkurvor använts. Ett särskilt scenario, 15 köparland, har skapats för att visa effekten av att ett land köper elcertifikat motsvarande 15 TWh.

Elkunden betalar ett elpris per använd kWh. Elkundens kostnad för elcertifikat är beroende av kvotnivån för varje år. Förändringar i elpriset får större genomslag på slutkundens elkostnad än förändringar i elcertifikatspris på grund av kvotkurvan. Eftersom kvotkurvan varierar över tiden blir detta olika tydligt beroende på vilket år som studeras. Kvotnivån, och därmed elkundens elcertifikatkostnad, är som högst år 2020 då kvotnivån ligger på nästan 20 procent av kvotpliktig elanvändning. I den ökade ambitionen om 15 TWh är kvotnivån över 35 procent samma år.



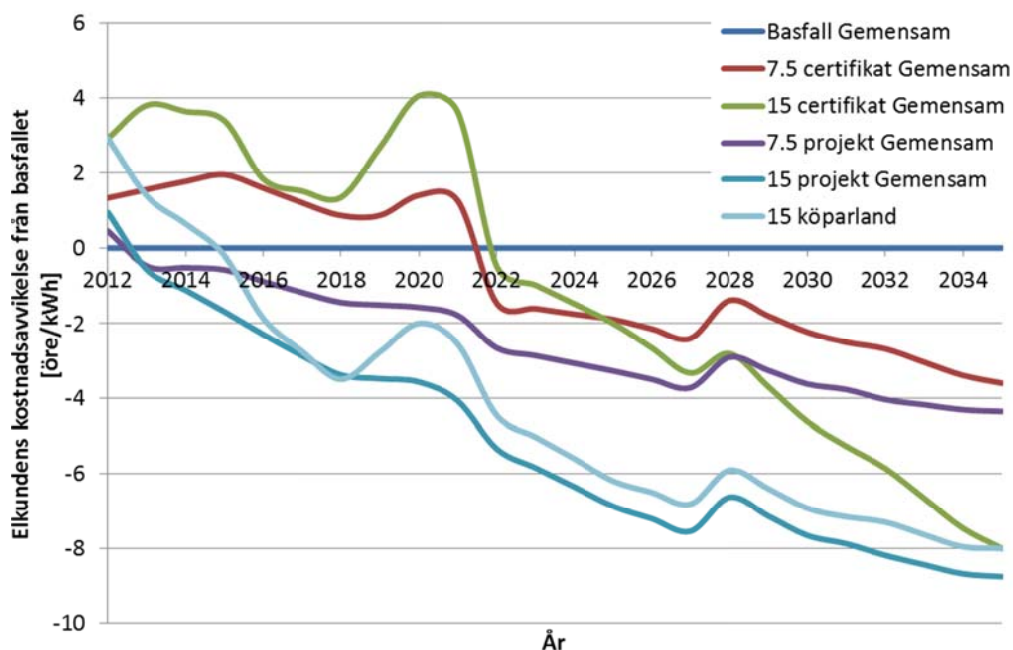
Figur 15: Elkundens totala kostnad för el och elcertifikat i 6 olika scenarier för ökad förnybar elproduktion. Inga skatter eller övriga avgifter är inkluderade.

Källa: Pöyry, Energimyndighetens bearbetning

Anm.: Figuren bygger på modellerade elpriser i enlighet med figur 12 och modellerade elcertifikatspriser i enlighet med figur 17 multiplicerat med kvot för aktuellt år. Sveriges gällande kvot har använts för basfall, 7,5 projekt, 15 projekt och 15 köparland. Två högre kvotkurvor har använts för 7,5 certifikat och 15 certifikat

För att tydligare illustrera hur de olika scenarierna förhåller sig till basfallet (gemensam elcertifikatsmarknad med Norge) har elkundens totala kostnad⁶⁰ för basfallet subtraherats från totala kostnaderna för olika scenarier, se Figur 16. I alla scenarier kommer den totala kostnaden för elkunden i genomsnitt att vara lägre än i basfallet under perioden (2012-2035).

⁶⁰ Elkundens totala kostnad för el och elcertifikat.



Figur 16: Elkundens totala kostnad (el och elcertifikat) i förhållande till basfallet, en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge för olika scenarier.

Källa: Pöyry, Energimyndighetens bearbetning

Scenarierna med ökad ambitionsnivå inom elcertifikatsystemet uppvisar den högsta kostnaden för elkunden. Om Sverige väljer att höja kvotkurvan för att kunna sälja sitt förnybara värde år 2020 kommer kostnaden för elkunden troligen att stiga initialt och även leda till högsta kostnaderna för elkunder runt år 2020. Den ökade elproduktionen kommer dock att pressa ner priserna på el och totalt sett kommer genomsnittskostnaden för elkunden att vara lägre än i basfallet både vid 15 och 7,5 TWh ökad ambition.

Gemensamma projekt är representerade av scenarierna 7.5 projekt och 15 projekt. Resultatet av modelleringen visar en stadigvarande kostnadsminskning jämfört med basfallet. Scenariot med gemensamma projekt med 15 TWh havsbaserad vindkraft ger den lägsta kostnaden för elkunden av alla scenarier. I genomsnitt visar modellsimuleringen att drygt 5 öre per kWh lägre än basfallet. Elcertifikatspriset och kvotplikten hålls kvar på ungefär samma nivåer som i basfallet samtidigt som elpriset stiger mindre.

De fall där företrädare för svenska staten eller för köpande medlemsstat köper elcertifikat från marknaden är representerade av scenariot 15 köparland. Där får el- och elcertifikatspriset samma utveckling som vid en höjning av kvotkurvan, men elkunden betalastas med samma kvotkurva som idag. Elcertifikatspriset kommer att vara högre än basfallet eftersom dyrare vindlägen krävs, men mängden förnybar elproduktionen pressar ner elpriset och gör kundkostnaden till den näst lägsta efter gemensamma projekt.

För de icke kvotpliktiga elkunderna blir utfallet ännu mer fördelaktigt i och med att de inte betalar för elcertifikat.

Förutom kostnader för el och elcertifikat tillkommer för kunden även nätkostnader. Svenska kraftnät har bedömt kostnaderna för den stamnätsutbyggnad som krävs vid en storskalig utbyggnad av vindkraft.⁶¹ Baserat på det scenariot har Svenska kraftnät beräknat att stamnätstariffen på grund av ökad *investeringskostnad* i genomsnitt kommer att öka från 2,5 öre till 3,1 öre per kilowattimme. Till detta tillkommer även ökade kostnader för reglering och balanshållning, kostnader som är svårare att beräkna.⁶² Svenska kraftnäts scenario är dock mer expansivt än de scenarier som använts för att simulera effekten på elpris och elcertifikatspris inom ramen för denna utredning.

4.10 Konsekvenser för övriga aktörer

En kraftig utbyggnad av förnybar produktion kan påverka arbetsbördan för de instanser som beviljar tillstånd. Om stora volymer förnybar elproduktion ska byggas ut under en kort tidsperiod finns en potentiell risk för att det uppstår flaskhalsar i tillståndprocessen.

Ännu är inte kommunernas översiktsplaner klara när det gäller att peka ut lämpliga områden för vindkraft, vilket försvårar tillståndprocessen. Idag söks tillstånd för betydligt fler vindkraftsprojekt än vad som sedan byggs. Om användandet av samarbetsmekanismer blir av mindre omfattning kan merkostnaden för att hantera och tillståndspröva även sådana projekt anses vara begränsad. Blir användandet av samarbetsmekanismer omfattande i Sverige bör även kostnader för svenska myndigheters arbete betalas av det andra landet. Någon bedömning av kostnader för tillståndsprövningen och myndigheters arbete har inte gjorts i nu aktuell rapport.

4.11 Energimyndighetens bedömning

De modellberäkningar som genomförts inom ramen för detta uppdrag visar på lägre elpriser för de scenarier där samarbetsmekanismerna nyttjas. Samtidigt kommer elpriserna troligen att variera mer än idag beroende på ett ökat inslag av vindkraft som är oreglerbar och en minskad fossilbaserad kapacitet.

Den landbaserade vindkraften, som förväntas vara marginalprissättande för elcertifikatspriset, har stor potential till ungefär samma prisnivå i både Sverige och Norge. Därmed blir elprisets utveckling en viktigare parameter för elcertifikatsprisets utveckling.

Sverige blir en nettoexportör av el i samtliga scenarier som analyserats. År 2020 varierar nettoexporten mellan 28 och 43 TWh i de analyserade scenarierna.

⁶¹ SvK 2008. Storskalig utbyggnad av vindkraft, konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft.

⁶² SvK Översiktlig beräkning åt Energimyndigheten (2011-09-05). Se även avsnitt 4.5.1

Beräkningar av nettoeffekten för elkunderna, där kostnaden för el och elcertifikat vägs samman, visar att svenska elkunder skulle gynnas om Sverige använder sig av samarbetsmekanismerna. Scenarierna med samarbetsmekanismer visar i genomsnitt en lägre kostnad under den analyserade perioden 2012-2035.

En storskalig utbyggnad av förnybar elproduktion ställer ökade krav på den reglerförmåga som behövs för att upprätthålla balansen mellan tillförsel och uttag av el. En geografisk spridning av anläggningarna skulle troligen minska reglerbehovet något, men det är svårt att jämnat ut variationer i produktion då likartade vind- och väderförhållanden ofta råder över stora områden. Samtidigt innebär den ökade förnybara elproduktionen att resurser från vattenkraften kan frigöras till reglerkraft.

Utbyggnaden innebär behov av både lokala nätförstärkningar och systemförstärkningar i överföringsnäten. Ökade investeringarna i stamnätet innebär ökade nätkostnader för elkunderna. Kostnaderna betalas gemensamt, men varierar beroende på var i landet man bor. Stamnätstariffen utgör idag cirka två procent av kundens elkostnad. För ett fall med 30 TWh vindkraft i norra Sverige beräknas investeringskostnaden för den nätutbyggnaden innebära att stamnätstariffen i genomsnitt skulle öka med 25 procent jämfört med idag. Till detta tillkommer kostnader för balanshållning och reglering, kostnader som idag är svåra att bedöma.

Användandet av samarbetsmekanismer kan få konsekvenser för elcertifikatsmarknaden. Beroende på val av mekanism och konstruktion samt på hur kopplingen till certifikatsystemet ser ut. Även ett gemensamt projekt utanför elcertifikatsystemet kan ge en påverkan. Förutsättningarna behöver utformas så att marknadens aktörer ges god möjlighet att bedöma utvecklingen.

Även om det på lång sikt finns en stor potential för ny elproduktion i Sverige och Norge kan potentialen på kort sikt vara begränsad. Realistiskt sett kan en ambitionshöjning genom förändrad kvotkurva inte ske förrän vid nästa kontrollstation år 2015. Norges utbyggnadstakt de inledande åren är osäker. I och med att den verkliga utbyggnadstakten i Sverige har varit 0,5 TWh högre än det prognosticerade utbyggnadsbehovet har en utbyggnadstakt på 2 TWh visats vara möjlig. Ytterligare utbyggnad om 4,5 TWh skulle därmed vara möjlig till 2020. Till det kommer potentialer för ökad utbyggnad i Norge. Utbyggnadstakten kan dock påverkas om det uppstår flaskhalsar. Flaskhalsar kan uppstå i flera led i kedjan exempelvis för kompetens, komponenter och tillstånd. I dagsläget följs tillståndprocesserna årligen, bland annat av Energimyndigheten.

5 Prissättning av samarbetsmekanismerna

Lämplig prissättningsmodell beror av vilken typ av samarbetsmekanism som används. Det slutliga priset är ett resultat av förhandlingen mellan Sverige och köpande medlemsstat.

Utgångspunkten bör vara att Sverige ska få täckning för de kostnader som uppstår. Dels ska ersättningen täcka kostnader för det förnybara värdet, dels ska ersättningen täcka indirekta kostnader som uppstår. Exempel på indirekta kostnader kan vara kostnader för nätförstärkningar och kostnader för ökad tillståndshantering. Det pris som specificeras i avtalet bör rimligen hamna mellan Sveriges marginalkostnad och den köpande medlemsstatens marginalkostnad, och med ett påslag för indirekta kostnader.

Energimyndighetens bedömning är att Sverige bör vara relativt konkurrenskraftig i och med låga produktionskostnader och låg stödnivå jämfört med många EU-länder.

Medlemsstater kan träffa avtal om någon eller några av de samarbetsmekanismer som specificeras i förnybartdirektivet. Prissättningen av ett sådant avtal kommer att vara ett resultat av en förhandling mellan medlemsstaterna som ingår avtal. I detta kapitel behandlas olika principer för prissättning i avtal mellan medlemsstater. Dessa principer ska ses som olika möjliga utgångspunkter för en förhandling. En analys görs också av vilka prissättningsmodeller som är möjliga för olika varianter av samarbetsmekanismer.

När det gäller statistisk överföring ska uppgift om mängd och pris på den berörda energin rapporteras till kommissionen. Kommissionen kommer även att offentliggöra dessa uppgifter på den öppenhetsplattform (transparency platform) som etablerats enligt direktivet.⁶³ För gemensamma projekt krävs ingen rapportering av pris.

5.1 Utgångspunkter för prissättning i avtal

Det slutliga priset som specificeras i ett avtal mellan medlemsstater om samarbetsmekanismer kommer att vara resultatet av förhandlingar. Ett möjligt utfall skulle kunna ligga i intervallet mellan det svenska elcertifikatspriset och den köpande medlemsstatens stödnivå. Skulle priset gå betydligt över det köpande landets stödnivå borde köparen istället föredra att höja stödnivån för att öka den nationella förnybara produktionen och få del av nyttorna som till exempel ökad

⁶³ http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/transparency_platform_en.htm

försörjningstrygghet och eventuellt ett lägre elpris. Ett pris under det svenska elcertifikatspriset skulle å andra sidan inte täcka de kostnader som är förknippade med utbyggnad av förnybar energi i Sverige.

5.1.1 Köparens perspektiv

En medlemsstat kan ha olika grunder för att bli köpare inom ramen för samarbetsmekanismerna. För att en medlemsstat ska vara villig att köpa måste priset för samarbetsmekanismerna understiga kostnaden för egna åtgärder. Det är också tänkbart att den köpande medlemsstaten själv har planer på utökad förnybar energi men behöver överbrygga ett tidsintervall tills de egna projekten eller styrmedlen börjar leverera.

Det går inte att exakt ange vad köparen är villig att betala. Kostnaden för egen förnybar produktion eller minskad energianvändning påverkas av allt från kostnaden för ett befintligt nationellt styrmedel till underliggande åtgärds-kostnader och kostnader för utbyggd infrastruktur.

Köpande medlemsstat kan vilja jämföra priset inte bara med de egna kostnaderna för att uppnå förnybartmålet, utan också med vilken prisnivå andra potentiella säljarländer skulle kunna erbjuda samt kostnaden för olika alternativa lösningar från det aktuella säljarlandet.

Det vite kommissionen skulle döma ut om direktivet inte efterlevs (om det nationella målet inte nås) kan utgöra ett slags takpris för samarbetsmekanismerna eftersom köparländer borde vara ovilliga att betala ett högre pris än nivån på vitesbeloppet. Dessutom kan det sägas att det finns ett politiskt pris för att dras inför domstol. Något som medlemsstaterna troligen vill undvika. Det är inte känt på förhand vilka viten kommissionen kommer att döma ut. I överträdelseärenden är vitet vanligen löpande till dess att medlemsstaten vidtagit åtgärder för att implementera direktivet, men det är inte nödvändigtvis kopplat till graden av överträdelse (t.ex. euro/ktoe som inte uppnåtts). Vitesbeloppet som takpris kommer kanske först bli aktuellt då en medlemsstats åtgärder inte visar sig tillräckliga de sista åren före 2020.

5.1.2 Säljarens perspektiv

Den säljande medlemsstaten bör ha som strategi att erbjuda ett pris för samarbetsmekanismerna där den samlade nyttan av försäljningen överstiger de eventuella kostnaderna som kan förknippas med den. En utgångspunkt kan vara att intäkterna från försäljningen tillsammans med elpris ska täcka produktionskostnaderna för det förnybara värde som sålts. Därutöver kan den säljande medlemsstaten vilja ha ersättning för indirekta kostnader. Ett exempel på indirekta kostnader är om stamnätet behöver byggas ut för att tillkommande förnybar elproduktion ska kunna integreras i kraftsystemet. Kostnaden för en sådan utbyggnad skulle annars finansieras av Svenska kraftnät och i förlängningen belasta svenska nätkunder. De administrativa resurser som behövs för att hantera mekanismen är också någonting som säljande medlemsstat kan vilja ska ingå i priset.

Ur ett köarperspektiv kan också hävdas att det uppstår indirekt nytta för den säljande medlemsstaten. Exempelvis skulle man kunna peka på teknisk utveckling, kunskapsuppbyggnad och nya arbetstillfällen. Om samarbetsmekanismen rör elsektorn kan också den ökade produktionen av förnybar el leda till att elpriserna pressas ner, vilket gynnar de svenska elkunderna (se kap 4 om konsekvenserna på elpriset av ökad förnybar elproduktion). Köparen skulle kunna hävda att hänsyn även ska tas till dessa effekter vid prissättningen. Det kan dock vara svårare att bedöma omfattningen av indirekta nyttor än av indirekta kostnader eftersom de förstnämnda kan vara både utspridda geografiskt och i tiden medan nätutbyggnad och administration ofta handlar om mätbara investeringar och utgifter. Det är sannolikt lättare att identifiera relevanta kostnader vid gemensamma projekt (ex nätutbyggnad, markanvändning som kan tydligt hänföras till enskilt projekt) än vid avtal om statistisk överföring.

En alternativ utgångspunkt för den säljande staten är att betrakta köparen som en delfinansiär till den planerade nationella utbyggnaden av förnybar energi. Då kan principen om full kostnadstäckning för produktionen av den sålda energin frångås. Detta kan till exempel vara fallet om ambitionen är att stimulera tillväxten för en specifik teknologi som är dyrare än genomsnittet.

Valet av prissättningsmodell måste också ta hänsyn till fördelningen av kostnader och intäkter för den använda samarbetsmekanismen. Till exempel är det elkunderna som genom ökad kvotplikt och potentiellt högre elcertifikatspris står för kostnaden i alternativet höjd kvotkurva i elcertifikatsystemet, medan intäkterna från försäljningen går till statskassan. Vid gemensamma projekt är det projektören som möter kostnaderna men också får intäkterna. En tänkbar princip vid val av prissättningsmodell skulle kunna vara att den aktör som bär kostnaderna för skapande av den förnybara statistik som ska säljas, också är den som i huvudsak får intäkterna.

5.2 Beskrivning av modeller för prissättning

I detta avsnitt beskrivs några olika modeller för pris på samarbetsmekanismer som skulle kunna vara Sveriges underlag till förhandling om pris för förnybart värdet. Dessutom bör Sverige kräva ersättning för indirekta kostnader. För- och nackdelar med de olika prismodellerna kopplat till varianter av samarbetsmekanismerna diskuteras i det följande avsnitt.

5.2.1 Prissättning utifrån elcertifikatspriset

Om utgångspunkten är att eventuella åtgärder för att säkerställa överskott ska vidtas inom elsektorn skulle priset i ett avtal kunna kopplas till den nationella stödnivån, det vill säga i Sveriges fall till elcertifikatspriset. Detta bör ses som den lägsta ersättningen Sverige kan acceptera.

Avtalet skulle kunna innebära prissättning enligt det *löpande elcertifikatspriset* (dvs. spotpriset), ett *genomsnittspris* eller genom avtal om *köp av terminer*. Det sistnämnda alternativet skulle innebära mindre risk för svenska staten eftersom

betalning sker för framtida leverans. Ett sådant avtal kan kopplas till terminspriser för elcertifikat.

Elcertifikatspriset ger en enkel prissättningsmodell eftersom det löpande priset och terminspriserna är kända och ett genomsnittspris t.ex. över ett år relativt lätt kan beräknas. En nackdel är att elcertifikatspriset kan variera över tid och därmed innebära risker som kan göra det mindre attraktivt som prismodell.

5.2.2 Köpande medlemsstats stödnivå

Den svenska stödnivån till förnybar elproduktion som sammanlagt utgörs av elcertifikatspriset och elpriset är relativt låg i jämförelse med stödnivån i många andra EU-länder (se kapitel 2). Ett antagande kan därför göras om att stödnivån i ett potentiellt köparland är högre än elcertifikatspriset. Om stödnivån var lägre än elcertifikatspriset skulle köparen i första hand överväga att höja nivån istället för att köpa samarbetsmekanismer av Sverige för ett pris som är lägst elcertifikatspriset. För Sverige som säljande land kan den köpande medlemsstatens stödnivå vara en tänkbar utgångspunkt för förhandling om priset i ett avtal om samarbetsmekanismer. Så länge måluppfyllelsen kostar mindre för köparen än vad den skulle göra med det egna landets nationella stödnivå, borde ett avtal vara intressant för båda parter.

Hänsyn bör dock tas till att den köpande medlemsstaten även kan jämföra med andra medlemsstaters stödnivå eller ha det säljande landets stödnivå som utgångspunkt. Det är därför tänkbart att det slutliga priset i en sådan förhandlingssituation kan hamna någonstans mellan det svenska elcertifikatspriset och nivån för det köpande landets stödsystem. Ett sådant utfall skulle båda länderna tjäna på under förutsättning att det som säljs är förnybar statistik från elproduktion som ryms inom elcertifikatsystemet. Sverige skulle få en högre intäkt än vid det rena elcertifikatspriset och det köpande landet skulle få en lägre kostnad än med den egna stödnivån.

5.2.3 Marginalkostnad för att uppnå Sveriges mål i förnybartdirektivet

Försäljning av statistik kan sägas ske utifrån samtliga sektors bidrag till måluppfyllelsen. Prissättningen i ett avtal om statistisk överföring skulle då kunna kopplas till Sveriges marginalkostnad för att nå det nationella målet. Merkostnaden för den energiproduktion som ligger på marginalen kommer i detta fall vara prissättande i avtalet. Detta bör ses som den lägsta ersättningen Sverige kan acceptera.

Det första som behöver göras för att kunna prissätta samarbetsmekanismerna enligt denna modell är att skapa en marginalkostnadskurva för all produktion av förnybar energi som faller under förnybartdirektivets nationella mål. En marginalkostnadskurva rangordnar alternativa åtgärder för att uppnå förnybartmålet från den med lägst kostnad per enhet (ktoe eller TWh förnybar energi) till den med högst kostnad per enhet. Kostnaden för den åtgärd som är den

sista på marginalen som krävs för att uppnå målet, blir utgångspunkt för grundpriset i avtalet.

Marginalkostnaden för att uppnå målet är inte nödvändigtvis samma som priset på elcertifikat, snarare bör den vara högre då ett långsiktigt avtal om samarbetsmekanismer förutsätter att Sverige överstiger målet. Det är inte oproblematiskt att konstruera en rättvisande marginalkostnadskurva för alla tänkbara åtgärder. Dessutom måste Sverige för att kunna bli säljare av samarbetsmekanismerna ha uppnått mer än sitt nationella åtagande. En prissättning utifrån kostnaden för att uppnå målet blir därför inte tillräcklig eftersom det åtminstone i teorin kostar mer att uppnå det säljbara överskottet.

En viktig aspekt är också i vilket tidsperspektiv marginalkostnadskurvan ska utformas. Marginalkostnad för olika teknologier kommer t.ex. att kunna förändras i takt med teknisk utveckling och ökad kunskap. En marginalkostnadskurva som konstrueras för år 2020 kommer att bygga på en prognos för utvecklingen medan en marginalkostnadskurva för det rådande kostnadsläget inte längre kommer att vara rättvisande år 2020. Vilken åtgärd som ligger på marginalen kan ha förändrats, frågan är i vilken utsträckning. Därför innebär modellen att priset skulle vara en prognos av hur mycket det kostar Sverige att uppnå sitt förnybartmål.

Den faktiska kostnaden speglas inte nödvändigtvis av marginalkostnadskurvan, som bygger på ett teoretiskt resonemang om att åtgärden med lägst kostnad kommer att vidtas först. I verkligheten byggs t.ex. billigare och dyrare förnybar elproduktion ut samtidigt, beroende på befintliga styrmedel och andra faktorer.

Slutligen kan det vara svårt ur en praktisk synvinkel att basera en avtalsförhandling enbart eller i första hand på sådant beräkningsunderlag. Svårigheterna ökar då motparten vill jämföra utbudspriset med den egna marginalkostnaden för att uppnå sitt nationella mål. Båda beräkningarna kommer att innehålla antaganden och osäkerheter vilket kan försvåra förhandlingarna.

5.2.4 Marginalkostnad för en uppnådd nivå förnybar produktion

Liksom för marginalprissättning i nivå med kostnaden för att uppnå förnybartmålet, kräver denna modell att en marginalkostnadskurva tas fram över alla tänkbara åtgärder. Priset sätts dock vid den volym förnybar energi som faktiskt uppnåtts. Denna modell är därför mer rättvisande för den faktiska kostnaden då den nivå som säljs måste komma från ett överskott. I övrigt har dock modellen ungefär samma för- och nackdelar som den tidigare beskrivna.

5.2.5 Marginalkostnad för enskilt projekt eller specifik teknologi

Främst vid gemensamt projekt är det istället tänkbart att grunda priset på en beräknad marginalkostnad för det eller de enskilda projekt som säljs. Alternativt kan marginalkostnaden beräknas för en viss teknologi, om samtliga projekt som erbjuds till försäljning tillhör ett och samma produktionsslag.

Det är inte okomplicerat att bedöma marginalkostnader och beräkningen riskerar att bli godtycklig. Den som har mest underlag för beräkningen är projektägaren som också har incitament att få ut en så hög sammanlagd ersättning som möjligt för projektet. En individuell prissättning skulle inte vara genomförbar, men ett genomsnitt av beräknade marginalkostnader för ett större antal liknande projekt skulle kunna vara vägledande. På samma sätt borde också den beräknade marginalkostnaden för en specifik teknologi vara lättare att använda generellt. Användande av genomsnittet innebär dock att vissa projekt kan komma att bli underkompenserade medan andra projekt blir överkompenserade.

Över tid kan marginalkostnaden förändras. En fråga är därför om någon revidering av priset ska ske under avtalsperioden. Kostnaderna för förnybar produktion kan sjunka och den köpande medlemsstaten kan ifrågasätta den ursprungliga prisnivån. Fastställs nivån för hela perioden kan producenterna komma att bli överkompenserade (eller underkompenserade om marginalkostnaden skulle gå upp) under de sista åren.

En annan aspekt är huruvida ersättningen till producenten ska utgöra ett investeringsstöd och betalas ut som en eller flera klumpsummor i början av perioden, eller om den ska utgöra ett löpande driftsstöd och betalas t.ex. på årsbasis per producerad megawattimme.

5.2.6 Priset i redan genomförda transaktioner

Som nämnts i inledningen kommer EU-kommissionen att offentliggöra uppgifter om pris och volym för avtal om statistisk överföring på den öppenhetsplattform (transparency platform) som etablerats enligt förnybartdirektivets artikel 24. När ett tillräckligt antal sådana avtal kommit till stånd går det att förhandla utifrån prisnivån i dessa. Det kommer dock troligen inte att bildas ett enda marknadspris eftersom innehåll och villkor i avtalen mellan medlemsstater kan komma att variera.

Det kommer att dröja innan information om avtalspriserna börjar publiceras i tillräcklig omfattning för att utgöra utgångspunkt för avtal om pris mellan Sverige och en annan medlemsstat. Det är inte heller något som Sverige kan styra över. Därför kommer inte denna prismodell att analyseras vidare i denna rapport men är viktig att känna till särskilt för de sista åren före 2020.

5.2.7 Indirekta kostnader och nyttor

Förutom att prissätta det förnybara värdet som är det som är föremål för avtal gällande samarbetsmekanismer kan det också finnas en vilja att prissätta indirekta kostnader som uppstår. I de fall Sverige väljer att teckna ett avtal om samarbetsmekanismer och det innebär att Sverige ökar sin andel förnybar energi i syfte att sälja ett överskott via någon av de mekanismer som specificeras i direktivet kommer det vara förknippat med vissa kostnader. Ovan har beskrivits metoder för att prissätta det förnybara värdet. I en förhandling bör Sverige också ha som utgångspunkt att få täckning för vissa indirekta kostnader som uppstår.

En tydlig sådan kostnad är kostnaden för förstärkningar av elnätet. Behovet av nätförstärkningar och därmed kostnaden beror på hur stor ökningen i förnybar el är och var elen matas in på nätet. Detta är en kostnad som betalas av svenska elkunder via en höjd stamnätstariff. Behovet av förstärkt kapacitet bör kunna uppskattas när omfattningen av ett avtal om samarbetsmekanismer är känt. Därmed bör det också vara möjligt att göra en uppskattning av vilka kostnader som uppstår. Denna uppskattning är förmodligen enklare vid gemensamma projekt än statistik överföring eller samordnat stödsystem. Vid gemensamma projekt är den exakta lokaliseringen av projektet känd. För de övriga mekanismerna är det en generell ökning av förnybar el som bidrar till ett behov av nätförstärkningar och då kan det vara svårare att bedöma exakt vilken del som orsakat behov av förstärkt elnätskapacitet.

Utbyggnad av förnybar el i Sverige kommer också ta mark i anspråk. Att skatta kostnaden för det skulle kunna göras via alternativkostnaden, vilket värde marken skulle haft vid en alternativ användning.

Därutöver kan det också uppstå olika administrativa kostnader. En utbyggnad av förnybar elproduktion innebär att antalet tillståndsärenden ökar. Detta kan leda till ett ökat tryck på tillståndsinstanserna. För att beräkna hur stor denna kostnad är krävs en uppskattning av hur mycket tillståndsärendena ökar till följd av ett avtal om samarbetsmekanismer. Beroende på val av samarbetsmekanism kan även den svenska staten behöva bygga upp en särskild administration som hanterar åtagande enligt avtalet. Detta gäller exempelvis om ett särskilt urvalsförfarande krävs för gemensamma projekt eller om företrädare för den svenska staten ska köpa elcertifikat på marknaden. En uppskattning av dessa kostnader kan göras först när man har en överenskommelse om vilken mekanism och hur arbetet rent praktiskt ska organiseras. Rent generellt kan sägas att kostnaden bör vara högre desto mer praktiskt hantering som staten ska ansvara för.

Inför en förhandling kring avtal om samarbetsmekanismer kan kostnadsuppskattningar för indirekta kostnader göras. En utgångspunkt i en förhandling kan vara att få täckning för dessa indirekta kostnader. Det kan också uppstå indirekt nytta av ett avtal om samarbetsmekanismer. Exempel på det kan vara arbetstillfällen eller kompetensuppbyggnad. Den köpande medlemsstaten kan hävda att Sverige gynnas av detta och därför vilja att värdet av dessa nyttor tillgodoräknas i avtalet.

5.3 Möjliga modeller för prissättning av statistisk överföring

5.3.1 Kortsiktig statistisk överföring

Vid försäljning av kortsiktig statistik, det vill säga när det finns ett konstaterat överskott, kommer svenska staten få intäkterna från försäljningen. I princip kan antagandet göras att intäkterna omärkta uppgår i statskassan. De frigör dock ekonomiskt utrymme inom ramen för statskassan. Nedan listas vilka av de tidigare

beskrivna prismodellerna som skulle kunna passa vid försäljning av kortsiktig statistik och varför den bedömningen har gjorts.

Elcertifikatspriset i olika former är en möjlig utgångspunkt för försäljning av kortsiktig statistik. Prismodellen skulle med största sannolikhet inte vara rättvisande för kostnaderna för att uppnå den aktuella nivån för förnybar energi, men skulle ändå utgöra en viss intäkt för staten. Fördelen hos modellen är enkelheten, då elcertifikatspriset som t.ex. ett genomsnitt över året är relativt lätt att beräkna. Detta ska ses som en lägsta nivå för Sveriges ersättningskrav.

Köpande medlemsstats stödnivå är en prismodell som skulle ge högre intäkter för svenska staten än prissättning kopplad till elcertifikatspriset (se antaganden under stycke 1.2.2). I relation till den faktiska kostnaden för att uppnå den nivå förnybar energi som bjuds ut till försäljning, kan denna nivå dock vara både lägre och högre. Det innebär att svenska staten vid en försäljning kan bli antingen under- eller överkompenserad. Liksom vid prissättning kopplad till elcertifikatspriset har dock modellen fördelen av relativ enkelhet och att den trots allt utgör en intäkt.

Marginalkostnaden för att uppnå Sveriges mål enligt förnybartdirektivet alternativt *för att uppnå den aktuella andelen förnybar energi* är de två prismodeller som åtminstone i teorin skulle ge bäst täckning för kostnaderna att skapa den statistiska volym som säljs. Modellen ger precis kostnadstäckning och ska därför ses som en lägsta nivå för Sveriges ersättningskrav. I praktiken är det dock svårt att beräkna en tillräckligt rättvisande marginalkostnadskurva och att använda den i avtalsförhandlingar. Om denna prismodell väljs måste det vara med insikt om att den saknar precision och att den kan vara svår att förklara för såväl den köpande medlemsstaten som den svenska allmänheten. Annars har båda alternativen också fördelen att de kommer att innebära en intäkt, men tidsåtgång och kringkostnader för att få fram en prisnivå måste tas med i beräkningen.

5.3.2 Höjning av kvotkurvan i elcertifikatsystemet

Genomförs en höjning av kvotkurvan i elcertifikatsystemet kommer producenternas ersättning fortsatt att komma från elkunderna genom elleverantörernas elcertifikatavgifter. Producenterna kommer att få ut det elcertifikatspris som råder då de väljer att sälja sina elcertifikat och påverkas inte av prisnivån i avtalet mellan Sverige och den medlemsstat som vill köpa certifikat. Intäkterna från försäljningen går omärkta upp i statskassan.

Elcertifikatspriset är den mest rättvisande utgångspunkten för prissättning i det fall då en höjning av elcertifikatsystemets kvotkurva ligger bakom en ökad andel förnybar energi. Prisnivån bör ses som en lägsta nivå för Sveriges ersättningskrav. Ett problem som uppstår är emellertid att kvotkurvans höjning kan leda till ökat elcertifikatspris och att detta bör tas med i det avtalade priset. Alternativt kan köparen betala rådande elcertifikatspris plus ett prognosticerat påslag, eller så kan det avtalade priset baseras på priserna på terminskontrakt, om det antas att marknaden har hunnit räkna in den höjda kvotkurvan i de framtida prisnivåerna. Ett alternativ är att endast principerna för prissättning fastställs i det övergripande avtalet mellan medlemsstater och att prisnivån sedan fastställs i slutet av varje

avtalat år, t.ex. som ett årsgenomsnitt för elcertifikatspriset. Det sistnämnda skulle ha fördelen att ge en mer rättvisande täckning för de faktiska kostnaderna att uppnå nivån. Terminspriser brukar som regel inte spegla de priser som faktiskt råder vid leveransdatum.

Med *köpande medlemsstats stödnivå* som utgångspunkt kan Sverige få en högre intäkt än med prissättning kopplad till elcertifikatspriset. Det gäller om mellanskillnaden mellan det ursprungliga elcertifikatspriset och den andra medlemsstatens stödnivå inte äts upp av prisökningar på elcertifikat. Om så blir fallet, kan nettovinsten med försäljningen försvinna. Beroende på hur det köpande landets stödsystem är utformat kan alternativet också erbjuda relativ enkelhet. Så skulle vara fallet om stödet är en feed-in-premie som fastställs för ett antal år framåt. Problemen att koppla avtalspriset till en varierande prisnivå (elcertifikatspriset) behöver då inte uppstå.

5.3.3 Svenska staten köper elcertifikat på marknaden

Om svenska staten skulle gå in som köpare av elcertifikat skulle producenten liksom tidigare få ut ersättning i form av elcertifikatspriset. Elkunderna skulle möta risken med eventuellt höjda elcertifikatspriser, men inte kostnaderna för en höjd kvotplikt. Intäkterna för försäljning till annan medlemsstat skulle gå till staten.

Elcertifikatspriset är en av de möjliga utgångspunkterna för prissättning i avtal om att svenska staten ska köpa elcertifikat. Ett alternativ är att den faktiska inköpskostnaden för elcertifikat t.ex. på årsbasis, utgör det köpande medlemsstat ska betala för den statistiska överföringen. Beroende på vilken risk köpande medlemsstat är villig att ta kan olika strategier för inköp av elcertifikat avtalas. Exempelvis kan en del handlas löpande på spot och en del på termin, eller hela volymen genom terminskontrakt. Om denna prissättning ska vara möjlig innebär det att betalningen sker i efterhand, när utfallet av statens inköp är känt. En klausul som reglerar konsekvensen vid utebliven betalning behövs i det fallet. Användandet av prismodellen försvåras av att den köpande medlemsstaten måste lita på att Sverige eller den uppköpare som representerar den svenska staten inte använder en köpstrategi som driver upp det totala priset. Ett annat alternativ att Sverige genom avtalet med den köpande medlemsstaten i förväg får en klumpsumma (t.ex. i en fond) att investera i elcertifikat under det antal år som avtalet gäller. Då ligger det i staten Sveriges intresse att använda fondens medel på ett kostnadseffektivt sätt. Klumpsumman måste dock beräknas i förväg baserat t.ex. på terminspriser och kan komma att bli missvisande för den faktiska inköpskostnaden.

Köpande medlemsstats stödnivå ligger enligt tidigare antaganden en bit över priset på elcertifikat och skulle vara en mer fördelaktig utgångspunkt för Sverige som säljare av statistik. I det fall då staten Sverige eller en företrädare för staten agerar köpare på elcertifikatsmarknaden av avtalad volym förnybar el, ger också denna prissättning rätt incitament till staten/uppköparen att agera strategiskt och minimera utgifterna för elcertifikat. Ju lägre inköpskostnader för elcertifikat desto

större mellanskillnad upp till den andra medlemsstatens stödnivå, desto större förtjänst för statistikförsäljningen. Liksom i föregående fall kan den köpande medlemsstaten föredra att avtalad volym säkras genom inköp av terminskontrakt för framtida leverans. Risken kan tänkas vara lägre att nettointäkterna för statistikförsäljningen äts upp av prishöjningar på elcertifikat.

5.4 Möjliga modeller för prissättning av gemensamma projekt

För genomförande av gemensamma projekt finns två avtalsformer, dels avtalet mellan medlemsstaterna, dels avtal mellan säljande medlemsstat och projektägare. Prisnivåerna i dessa båda avtal kan vara lika eller skilja sig åt beroende på om säljande stat gör påslag för indirekta kostnader utöver ersättningen för projektet.

Köparens ekonomiska risk är kopplad till (det genomsnittliga) elcertifikatspriset, om detta har använts som grund för avtalets pris. En annan ekonomisk risk är förändringar i alternativkostnaden, det vill säga det visar sig bli relativt sett billigare att köpa från en annan medlemsstat men genom avtalet är kostnaderna redan uppbundna.

För säljaren behöver inte variationer i elcertifikatspriset spela lika stor roll under förutsättning att det avtalade priset utgörs av elcertifikatspriset plus en fast transaktionsavgift. Den rörliga delen av ersättningen skulle gå till investeraren som därmed tar prisen. Risker med variationer i elcertifikatspriset skiljer sig inte från de villkor som investerare möter om de ingår i elcertifikatsystemet istället för att delta i ett gemensamt projekt. Om denna risk på något sätt kunde minska skulle incitamenten öka för att investera i samarbetsmekanismen istället. Investerarens risker kan också vara kopplade till förändrade kostnader eller till förändrade intäkter från elpriset, t.ex. om det inte blåser tillräckligt mycket för att täcka investeringen i ett vindkraftsprojekt.

Med *elcertifikatspriset* som utgångspunkt i båda avtalen följs principen att inte skapa två stödnivåer till likartade projekt och därigenom snedvrider den nationella marknaden. I fallet med gemensamma projekt är det dock tveksamt om investerarna skulle vara intresserade om ersättningen ligger i linje med elcertifikatspriset. Om utgångspunkten är att prissättningen för gemensamma projekt bör utgå från elcertifikatspriset finns det inte några konkreta ekonomiska incitament för en investerare att sälja sin el genom samarbetsmekanismerna. Frågan är då hur investerarna bedömer risken att istället få ersättning via mekanismen gemensamma projekt.

Köpande medlemsstats stödnivå är som tidigare nämnt ett alternativ som kan antas ligga på en högre nivå än elcertifikatspriset. Därmed skulle incitamenten att delta i samarbetsmekanismerna bli högre för projektägaren. Om det avtalade priset mellan medlemsstaterna och ersättningen till projektägaren båda bygger på en feed-in-premie kan en viss stödnivå garanteras för ett antal år framåt. Detta kan vara något som upplevs positivt av projektägaren, men kan också utgöra en risk. Skulle elcertifikatspriset stiga till högre nivåer än premien har projektägaren gått

miste om en intäkt, särskilt om elpriserna samtidigt sjunker. Ett alternativ är att den andra medlemsstatens stödnivå används i avtalet mellan staterna men att projektägaren får ersättning motsvarande det rådande elcertifikatspriset.

Marginalkostnaden för ett visst projekt eller en viss teknologi skulle vara den mest rättvisande prissättningsmodellen för gemensamt projekt vad det gäller att täcka kostnaderna. Det skulle ge en möjlighet att exempelvis finansiera projekt som inte realiserats med dagens ersättningsnivåer. En sådan inriktning skulle innebära ett avsteg från teknikneutraliteten i ersättningen till förnybar elproduktion. Några fördelar och nackdelar med denna prismodell beskrivs under stycke 5.2.5.

5.5 Möjliga modeller för prissättning kopplad till gemensamt stödsystem

5.5.1 Helt gemensamt stödsystem

Elcertifikatspriset är den prismodell som kommer att användas om ett tredje land fullt ut ansluter sig till det svensk-norska elcertifikatsystemet. Därutöver bör staten begära ersättning för indirekta kostnader såsom kostnader för nätutbyggnad och tillståndshantering. Hur stor kostnad för detta som kan antas uppkomma i Sverige respektive Norge beror på hur den förnybara elproduktionen förväntas fördelas mellan länderna (Sverige, Norge och den anslutande medlemsstaten).

5.5.2 Delvis samordnat stödsystem

Som tidigare har beskrivits skulle ett delvis samordnat stödsystem kunna innebära att köpande medlemsstat köper elcertifikat på marknaden. Intäkterna för försäljningen skulle gå direkt till producenterna. Elkunderna skulle möta risken med eventuellt höjda elcertifikatspriser, som skulle kunna kompenseras genom lägre elpriser. Liksom vid ett gemensamt stödsystem bör staten begära ersättning för indirekta kostnader. Skillnaden är att vid ett delvis samordnat stödsystem läggs all tillkommande produktion i Sverige och Norge och därmed är troligen de indirekta kostnaderna för nätutbyggnad och tillståndshantering högre än vid ett helt gemensamt stödsystem.

5.6 Energimyndighetens bedömning

Principen för prissättning av ett avtal om samarbetsmekanismer ska avspegla två delar. Dels ska ersättningen täcka merkostnader för den energi som ska säljas (det förnybara värdet), dels ska ersättningen täcka indirekta kostnader som uppstår. Sveriges utgångspunkt i en förhandling ska vara att få täckning för de kostnader som uppstår. Det pris som specificeras i avtalet bör rimligen hamna mellan Sveriges marginalkostnad och den köpande medlemsstatens marginalkostnad och med ett påslag för indirekta kostnader.

Vilken prissättningsmodell som ska väljas som utgångspunkt för förhandling skiljer sig åt beroende på vilken samarbetsmekanism som diskuteras.

Vid ett delvis samordnat stödsystem där en anslutande medlemsstat går in och köper elcertifikat på marknaden ersätts förnybartvärdet direkt genom certifikatinköpen. Det innebär att betalningen tillfaller producenter av förnybar elproduktion genom inköpen av elcertifikat.

För gemensamma projekt bör utgångspunkt för prissättning vara den ersättningsnivå som krävs för att projektet ska realiseras. Detta bör resultera i ett pris mellan elcertifikatspriset och den köpande medlemsstatens stödnivå. Observera dock att detta är en förhandling mellan köpande medlemsstat och projektägare.

När det gäller kortsiktig statistisk överföring säljs det överskott Sverige har i förhållande till målet för 2020. I detta fall kan det vara mest teoretiskt korrekt att argumentera för att marginalkostnaden för att nå målet eller den uppnådda nivån borde vara utgångspunkten för den lägsta ersättningsnivån Sverige kan acceptera. Detta i och med att överskottet skapats med befintliga styrmedel i hela energisektorn. Dock kan det rent praktiskt vara svårt att beräkna marginalkostnaden och istället skulle utgångspunkten kunna vara elcertifikatspriset. Vid kortsiktig statistisk överföring kan man också överväga att frångå principen om full kostnadstäckning för förnybartvärdet. Detta eftersom överskottet redan skapats med befintliga styrmedel och därmed skulle man kunna betrakta den köpande medlemsstaten som delfinansiär av skapat överskott. Vid långsiktigt statistisk överföring där ett överskott skapas via höjda kvoter i elcertifikatsystemet bör utgångspunkten för den lägsta ersättningsnivån som Sverige kan acceptera vara elcertifikatspriset.

De indirekta kostnader som det är rimligt att Sverige kräver ersättning för är kostnader för nätförstärkningar och kostnader för ökad tillståndshantering. Hur stora dessa kostnader är beror på volym och vilken mekanism det handlar om. För gemensamma projekt är det enklare att kalkylera dessa kostnader i och med att ett eller flera specifika projekt finns utpekade. För samordnat stödsystem och statistik överföring behöver en mer generell uppskattning göras. En fördelning mellan Sverige och Norge behöver också göras. Vid ett, helt eller delvis, samordnat stödsystem kan ersättningen för indirekta kostnader ses som en inträdeskostnad för att få möjlighet att delta i elcertifikatsystemet. Detta ger också länderna möjlighet till finansiering av nätförstärkningar som kommer kunderna till nytta.

Överskottet av förnybar energi enligt handlingsplanerna är betydligt större än underskottet. Därmed finns ett stort potentiellt utbud för samarbetsmekanismerna. Energimyndighetens bedömning är dock att Sverige bör vara relativt konkurrenskraftig i och med låga produktionskostnader och låg stödnivå jämfört med många EU-länder.

6 Kartläggning av tillståndsgivna vindkraftsprojekt i Sverige

Det är de tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsanläggningarna som idag inte realiserar då kostnaderna att bygga anläggningarna bedöms som högre än ersättningen från elpris och elcertifikat.

I det fall Sverige skulle vilja samarbeta kring gemensamma projekt finns en potential bland de tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsprojekten.

Det kan även finnas havsbaserade projekt där tillstånden är på gång att färdigställas. Sådana projekt bör också kunna vara aktuella som möjliga inom ramen för samarbetsmekanismerna.

I uppdraget ingår att göra en kartläggning av projekt för förnybar elproduktion i Sverige som fått tillstånd för verksamheten, men som inte realiserar på grund av att kostnaden för projektet är högre än den förväntade ersättningen i form av elpris och elcertifikatspris. Energimyndigheten har inriktat kartläggningen på tillståndsgivna vindkraftsprojekt.

Nedan beskrivs vilken information som idag finns över tillståndsgivna projekt, kort om tillståndstider och igångsättningstider för vindkraftsanläggningar, ledtider, orsaker till att projekt inte blir av, om intresse finns för försäljning av projekt samt slutligen Energimyndighetens slutsatser och synpunkter i frågan.

6.1 Uppföljning av tillståndsgivna projekt

I dagsläget finns inte någon nationell heltäckande uppföljning över tillståndsgivna projekt för förnybar elproduktion. Arbete pågår för att detta ska kunna realiserar, åtminstone för vindkraftsprojekt. Ett pågående projekt, Vindbrukskollen, drivs inom Nätverket för vindbruk⁶⁴ med ekonomiskt stöd från Energimyndigheten. Inom projektet har en förstudie⁶⁵ gjorts i syfte att utreda förutsättningarna för upprättandet av en gemensam databas hos länsstyrelserna, för registrering av befintliga och planerade vindkraftverk. Energimyndigheten har i juni 2011 beslutat om att arbeta vidare för en gemensam databas. Uppgiftsinsamling och uppbyggnad av webbapplikationen har påbörjats och databasen beräknas lanseras första kvartalet 2012.

⁶⁴ Energimyndigheten har fått Regeringens uppdrag att bilda nätverket. Har organiserats i 4 ansvarsområden där länsstyrelsen i Halland ansvarar för frågor kring tillstånd och planering. Se www.energimyndigheten.se

⁶⁵ Nationell databas för planerade och befintliga vindkraftverk i Sverige. En förstudie. Länsstyrelsen i Hallands län. Feb 2010.

Svenska kraftnät har tillsammans med de största nätföretagen en uppföljning över tillståndsgivna vindkraftsprojekt. Länsstyrelserna har uppföljning över sina respektive projekt. Branschorganisationen Svensk Vindenergi följer kontinuerligt upp bland annat tillståndsgivna men inte påbörjade projekt.

Svensk Vindenergi redovisar på sin hemsida en karta över projekt med en installerad effekt större än 10 MW som har tillstånd för att byggas, men som ännu inte påbörjats. I versionen från februari 2011 finns 36 projekt, varav 5 havsbaserade. Projekten har följts upp genom intervjuer med de cirka 20 företag som äger projekten⁶⁶. Konsultfirman Radar arkitektur och planering AB har på Energimyndighetens uppdrag under maj-juni 2011 genomfört en intervjuundersökning⁶⁷. Frågorna som ställts rör områdena; tider för tillstånd till verksamheten, bedömning av när och om projektet kan påbörjas, ledtider innan projektstart, orsaker till varför projekt inte blir av/viktiga förutsättningar för att projekt blir av. Intervjuunderlaget är litet och ger inte möjlighet att generellt säga något om varför tillståndsgivna projekt försenas eller inte blir av. Flera av företagen är nya som företag eller som konstellationer. Deras erfarenheter skiljer sig åt. Studien kan, trots att den är begränsad, lyfta fram mekanismer och förutsättningar som är intressanta i sammanhanget.

6.2 Tillståndstider och igångsättningstider för vindkraft

Erhållna tillstånd enligt miljöbalken gäller vanligen i trettio år efter att beslutet vunnit laga kraft, eller tillsvidare om tid inte angivits. Tillstånd och villkor för tillstånd kan omprövas under den tiden. Det finns även en så kallad igångsättningstid vilket innebär att verksamhetsutövaren måste ta tillståndet i anspråk inom en viss tid efter det att beslutet vunnit laga kraft. Man måste alltså påbörja bygget av projektet inom igångsättningstiden.

Att ta tillståndet i anspråk tolkas vanligen som att vindkraftverket eller nödvändiga vägar och fundament har börjat anläggas. Praxis kring igångsättningstid skiljer sig mellan olika länsstyrelser och igångsättningstiden kan också vara anpassad efter det projekt som tillståndet gäller. Den fastställda igångsättningstiden bedöms i genomsnitt vara omkring fem år, men kan variera mellan två-tre år och mer än fem år. Det finns en risk att vissa av de projekt som försenats på grund av exempelvis ekonomiska orsaker inte hinner påbörjas inom den igångsättningstid som anges i tillståndet, och att projektören missar att ansöka om förlängning. Detta gäller i synnerhet för de havsbaserade projekten. Det vanligaste svaret i intervjuundersökningen som Energimyndigheten låtit göra är att igångsättningstiden är fem år för landbaserade projekt och sju år för

⁶⁶ I uppdateringen hos Svensk Vindenergi från september 2011 redovisas 40 projekt, varav 6 havsbaserade. Det tillkommande havsbaserade projektet är Kårehamn utanför Gotland, 16 verk 48 MW.

⁶⁷ Radar arkitektur och planering AB (2011), Kartläggning av tillståndsgivna vindkraftsprojekt, en intervjustudie. Dnr 17-11-2318.

havsbaserade projekt. Vad gäller havsbaserade anläggningar är det vanligt att förlängd igångsättningstid behöver sökas.

I enlighet med miljöbalken och förordningen om miljöfarlig verksamhet får miljötillstånd för vindkraftverk tidsbegränsas. Vid en tidsbegränsning ska motiven för det anges. I en förfrågan ställd av miljöprövningsdelegationen i Västra Götaland⁶⁸ till samtliga miljöprövningsdelegationer i december 2009, framgår att fem länsstyrelser använder sig av möjligheten att tidsbegränsa tillstånden, medan nio uppger att de utfärdade tillstånden inte är tidsbegränsade. Fem länsstyrelser hade ännu inte meddelat några tillstånd. Skåne och Västra Götaland är de län som har mest vindkraft både uttryckt i installerad effekt och produktion i elcertifikatsystemet. I Skåne är vindkrafttillstånd alltid tidsbegränsade. Efter ett överklagat miljötillståndsbeslut och dom från miljödomstolen bestäms tillståndstiden till 25 år efter igångsättningstiden som vanligen är fem år från beslutsdatum. Länsstyrelsen i Västra Götaland har däremot ingen tidsbegränsning på utfärdade tillstånd. Projekten som omfattats av intervjuundersökningen har en tillståndstid om 25-35 år. En av exploatörerna anger att verkens drifttid är 25 år, men att de fått tillstånd så länge verken producerar el.

För en närmare beskrivning av tillståndsprocessen i Sverige, se exempelvis www.vindlov.se eller bilaga till Energimyndighetens rapport⁶⁹ om gemensamt elcertifikatsystem med Norge.

6.3 Ledtider för tillståndsgivna vindkraftsprojekt

6.3.1 Vindkraft under planerings- och tillståndsprocess

WSP Environmental hade under 2009 uppdraget att uppdatera en utredning om ledtider som genomfördes år 2004. I den uppdaterade utredningen ingick vindkraft (land- och havsbaserad) och industriellt mottryck. Resultatet har redovisats av Energimyndigheten i tidigare uppdrag⁷⁰. För ett landbaserat vindkraftsprojekt uppskattades ledtiderna till i genomsnitt cirka 4,5 år från projektstart till driftsättning. För ett havsbaserat vindkraftsprojekt är genomsnittliga ledtiden minst 7,5 år⁷¹. Någon liknande intervjuundersökning har inte genomförts av Energimyndigheten sedan år 2009.

I genomgången från 2009 framgår att de största hindren för utbyggnad av *landbaserad vindkraft* kan vara den förändring avseende kommunal tillstyrkan som genomfördes i augusti 2009 samt tillståndsprocessen i övrigt. *Havsbaserad vindkraft* handlar om mycket stora investeringar och påverkades därför särskilt starkt av finanskrisen och av den svaga kronan. Handläggningstiden för

⁶⁸ Kontakt med MPD i Västra Götaland, 12 april 2010. I arbetet med Energimyndighetens rapport ER 2010:28, Gemensamt elcertifikatsystem med Norge.

⁶⁹ Energimyndigheten, ER 2010:28.

⁷⁰ Energimyndighetens rapporter ER 2009:29 om ökad ambitionsnivå i elcertifikatsystemet, ER 2010:28 om gemensamt elcertifikatsystem med Norge

⁷¹ WSP Environmental (2009). Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat.

prövningsprocessen, från samråd till beslut, har uppskattats till 10-18 månader för ett relativt okomplicerat ärende. Överklagas ärendet kan det ta 6-12 månader per instans⁷².

En klar majoritet av de nu intervjuade vindkraftsprojektörerna har upplevt att tidigare tillståndsansökningar har stannat upp i processen. Det är snarare mer regel än undantag och den vanligaste orsaken till detta är överklaganden, vilka i sin tur oftast gäller försvarsintressen, störd landskapsbild och risk för buller.

” Vi har fått några tillstånd, men inga är så rena att det går att börja bygga.”

”Ja, det är ganska vanligt (att tillståndsansökningar fastnar). Oftast är det överklaganden som går vidare till nästa instans som tar tid i processen”.

Vissa av de intervjuade företagen har också erfarenheter av att kommuner, med kraft av det kommunala vetot, plötsligt ändrat inställning till vindkraft och därmed hindrat vidare projektering. Många av projektörerna upplever att handläggningen hos myndigheter och kommuner tar lång tid och ser det som en stor orsak till att det ofta tar lång tid från ansökan till färdigt tillstånd.

Det finns en annan aspekt som flera av de intervjuade tar upp. Den begränsade kapaciteten i elnäten och osäkerheten kring när elnäten kan byggas ut för att klara de verk som det getts tillstånd till. Flera lyfter även fram att man anser länsstyrelsen vara underbemannad i allmänhet. Snarare än att ge stöd till företagen, behöver kanske de ekonomiska stöden snarare läggas på utveckling av en utbyggd länsstyrelse och ett tillräckligt elstamnät, menade några av de intervjuade. En kraftproducent sammanfattar det generella problemet på följande vis:

”Vi har just nu sjutton ansökningar, ärenden, som ligger i ansökningsfas. Det äldsta är sedan sommaren 2009, vilket vi inte har besked om. För långa handläggningstider hos länsstyrelsen är huvudsaken, de har för dåligt med resurser att möta det ökade trycket. Sedan är tidprocesserna för långa så att handläggare kanske byts ut så att nya måste sätta sig in i processerna, nya utredningar kan då tillkomma som inte den förra handläggaren hade som önskemål osv. Och det kommunala vetot ställer sig i vägen och så har de inte färdiga översiktsplaner.”

6.3.2 Från tillstånd till drifttagning

När vindkraftsprojektet väl har fått alla de tillstånd som krävs enligt miljöbalken och PBL, är det inte säkert att byggande och driftsättning är nära förestående. Vissa projekt tar flera år efter tillståndsbeslut innan de står färdiga, och en del blir aldrig av. Överklaganden av tillståndet, förseningar hos leverantören eller en försämrad lönsamhet är några av faktorerna bakom fördröjning eller nedläggning av projektet efter att tillstånden blivit klara.

⁷² Prövning av vindkraft, SOU 2008:86

I stort sett alla intervjuade i undersökningen som konsulten genomfört åt Energimyndigheten bedömer att de aktuella landbaserade projekten kommer att byggas. ”Trots hinder och problem är det en positiv samling exploatörer med både bra uthållighet och med olika idéer kring hur man löser olika problem som uppstår – bland annat bjuder man in andra företag till samarbeten om ekonomin visar sig inte riktigt gå ihop, och/eller för att kunna ansöka om större projekt. Ett par av projekten är senarelagda eftersom de bortprioriterats till förmån för andra vindkraftsprojekt inom företaget.” Företag som projekterar havsbaserade anläggningar är mer tveksamma till byggstart då det i dagsläget är svårt att hitta finansiering till dessa anläggningar.

Ett par av projekten som omfattas av intervjuundersökningen är senarelagda då de prioriterats ner pga. andra vindkraftsprojekt inom företaget.

Tabell 7: Antalet landbaserade vindkraftsprojekt som i februari 2011 fått alla tillstånd men ännu inte börjat byggas. Endast projekt med en total effekt över 10 MW⁷³

Antal tillstånds-givna projekt	Antalet tillstånds-givna vindkraftverk	Tillståndsgiven effekt (MW)	Förväntad årlig produktion (TWh)
31	549	1077	> 2,3 Se not

Anm.: Årlig produktion redovisas inte för alla projekt

Åtta av de 31 listade landbaserade vindkraftsprojekten hade godkända tillstånd redan under 2009. Fem av dessa hade tillstånd under 2008 eller tidigare. Tio av projekten fick tillstånd under 2010, fem under 2011. För åtta av de landbaserade projekten saknas uppgift om tillståndsår. Information på projektörernas hemsidor visar att orsakerna till sena byggstartar varierar. De flesta projekten verkar trots allt vara på gång.

Fyra av fem havsbaserade vindkraftsprojekt hade godkända tillstånd i i februari 2009 eller tidigare. Det femte projektet fick tillstånd under 2010.

Tabell 8: Tillståndsgivna havsbaserade vindkraftverk som ännu inte börjat byggas i februari 2011. Endast projekt med en total installerad effekt >10 MW⁷⁴

Antal tillstånds-givna projekt	Antalet tillstånds-givna vindkraftverk	Tillståndsgiven effekt (MW)	Förväntad årlig produktion (TWh)
5	339	1685	7

Leveranstiderna på vindkraftverk hade enligt den intervjuundersökning som WSP genomförde år 2009 förkortats jämfört med tidigare år, som ett resultat av lägre efterfrågan och högre produktionstakt, och låg år 2009-2010 på omkring

⁷³ www.svenskvindenergi.org

⁷⁴ www.svenskvindenergi.org

9 månader till 2 år. Markarbeten, byggnation av fundament och kabeldragning kan ta mellan 1,5 och 6 månader. Varken tillgången på vindkraftverk, anläggande av vägar och fundament eller uppförande av verket upplevdes då längre som ett problem av projektörerna. Komponenter för anslutningen, t.ex. transformator, hade en leveranstid på omkring ett år och processen att ansöka om tillstånd för nätkoncession och bygglov i de fall det behövs, bedömdes vara omkring 6-12 månader, vilket en del projektörer nämnde som en bromsande faktor⁷⁵. I stort sett bedömdes dock inte de delar av processen som rör uppförandet och anslutningen av vindkraften som lika problematisk som tillåtlighetsprövningen. I den nu aktuella intervjuundersökningen tas brist på verk upp som en begränsande faktor.

För den havsbaserade vindkraften är bedömningen annorlunda. Det är mer komplicerat och kostsamt att ansluta havsbaserade vindkraftparker till elnätet, och tillgången på havsanpassade vindkraftverk, installatörer och utrustning upplevs också i större utsträckning som en trång sektor.

6.4 Tillståndsgivna vindkraftsprojekt som inte realiseras

Bland de intervjuade projektägarna är det bland de fem havsbaserade projekten där det i dag råder osäkerhet kring om projekten kommer att realiseras. Det är svårt att hitta finansiering och kostnaderna att bygga ut bedöms som högre än den ersättning som fås i form av elpris och elcertifikatspris.

6.5 Interesse för försäljning av tillståndsgivna projekt

Merparten av de tillfrågade företagen i intervjuundersökningen har inte tidigare sålt något tillståndsgivet projekt. Ett företag funderar på att göra det och några företag har sålt ett fåtal projekt eller delar av projekt. Ett av företagen bygger överhuvudtaget inte vindkraftverk utan söker bara tillstånd för att sedan överlåta projekten. Att sälja tillstånd kan således vara en marknad i sig. Om man säljer projekt så är det av kommersiella skäl, inte för att tillstånden håller på att gå ut.

6.6 Energimyndighetens bedömning

Kartläggningen visar att det idag är de tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsanläggningarna som inte realiseras på grund av att kostnaderna att bygga anläggningarna bedöms som högre än ersättningen från elpris och elcertifikat. De havsbaserade vindkraftsverk som byggts i Sverige på senare år har byggts med stöd från pilotprojektmedel som beviljats av Energimyndigheten.

Trots en kraftig utbyggnad av landbaserad vindkraft finns problem även för den. I den intervjuundersökning som Energimyndigheten låtit genomföra nämns överklaganden, kapacitet i nät, invändningar från försvaret samt resurser hos länsstyrelserna som områden där problem kan uppstå. Om ett ärende överklagas kan ett företag få vänta i många år innan ett tillstånd fås, framförallt på grund av

⁷⁵ WSP Environmental (2009).

myndigheternas handläggningstid. Aktörerna upplever att risken att tillståndprocessen drar ut på tiden är stor.

I det fall Sverige skulle vilja samarbeta kring gemensamma projekt finns en potential bland de havsbaserade projekten som i dag är tillståndsgivna. För mekanismen gemensamma projekt är det viktigt att hitta projekt som kan realiseras före 2020. Dock ska noteras att Energimyndigheten inte närmare undersökt intresset från dessa projektägare att delta i gemensamma projekt. Däremot indikerar kartläggningen att de tillståndsgivna havsbaserade projekten skulle kunna realiseras med mer ekonomiskt stöd, något som eventuellt skulle kunna bli aktuellt med mekanismen gemensamma projekt.

I uppdraget ingick att kartlägga tillståndsgivna projekt. Projekt som ligger långt fram i processen, men som ännu inte är tillståndsgivna har därför inte inkluderats i den intervjustudie som genomförs inom ramen för detta uppdrag. Det kan även finnas projekt där tillstånden visserligen inte är helt klara, men som är på gång att färdigställas. Sådana projekt bör också kunna vara aktuella som möjliga gemensamma projekt inom ramen för samarbetsmekanismerna.

Kartläggningen av projekt har i uppdraget avgränsats till vindkraftsprojekt.

7 Sammanfattande diskussion och Energimyndighetens bedömning

Kapitlet innehåller en sammanfattande diskussion av de frågor som behandlats i rapporten. Vidare redovisas myndighetens rekommendationer om hur Sverige ska gå vidare i arbetet med samarbetsmekanismerna samt hur avtal bör prissättas.

7.1 Bedömning av marknaden för samarbetsmekanismer

En genomgång av medlemsstaternas handlingsplaner visar att det är ett fåtal länder som för närvarande har planerat att använda samarbetsmekanismerna. Endast Italien och Luxemburg anger att de är i behov av samarbetsmekanismer för att nå sina nationella mål. Några medlemsstater uttrycker att de kan tänka sig att vara säljare inom ramen för samarbetsmekanismerna. En majoritet av medlemsstaterna tar dock inte ställning till samarbetsmekanismerna i sina handlingsplaner. Därmed är det också svårt att bedöma hur det samlade intresset för mekanismerna ser ut. Det kan finnas ytterligare stater, förutom Italien och Luxemburg, som kommer att efterfråga samarbetsmekanismer. Det kan också finnas fler medlemsstater som är villiga att sälja än de stater som aviserat det i sina handlingsplaner.

Det kan också konstateras att handlingsplanerna visar på ett överskott som är betydligt större än underskottet jämfört med målet för 2020. Överskottet (potentiellt utbud) uppgår till 93 TWh medan underskottet (efterfrågan) uppgår till 14 TWh.

I dagsläget finns inga avtal om samarbetsmekanismer noterade på kommissionens öppenhetsplattform. Om den gemensamma elcertifikatsmarknaden med Norge realiseras från 1 januari 2012 kan det komma att bli det första samarbetet inom ramen för samarbetsmekanismerna. Kommissionen har beräknat att upp till tio miljarder euro årligen skulle kunna sparas om medlemsstaterna använde samarbetsmekanismerna för att hålla nere kostnaden för att uppnå målet för 2020. Om medlemsstaterna söker kostnadseffektiva åtgärder för att nå sina nationella mål skulle fler medlemsstater välja att använda samarbetsmekanismerna. Dock kan det finnas andra motiv än kostnadseffektivitet som medlemsstater tar hänsyn till i valet av strategi för 2020. Exempelvis försörjningstrygghet, tankar kring eventuella kommande åtaganden och allmänhetens acceptans för valda åtgärder kan vara bakomliggande motiv för val av strategi. I slutet av 2011 ska medlemsstaterna lämna in den första uppföljningen av handlingsplanerna till kommissionen. Denna uppföljning kommer att ge en signal om några medlemsstater förändrat sina prognoser för utvecklingen fram till 2020 samt ändrat bedömning gällande samarbetsmekanismerna. I dagsläget är det dock svårt att bedöma hur den framtida marknaden för samarbetsmekanismerna kommer att

se ut. Energimyndigheten bedömer dock att Sverige har potential att kunna konkurrera som säljarland.

7.2 Så bör Sverige gå vidare

Om regeringen vill att Sverige ska konkurrera som säljare inom ramen för samarbetsmekanismerna är det angeläget att inleda ett aktivt arbete relativt omgående. Detta med tanke på att den fastställda perioden för samarbetsmekanismerna endast sträcker sig till 2020. Det kvarstår med andra ord endast nio år efter innevarande år. Det är viktigt att Sverige följer utvecklingen på området. Vidare bör Sverige kontakta möjliga köparländer för inledande samtal för att kartlägga vilket intresse som finns. I de fall en gemensam elcertifikatsmarknad med Norge realiserats måste Sverige också förankra sina intentioner avseende samarbetsmekanismerna med Norge. Vissa av mekanismerna bör Sverige och Norge dessutom genomföra tillsammans i och med att förnybar elproduktion kan komma att lokaliseras i båda länderna.

Det kan finnas olika motiv för Sverige att använda samarbetsmekanismerna i direktivet. Samarbetsmekanismerna innebär en möjlighet att EU:s mål uppnås till en lägre kostnad. Om regeringen väljer att använda samarbetsmekanismerna bidrar Sverige till att sänka kostnaden för EU:s måloppfyllelse. Samarbetsmekanismerna kan också skapa förutsättningar för mer investeringar i förnybar energiproduktion i Sverige. Detta skulle kunna bidra till det politiska målet om att bygga ut ett tredje ben för den svenska elförsörjningen. Investeringar i förnybar energiproduktion kan också ge positiva näringspolitiska konsekvenser. Vidare kan samarbetsmekanismerna innebära en möjlighet att få kostnadstäckning för förstärkningar av elnätet.

En osäkerhet som Sverige bör beakta är eventuella kommande krav för förnybar energi efter 2020. Det råder i dagsläget en osäkerhet om ytterligare krav kommer och hur sådana krav i så fall kommer att vara formulerade. Vilken hänsyn kommer det tas till att en medlemsstat ökat sin andel förnybara energi till förmån för att en annan medlemsstat ska nå sitt mål? Den färdplan för 2050 som kommissionen lagt fram förväntas konkretiseras under 2011 och därmed kan det klargöras vilka krav som kommer att gälla efter 2020.

Energimyndigheten bedömde i utredningen från 2010 att samarbetsmekanismerna bör realiserats inom elsektorn och i de fall det krävs åtgärder i något nationellt styrmedel bör det därför genomföras via elcertifikatsystemet. Undantaget är kortsiktig statistisk överföring som kan genomföras i de fall prognosen visar att Sverige har ett överskott för ett enskilt år. I det fallet görs en överföring av det generella överskottet och inga ytterligare åtgärder krävs.

Enligt de modellberäkningar Energimyndigheten låtit göra kommer elpriserna i Sverige att sjunka om Sverige väljer att vara säljare inom ramen för samarbetsmekanismerna. Effekten beror på att mer förnybar el produceras och tillförs elmarknaden i Sverige. Hur stor effekt på elpriset som uppnås beror på vilken volym avtalet omfattar. Modellsimuleringarna visar vidare på att effekten

på elcertifikatspriset är den motsatta. De scenarier som har simulerats ger i genomsnitt högre elcertifikatspriser under perioden. Energimyndighetens beräkningar av nettoeffekten för elkunderna, det vill säga när el- och elcertifikatskostnaden vägs samman, visar att svenska elkunder skulle gynnas av att Sverige använde sig av samarbetsmekanismerna. Detta gäller både kvotpliktiga elkunder och icke kvotpliktiga elkunder. För den senare kategorin är effekten mer positiv eftersom denna kategori inte berörs av höjningar i elcertifikatspris.

7.3 Val av samarbetsmekanism

Energimyndighetens genomgång av samarbetsmekanismerna och hur det praktiska arbetet med mekanismerna kan arrangeras visar att det finns för- och nackdelar med de olika konstruktionerna. Det ska också tilläggas att en köpande medlemsstat högst troligen kommer att ha synpunkter på val av mekanism och hur arbetet rent praktiskt ska läggas upp. Olika samarbetsmekanismer kan även kombineras eller användas parallellt.

Energimyndighetens analys av samarbetsmekanismerna visar att flera alternativ är möjliga att genomföra. Efterfrågan kommer också att styra vilken eller vilka av mekanismerna som kan komma att realiseras. I dagsläget har dock få länder aktivt uttalat intresse för att vara köpare inom ramen för samarbetsmekanismerna. Detta kan möjligen indikera att eventuella avtal kommer att omfatta mindre volymer och att man därför ska eftersträva så enkla lösningar som möjligt. Dock kan det förväntas att efterfrågan kommer att förändras under perioden fram till 2020. När det gäller frågan om vilken omfattning som kan bli aktuell finns det fler aspekter att ta hänsyn till. Till att börja med handlar detta om hur efterfrågan på samarbetsmekanismer ser ut. När i tid ett avtal om samarbetsmekanismer tecknas kommer också vara avgörande för vilken omfattning som är möjlig. Det som framförallt sätter begränsningen är möjlig utbyggnad av förnybar elproduktion till 2020. För de olika mekanismerna finns det också vissa praktiska åtgärder som krävs. Det handlar framförallt om förändring av lagstiftning.

Lämplig prissättningsmodell beror av vilken typ av samarbetsmekanism som används. Prissättningsmodellen ska ses som en möjlig utgångspunkt för en förhandling om ett avtal om samarbetsmekanismer. Det ska dock konstateras att det slutliga priset som specificeras i ett avtal mellan medlemsstater om samarbetsmekanismer kommer att vara resultatet av förhandlingar. Ett möjligt utfall skulle kunna ligga i intervallet mellan det svenska elcertifikatspriset och den köpande medlemsstatens stödnivå. Skulle priset gå betydligt över det köpande landets stödnivå borde köparen föredra att istället höja stödnivån för att öka den nationella förnybara energiproduktionen och få del av nyttorna som till exempel ökad försörjningstrygghet och eventuellt ett lägre elpris. Ett pris under det svenska elcertifikatspriset skulle å andra sidan inte täcka de kostnader som är förknippade med utbyggnad av förnybar el i Sverige.

Om Sverige ska bli säljare av samarbetsmekanismer kan en utgångspunkt för prissättningen vara att intäkterna från försäljningen ska täcka merkostnader för den energi som sålts (det förnybara värdet). Beroende på vilken mekanism det

handlar om kan det vara svenska staten eller projektägare som får denna betalning. Därutöver bör staten kräva ersättning för indirekta kostnader såsom kostnader för förstärkningar i elnätet och administrationskostnader.

Överskottet av förnybar energi enligt handlingsplanerna är betydligt större än underskottet. Därmed finns ett stort potentiellt utbud för samarbetsmekanismerna. Energimyndighetens bedömning är dock att Sverige bör vara relativt konkurrenskraftig i och med låga produktionskostnader och låg stödnivå jämfört med många EU-länder.

7.3.1 Helt eller delvis samordnat stödsystem

Energimyndigheten anser att Sverige ska verka för att samarbetsmekanismerna realiserar via elcertifikatsystemet. Det kan ske genom att elcertifikatsystemet utvidgas till att omfatta ytterligare medlemsstat/er. Det kan också ske genom ett delvis samordnat stödsystem, det vill säga att en medlemsstat till viss del går med i elcertifikatsystemet. Energimyndigheten har i rapporten visat på en lösning där en företrädare för en köpande medlemsstat köper elcertifikat på den svensk-norska elcertifikatsmarknaden för annullering. Inköpen av elcertifikat ska motsvara den volym förnybar energi som den köpande medlemsstaten avtalar om. Efterfrågan på elcertifikatsmarknaden kommer då att styras både av kvotkurvan och av efterfrågan från den köpande medlemsstaten. Fördelen är att detta medför en kostnadseffektiv utbyggnad av förnybar elproduktion. Därmed skulle Sverige tillsammans med Norge kunna konkurrera som säljare inom ramen för samarbetsmekanismerna. Om inköpen av elcertifikat styrs till en etablerad marknad skulle också likviditeten på marknaden öka. Ett delvis samordnat stödsystem skulle också kunna innebära positiva effekter för svenska slutkunder. Genomförda modellsimuleringar visar att en ökad förnybar elproduktion ger ett lägre elpris. Konstruktionen innebär samtidigt att elcertifikatspriset stiger något. Energimyndighetens beräkningar visar dock att nettoeffekten för de kvotpliktiga slutkunderna är positiv. Ett delvis samordnat stödsystem ger den näst lägsta totala kostnaden för slutkunden när el- och elcertifikatskostnad vägts samman. Sverige skulle även kunna få kostnadstäckning för nätinvesteringar som uppstår till följd av utbyggd förnybar elproduktion.

När det gäller mekanismen samordnat stödsystem är det den gemensamma potentialen för utbyggnad av förnybar el i Sverige, Norge och det anslutande landet som är den begränsande faktorn. Här bör också påpekas att det krävs att ett regelverk motsvarande det svenska och norska byggs upp i den anslutande medlemsstaten. Ett delvis samordnat stödsystem kräver troligen inte ett lika detaljerat regelverk i den anslutande medlemsstaten. Den anslutande medlemsstaten måste utse en eller flera företrädare som ska ha till uppgift att köpa elcertifikat på den svensk-norska elcertifikatsmarknaden. I Sverige och Norge behöver regelverket anpassas så att en företrädare för annan medlemsstat kan köpa och annullera elcertifikat. I Sverige handlar det om en anpassning av elcertifikatlagen. Den begränsande faktorn i det här fallet handlar om potentialen för ytterligare utbyggnad av förnybar elproduktion i Sverige och Norge eftersom ingen utbyggnad kommer att ske i den anslutande medlemsstaten. Här bör man

också beakta hur stor den nya aktören blir på den gemensamma elcertifikatsmarknaden. Om den anslutande medlemsstaten väljer att ge en företrädare uppdraget att köpa elcertifikat kan denna aktör bli dominerande på marknaden. I dagsläget motsvarar den största aktörens inköp av elcertifikat cirka 2 TWh. Om avtalet omfattar större volymer bör man överväga en lösning där den anslutande medlemsstaten delar upp inköpen av elcertifikat på ett flertal aktörer. Dessa lösningar kopplade till elcertifikatsystemet kommer att beröra både Sverige och Norge och ska enligt avtalet om en gemensam elcertifikatsmarknad göras i enighet mellan länderna.

Sammanfattningsvis kan sägas att möjlig volym är helt beroende av när i tid ett samarbete inleds. Utbyggnadstakten i elcertifikatsystemet har de senaste två åren varit 0,5 TWh över utbyggnadsbehovet på cirka 1,5 TWh per år. Baserad på observerad utbyggnadstakt kan antas att en ökning på ytterligare minst 4,5 TWh mellan 2013 och 2020 skulle vara möjlig. Till det kommer också potential för ökad utbyggnad i Norge, varför nivån ska ses som en konservativ uppskattning.

Vid ett delvis samordnat stödsystem där en anslutande medlemsstat går in och köper elcertifikat på marknaden ersätts förnybartvärdet direkt genom certifikatinköpen. Det innebär att betalningen tillfaller producenter av förnybar elproduktion genom inköpen av elcertifikat. Elcertifikaten köps in löpande till marknadspris. Därutöver bör Sverige och Norge kräva ersättning för vissa indirekta kostnader. Framförallt ökade kostnader för förstärkningar i nät samt kostnader för ökad belastning på tillståndprocessen. Dessa kostnader är beroende av vilken volym avtalet omfattar samt om produktionen hamnar i Sverige eller Norge. En sådan uppskattning bör därmed göras. Ersättningen för indirekta kostnader kan ses som en inträdeskostnad för att få möjlighet att delta i elcertifikatsystemet.

7.3.2 Gemensamma projekt bör avgränsas till havsbaserad vind

Vidare anser Energimyndigheten att om gemensamma projekt ska realiseras bör det ske för havsbaserad vindkraft då det har minst påverkan på elcertifikatsystemet. Skulle gemensamma projekt etableras generellt inom elsektorn riskerar det att en konkurrens uppstår mellan två parallella stödformer. Investerare i förnybar elproduktion kommer att försöka få stöd via den stödformen som ger högst och säkrast ersättning. Eftersom projektörer har begränsade resurser att satsa på nya projekt kan denna konkurrens mellan stödformer betyda att fler satsar på att projekt ska realiseras via mekanismen gemensamma projekt. Detta innebär en osäkerhet för elcertifikatsmarknaden. Det finns en risk att inte tillräckligt många projekt realiseras inom elcertifikatsystemet och därmed riskerar Sverige den egna måluppfyllelsen för 2020. Det blir också svårare för marknadsaktörer att bedöma utvecklingen på elcertifikatsmarknaden. Energimyndigheten bedömer att denna osäkerhet ger anledning att avgränsa vilka projekt som ska ha möjlighet att etableras som gemensamma projekt. Avgränsningen bör göras så att projekt som inte bedöms realiseras inom elcertifikatsystemet tillåts som gemensamma projekt. För att inte behöva göra en bedömning från fall till fall och därmed skapa en osäkerhet på marknaden anser

myndigheten att det är lämpligt att gemensamma projekt avgränsas till havsbaserade vindkraftsprojekt. Den kartläggning som genomförts inom ramen för detta uppdrag visar att projektägarna till de tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsprojekten i dagsläget bedömer att projekten inte kommer att realiseras inom ramen för elcertifikatsystemet.

Projekt som genomförs via mekanismen gemensamma projekt ska inte stödjas via elcertifikatsystemet. För att havsbaserade vindkraftsprojekt ska realiseras kan det dock komma att kräva en stödnivå som överstiger elcertifikatspriset. Detta medför sannolikt att detta blir ett dyrare alternativ för den köpande medlemsstaten och därmed är det osäkert hur efterfrågan på sådana projekt ser ut.

För att välja ut vilka projekt som kan genomföras som gemensamma projekt krävs någon form av urvalsprocess. Det kan lämpligtvis ske genom offentlig utlysning. Urvalsprocessens skulle kunna arrangeras både av Sverige eller av den köpande medlemsstaten eller hanteras gemensamt.

De modellsimuleringar som genomförts visar på ett lägre elpris för de scenarier som innehåller gemensamma projekt. Vidare visar simuleringarna att även elcertifikatspriset påverkas uppåt i dessa scenarier. Dock är inte påverkan lika stor som om ambitionshöjningen sker via elcertifikatsystemet. Energimyndighetens beräkningar visar att scenariot med 15 TWh gemensamma projekt är det scenario som totalt sett ger lägst kostnad för slutkunden när el- och elcertifikatskostnad vägts samman.

När det gäller mekanismen gemensamma projekt ligger begränsningen i möjliga projekt som kan realiseras före 2020. Eftersom den köpande medlemsstaten är beroende av den produktion det specifika projektet ger är det ett absolut krav att projektet genererar produktion till mååret 2020. Energimyndighetens kartläggning visar att det i dagsläget finns ett antal tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsprojekt med en total förväntad årsproduktion på omkring 7 TWh.⁷⁶ Dessutom finns det projekt som ännu inte är tillståndsgivna, men där projekten ligger långt framme i processen och troligen kommer kunna tas i drift före 2020. Någon uppskattning av antalet sådana projekt har dock inte gjorts inom ramen för detta uppdrag. Sverige bör som ett första steg undersöka intresset för gemensamma projekt hos köpande medlemsstater samt även undersöka intresset för gemensamma projekt hos projektägare. För gemensamma projekt krävs också förändringar i det svenska regelverket. En förändring av elcertifikatlagen är nödvändig för att säkerställa att projektägare inte får stöd för samma produktion både från mekanismen gemensamma projekt och från elcertifikatsystemet. Dessutom kommer kriterier för att välja ut projekt behöva definieras. Hur urvalsprocessen ska gå till behöver Sverige komma överens med den köpande medlemsstaten om.

⁷⁶ Kartläggningen omfattar tillståndsgivna projekt med en total installerad effekt > 10 MW. Svensk Vindenergi har uppdaterat uppföljningen över tillståndsgivna projekt. I september 2011 finns 6 havsbaserade.

Även vid gemensamma projekt kan Sverige kräva en ersättning för indirekta kostnader. För gemensamma projekt är det dock enklare att kalkylera dessa kostnader i och med att ett eller flera specifika projekt finns utpekade. Om dessa projekt gett upphov till behov av direkt förstärkt nätkapacitet eller behov av framtida förstärkning bör denna kostnad inkluderas i avtal. Betalning från köpande medlemsstat till projektägare avser betalning för den stödnivå som krävs för att projektet ska realiseras. Utgångspunkt för prissättning bör vara den ersättningsnivå som krävs för att projektet ska realiseras. Detta bör resultera i ett pris mellan elcertifikatspriset och den köpande medlemsstatens stödnivå.

7.3.3 Inget hinder för kortsiktig statistisk överföring

Energimyndigheten anser vidare att det inte finns några hinder för att Sverige inom ramen för statistisk överföring kan sälja statistik för enskilda år i de fall vår prognos visar på ett överskott och det finns en efterfrågan.

Det är viktigt att påpeka att försäljningen kommer att baseras på en prognos trots att det gäller försäljning för ett enskilt år. Statistisk överföring ska rapporteras till kommissionen senast den sista mars året efter det år överföringen gäller och den slutgiltiga statistiken för det året är tillgänglig först i slutet av oktober. Därmed finns en viss osäkerhet förknippad med denna försäljning. Gäller försäljningen 2020 måste Sverige nå sitt nationella mål för att kunna göra överföringen. Detta bör regleras i det avtal som tecknas med den köpande medlemsstaten. För att kunna göra bedömningar av hur stor del av ett prognosticerat överskott som kan säljas kan åtgärder behöva vidtas i myndighetens prognosarbete.

Kortsiktig statistisk överföring kommer troligen framförallt bli aktuellt för målåret 2020, men kan också komma att efterfrågas för år fram till 2020 i de fall medlemsstater är i behov av statistik för att klara sitt vägledande förlopp. Kortsiktig statistisk överföring kräver inga ambitionshöjande åtgärder. Det som sätter begränsningen är vilket överskott Sverige har för enskilda år. Sveriges åtagande enligt förnybartdirektivet är 49 procent och prognosen för 2020 visar att Sverige kommer att nå 50,2 procent. I dagsläget ser Sverige därmed ut att ha ett överskott på 1,2 procent vilket motsvarar 5,7 TWh. Ett avtal om kortsiktig statistisk överföring kommer slutas närmare, eller under, aktuellt år.

När det gäller kortsiktig statistisk överföring säljs det överskott Sverige har i förhållande till målet för 2020. I detta fall kan det vara mest teoretiskt korrekt att argumentera för att marginalkostnaden för att nå målet eller den uppnådda nivån borde vara utgångspunkten för lägsta acceptabla pris. Detta i och med att överskottet skapats med befintliga styrmedel i hela energisektorn. Dock kan det rent praktiskt vara svårt att beräkna marginalkostnaden och istället skulle utgångspunkten kunna vara elcertifikatspriset. Vid kortsiktig statistisk överföring kan man också överväga att frånga principen om full kostnadstäckning för den förnybara energiproduktionen. Detta eftersom överskottet redan skapats med befintliga styrmedel och därmed skulle man kunna betrakta den köpande medlemsstaten som delfinansiär av skapat överskott.

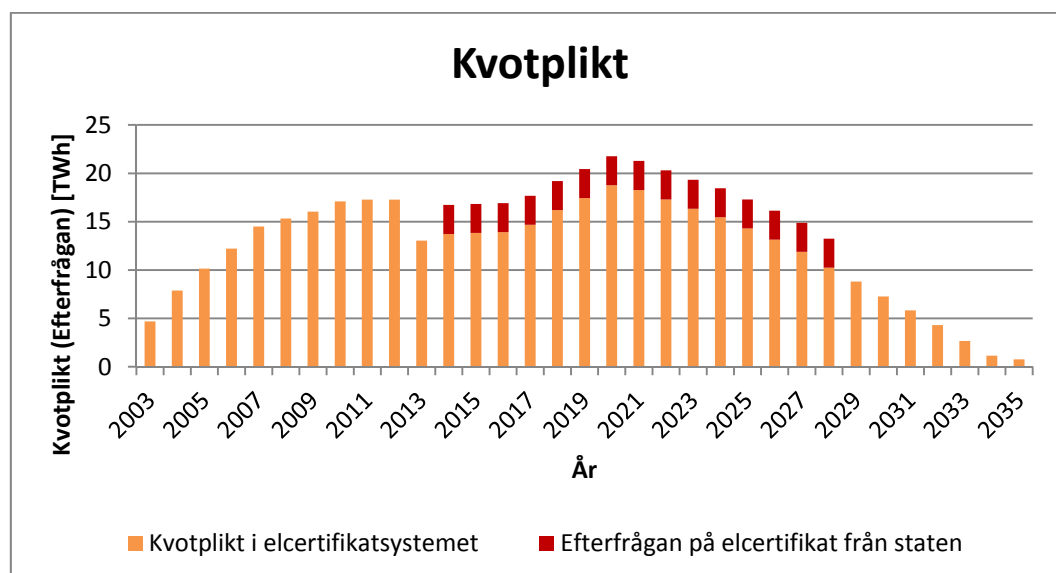
7.3.4 Åtgärder vid långsiktig statistisk överföring

Vid ett avtal om långsiktig statistisk överföring kan det krävas åtgärder för att säkerställa ett visst överskott. Två konstruktioner för detta har analyserats inom ramen för den här utredningen. Energimyndigheten anser att konstruktionen där en företrädare för svenska staten köper elcertifikat inte är lämplig, eftersom detta är förknippat med en rad osäkerheter och problem. Wistrand advokatbyrå har i uppdrag åt Energimyndigheten gjort bedömningen att elcertifikatsystemet med denna konstruktion skulle ändras i grunden. De bedömer vidare att elcertifikatsystemet då går från att vara helt marknadsbaserat till att vara ett styrmedel som omfattar statligt stöd. Därmed skulle en ny prövning av elcertifikatsystemet enligt statsstödsreglerna behövas. Svenska staten riskerar med denna konstruktion också att löpa en prisrisk om intäkten från köpande medlemsstat ska användas för köp av elcertifikat på marknaden där priset över tid kommer att variera. Vidare är konstruktionen förknippad med förtroendeproblem. Energimyndigheten anser att en bättre lösning är att låta en företrädare för den köpande medlemsstaten köpa elcertifikat och därmed etablera ett delvis samordnat stödsystem. Den andra konstruktionen som analyseras i rapporten är en höjning av kvotkurvan. Förändring av kvotnivåer är en åtgärd som inte förändrar elcertifikatsmarknadens grundförutsättningar och sett ur ett historiskt perspektiv erhålls den utbyggnad som fastställs. Energimyndigheten anser att en sådan lösning är möjlig att genomföra, men att det finns alternativ som är att föredra. Analysen av konsekvenser för slutkunder visar visserligen på en positiv nettoeffekt för hela perioden fram till 2035. Dock skulle kunderna få höjda kostnader under den inledande delen av perioden fram till 2020. Energimyndigheten förordar därför konstruktionen med ett delvis samordnat stödsystem där en företrädare för köpande medlemsstat köper och annullerar elcertifikat.

Bilaga

I bilagan beskrivs hur inköp av elcertifikat kan läggas upp i de fall företrädare för svenska staten eller annan medlemsstat köper elcertifikat på marknaden (statistisk överföring eller delvis samordnat stödsystem).

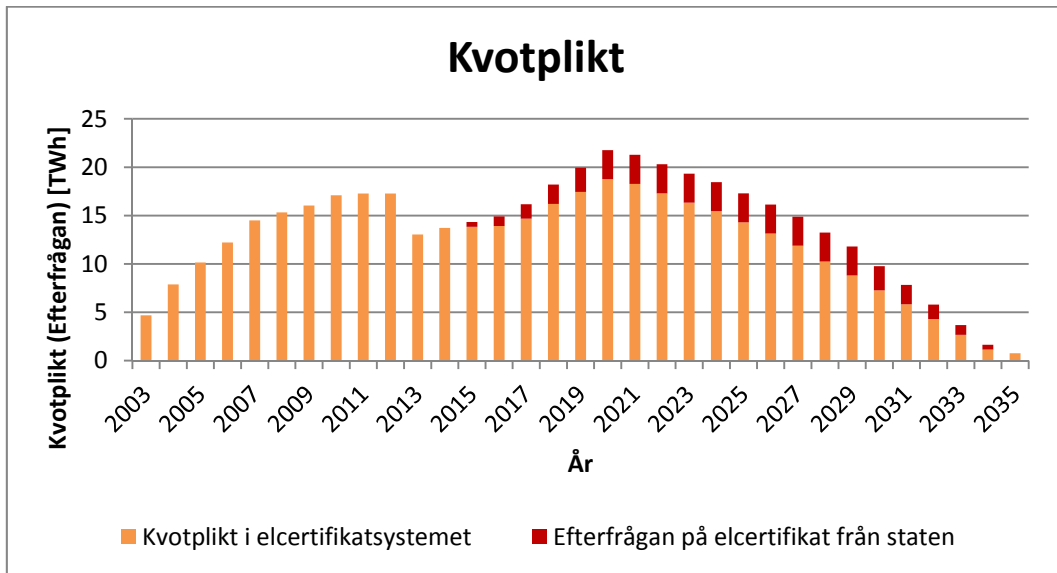
Avtalet skulle kunna innebära att statistik överförs för ett antal år till och med 2020. För att få en likformighet med elcertifikatsystemet krävs dock att certifikaten efterfrågas under en period av 15 år. Det skulle ge en likvärdig ersättning som elcertifikatsystemet ger idag. Om staten endast skulle köpa certifikat till och med 2020 skulle det innebära att efterfrågan sjunker efter 2020. Förutsatt att kvoterna inte ändras från dagens nivåer skulle det kunna ge relativt stor variation i efterfrågan. Figur 17 visar ett exempel där företrädare för svenska staten köper certifikat motsvarande 3 TWh med början från 2014. Denna efterfrågan adderas då till den efterfrågan som är skapad av kvotplikten.



Figur 17: Kvotplikt och efterfrågan från staten på elcertifikat motsvarande 3 TWh i 15 år under perioden 2014-2028 med nuvarande kvotkurva

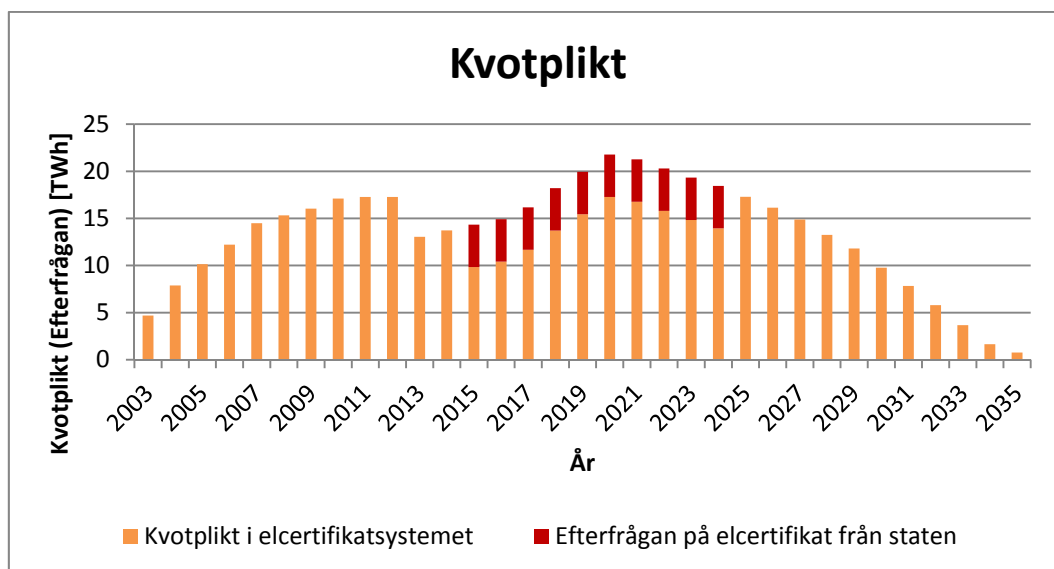
Trots att efterfrågan ökar med 3 TWh år 2014 kommer troligen inte utbudet av förnybar elproduktion öka med 3 TWh på ett år. Det är snarare troligt att utbyggnaden av den förnybara elproduktionen långsamt kommer att öka. Därmed skapas en differens mellan utbud och efterfrågan av förnybar elproduktion. Denna differens skulle kunna ge stigande elcertifikatspriser. Den utvecklingen skulle dock kunna mildras om statens inköp av elcertifikat påbörjas vid en tidpunkt då det finns ett överskott på elcertifikat på marknaden. För att ge marknaden signaler i god tid innan efterfrågan ökar kan man också tydligt annonsera att så kommer att ske flera år innan ambitionshöjningen börjar. På så sätt skulle utbyggnaden kunna snabbas på i och med att investerarna har möjlighet att ta hänsyn till den framtida ambitionshöjningen vid planering av investeringar i förnybar elproduktion.

Precis som att kvotkurvan idag är anpassad efter en stegvis ökad förnybar elproduktion kan även köparlandet stegvis öka sin efterfrågan. Det totala antalet elcertifikat är detsamma men fördelat på fler år. Se Figur 18 som illustrerar ett exempel där staten köper elcertifikat under en period av 20 år. Systemet blir stabilare, men inköpen av elcertifikat måste göras under en längre tid.



Figur 18: Kvotplikt och efterfrågan från staten på elcertifikat motsvarande 3 TWh i 20 år under perioden 2015-2034 med nuvarande kvotkurva

Ett alternativ är att kombinera statens inköp av certifikat med en anpassning av kvotkurvan. För att inte höjningen de första åren då staten köper in elcertifikat ska bli så drastisk, sänks kvotplikten för att sedan höjas i slutet av perioden. I Figur 19 illustreras ett exempel då staten efterfrågar 4,5 TWh under 10 år, vilket motsvarar 3 TWh under 15 år i exemplet ovan. I Figur 19 har också kvotkurvan anpassats för att höjningen i efterfrågan inte ska bli så drastisk. En anledning till att köpen görs under 10 år istället för 15 år skulle kunna vara att man vill korta perioden under vilken köp av elcertifikat görs.



Figur 19: Kvotplikt och efterfrågan från staten på elcertifikat motsvarande 3 TWh i 10 år under perioden 2015-2024 med en anpassad kvotkurva

Det kan konstateras att om köpen av elcertifikat omfattar en mindre volym skulle en sådan förändring kunna införas utan att kvotkurvan behöver justeras. En större ambitionshöjning måste istället öka långsamt för att inte från ett år till ett annat skapa en väldigt stor ökad efterfrågan och därmed risk för att brist på elcertifikat uppstår med ett oönskat högt elcertifikatspris som följd. Större ambitionshöjningar innebär alltså i praktiken att inköpen av elcertifikat måste göras under en längre period eller kombineras med att kvotkurvan justeras.

Referenser

- Ecofys (2011). Financing Renewable Energy in the European Energy Market.
- ENDS Europe. Spain backs off ambitious renewables target, 13 maj 2011, www.endseurope.com.
- Energimyndigheten (2005). Konsekvenser av en utvidgad elcertifikatmarknad, ER2005:07.
- Energimyndigheten (2009). Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m. – deluppdrag 1. Ökad ambitionsnivå, ER 2009:29.
- Energimyndigheten (2010). Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet, ER 2009:35.
- Energimyndigheten (2010). Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv – Möjligheter och begränsningar, ER 2010:18.
- Energimyndigheten (2010). Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elpriser, ER 2010:27.
- Energimyndigheten (2010). Gemensamt elcertifikatsystem med Norge. ER 2010:28.
- Energimyndigheten (2011). Långsiktsprogno 2010. ER2011:03
- Europaparlamentets och rådets direktiv 2009/28/EG av den 23 april 2009 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor och om ändring och ett senare upphävande av direktiven 2001/77/EG och 2003/30/EG.
- Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 1099/2008 av den 22 oktober 2008 om energistatistik.
- European Renewables Energies Foundation (2009). Prices for Renewable Energies in Europe.
- Kommissionen (2011). Meddelande från Kommissionen till Europaparlamentet och Rådet. Förnybar energi: Framsteg mot 2020-målet. Bryssel den 31.1.2011 KOM(2011) 31 slutlig.
- Kommissionen (2011). Meddelande från kommissionen till europaparlamentet, rådet, europeiska ekonomiska och sociala kommittén samt regionkommittén. Färdplan för ett konkurrenskraftigt utsläppsnålt samhälle 2050. Bryssel den 8.3.2011 KOM(2011) 112 slutlig.
- Kommissionen (2011). Recent progress in developing renewable energy sources and technical evaluation of the use of biofuels and other renewable fuels in transport in accordance with Article 3 of Directive 2001/77/EC and Article 4(2) of

Directive 2003/30/EC”, Commission Staff Working document SEC(2011)130 final.

Länsstyrelsen i Hallands län. En förstudie; Nationell databas för planerade och befintliga vindkraftverk i Sverige. Feb 2010.

Norges Olje- och energidepartement OED (2011). Pressmeddelande den 27 juli 2011,
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/presSESenter/pressemedlinger/2011/mal-om-norsk-fornybarandel-pa-675-prosen.html?id=651715>

Näringsdepartementet (2011). Pressmeddelande den 29 juni 2011
<http://www.regeringen.se/sb/d/14953/a/171933>.

Pöry Management Consulting (2011). Effekter på el- och certifikatmarknaden i Sverige av att använda samarbetsmekanismerna i olika omfattning, rapport på uppdrag av Energimyndigheten, dnr 17-2011-001759.

Pöry (2011). The challenges of intermittency in North West European power markets.

Radar arkitektur och planering (2011). Kartläggning av tillståndsgivna vindkraftsprojekt: en intervjustudie, rapport på uppdrag av Energimyndigheten, dnr 17-11-2318

Regeringens proposition 2010/11:155. En ny lag om elcertifikat – enklare regler och en gemensam elcertifikatsmarknad.

Regeringens proposition 2009/10:128. Genomförande av direktiv av förnybar energi.

SOU 2008:86 Prövning av vindkraft

Svenska kraftnät (2011). Investerings- och finansieringsplan för åren 2012-1, 2001/68

Svenska kraftnät (2008). Storskalig utbyggnad av vindkraft, konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft, dnr 617/2008/AN40.

Svenska kraftnät och Statnett (2010). Swedish-Norwegian Grid development – three scenarios.

Tyska regeringen, pressmeddelande 30 maj 2011,
http://www.bundesregierung.de/nm_6562/Content/EN/Artikel/_2011/05/2011-05-30-energiwende-energiekonzept_en.html. Wistrand advokatbyrå (2011). Samarbetsprojekt enligt förnybartdirektivet – juridisk bedömning av vissa frågor kopplade till användandet av samarbetsmekanismerna i förnybartdirektivet, rapport på uppdrag av Energimyndigheten, dnr 17-2011-003786.

WSP Environmental (2009). Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat. Rapport på uppdrag av Energimyndigheten, dnr 17-2009-3586.

Webbplatser

EU kommissionens öppenhetsplattform,

http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/transparency_platform_en.htm

Nord pool spot, www.nordpoolspot.com

Svenska kraftnät, www.svk.se

Svensk vindenergi, www.vindkraftsbranschen.se