

Gemensamt elcertifikatsystem med Norge

Delredovisning i Uppdraget att föreslå nya kvoter mm i
elcertifikatsystemet

ER 2010:28

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 2010:28

ISSN 1403-1892

Förord

I Energimyndighetens uppdrag att se över elcertifikatsystemet, som inleddes hösten 2009, ingår att analysera konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad med Norge. Denna rapport utgör Energimyndighetens redovisning av det uppdraget. Uppdraget har genomförts i samråd med Konjunkturinstitutet.

Karin Sahlin inledde arbetet med rapporten. Därefter har Katarina Jacobson och Roger Östberg varit projektledare för arbetet. I projektgruppen har Martin Johansson och Kristina Petersson deltagit. Samtliga vid Energimyndigheten.

Denna rapport (del 5) ingår som en del i en omfattande översyn av elcertifikatsystemet. Tidigare rapporter som har publicerats inom ramen för översynen är:

- Delrapport 1: Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet
- Delrapport 2: Konsekvenser för elkunden av en höjd ambitionsnivå i elcertifikatsystemet
- Delrapport 3: Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv
- Delrapport 4: Åtgärder för att skydda elkunden mot höga elcertifikatpriser

Den 15 september 2010 lämnas även den sista delrapporten 6 om regelförenkling in till regeringen. Samtliga rapporten finns att ladda ner eller beställa på Energimyndighetens webbplats www.energimyndigheten.se

Innehåll

1	Sammanfattande slutsatser	7
2	Inledning och Bakgrund	15
2.1	Uppdraget	15
2.2	Slutsatser från redovisningen i maj 2010.....	16
2.3	Energimyndighetens slutsatser från förra utredningen om ett gemensamt elcertifikatsystem (2004/2005).....	17
2.4	Vad har hänt sedan 2004/2005?.....	18
2.5	Rapportens upplägg	18
3	Utgångsläget	20
3.1	Kort om förutsättningarna i de båda länderna	20
3.2	Gemensam ambitionsnivå.....	25
3.3	Kostnader och potentialer	26
3.4	Tillstånd för vindkraftsetableringar och för nätutbyggnad — skillnader mellan Sverige och Norge.....	31
3.5	Slutsatser.....	37
4	Förutsättningarna i de båda länderna för en väl fungerande marknad	38
4.1	Så lika konkurrensförutsättningar som möjligt.....	40
4.2	Faktorer som måste samordnas.....	46
4.3	Faktorer som bör samordnas.....	49
4.4	Slutsatser.....	50
5	Långsiktiga konsekvenser vid ett gemensamt elcertifikatsystem	53
5.1	Resultat av modellkörningar vid enbart ett svenskt elcertifikatsystem.....	54
5.2	Resultat av modellkörningar vid ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem.....	55
5.3	Tillståndsprozessernas betydelse	66
5.4	Nätutbyggnad.....	67
5.5	Elmarknaden	68
5.6	Nästa kontrollstation.....	68
5.7	Slutsatser.....	69
6	Kortsiktiga konsekvenser	72
6.1	Tidigare rapport	72
6.2	Påverkan på pris och utbyggnad	73
6.3	Praktiska och administrativa konsekvenser	76
6.4	Slutsatser.....	76
7	Koppling till förnybartdirektivet och dess samarbetsmekanismer	78

7.1	Möjligheter och begränsningar med ett gemensamt elcertifikatsystem.....	79
7.2	Redovisning av måluppfyllelse vid ett gemensamt elcertifikatsystem i enlighet med direktivet.....	81
7.3	En gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad berör troligen ländernas hantering av övriga mekanismer för samarbete.	85
7.4	Konsekvenser av att ytterligare länder skulle ansluta.....	87
7.5	Slutsatser.....	88
8	Författningsändringar	89
8.1	Förslag på ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat.....	89
9	Referenser	92
BILAGA 1:	Tillståndsprocesser i Sverige (vindkraft)	94
	Etablering av vindkraft.....	94
	Processen och kostnader för nätutbyggnad.....	105

1 Sammanfattande slutsatser

- En gemensam och utvidgad elcertifikatmarknad med Norge bedöms som positivt för elcertifikatsystemets funktion. En utvidgning skulle innebära stabilare priser för elcertifikaten genom den större marknaden, och bättre likviditet. Konsekvenserna för den kvotpliktige elkunden av en utvidgad marknad bedöms som positiva.
- De långsiktiga konsekvenserna av en utvidgning bedöms inte bli särskilt stora på elcertifikatpriserna. Det är fortfarande den landbaserade vindkraften som bedöms sätta priset, och kostnaden för denna är ungefär densamma i båda länderna. En förutsättning är att utbyggnaden av förnybar elproduktion fungerar utan flaskhalsproblem.
- Fördelningen i produktionsslag mellan länderna vid ett gemensamt system bedöms ge utökad vattenkraft i framförallt Norge, utökad biobränslekraft i framförallt Sverige. Förutsättningar för vindkraftsproduktion finns i båda länderna. Den totala produktionen i Sverige år 2020 kan bli något lägre vid ett gemensamt system än vid ett separat svenskt. Det är slutligen marknaden som kommer avgöra var produktionen byggs.
- Landbaserad vindkraft beräknas utgöra mer än hälften av den ökade produktionen vid ett gemensamt svensk-norskt system. Landbaserad vindkraft förväntas styra marginalkostnaden för elcertifikat i ett gemensamt certifikatsystem såväl som i ett separat svenskt system.
- En utbyggnad av elproduktion i Norden innebär ökade möjligheter till elexport till norra Europa. Den påverkan på elpris som ett ökat utbud och en ökad export kan innebära har inte analyserats inom ramen för detta uppdrag.
- Elcertifikatpriset och utbyggnaden av förnybar elproduktion kan kortsiktigt komma att påverkas av en gemensam marknad, beroende dels på informationen om sammanslagningen ut till aktörerna och dels på hur Norge utformar sin kvotkurva. Elcertifikatpriset kan kortsiktigt komma att sjunka något.
- Det är viktigt att Norge utformar sin kvotkurva efter det scenario för utbyggnad som kan anses mest troligt, och som kan accepteras av båda länderna.
- Vissa grundläggande funktioner och regler behöver vara desamma i båda länderna för att en väl fungerande marknad ska kunna uppnås. Följande

måste samordnas; att systemet är kvotpliktsbaserat, kvotplikt på användarsidan, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktiga kvotsättning, kvotpliktsavgift, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, gemensam kontrollstation, att registerfunktionen är sammanlänkad, att utträde från marknaden är reglerat.

Elproduktion från torv kommer troligen att hanteras olika i länderna.

- Förutsättningarna bör vara så lika som möjligt i de båda länderna, för en väl fungerande marknad, men allt behöver inte harmoniseras. Marknaden kommer att kunna hantera skillnader. Förutsättningarna för ägarskap skiljer när det gäller vattenkraft. Även processen för att ansöka om tillstånd för anläggning och nät hanteras på olika sätt.
- Ungefär hälften av den beräknade vattenkraftspotentialen i Norge kan i princip endast byggas ut av norsk offentlig ägare (staten, fylke eller kommun), vilket kan anses vara snedvridande. Energimyndigheten anser dock att konsekvenserna av begränsningen i ägandet av norsk vattenkraft bör accepteras.
- Olika sätt att idag fördela kostnad mellan producent/kundkollektiv vid förstärkning av befintligt elnät i Norge och Sverige innebär en snedvridning av konkurrensen. Sådana skillnader bör harmoniseras.
- En så kallad fördelningsnyckel bör användas vid fördelning av den elproduktion som tillkommer i ett gemensamt elcertifikatsystem. Erhålls större öknings i ett av länderna fördelas produktionen mellan länderna med hjälp av fördelningsnyckeln. På så sätt tillgodoräknar sig varje land sin andel vid beräkning av det nationella åtagandet gentemot EU:s förnybartdirektiv. Erhållna öknings bör fördelas lika mellan länderna.
- Om ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem realiserar och fungerar väl, bör ytterligare samhällsekonomiska analyser göras för att bedöma om systemet kan utvidgas till andra länder. Det kan i så fall vara den fortsatta inriktningen för samarbetsmekanismerna. En användning av den projekt-baserade mekanismen bör analyseras, och kommer att behöva ingå i avtal med Norge inom ramen för en gemensam elcertifikatmarknad.
- Det är centralt att utbyggnaden av den förnybara elproduktionen och tillståndsprocesserna för denna fungerar. Området behöver följas kontinuerligt i båda länderna och i samband med nästa kontrollstation. Nästa kontrollstation blir ett viktigt tillfälle till utvärdering. Möjliga behov av förändringar bör analyseras gemensamt med Norge vid ett gemensamt svenskt-norskt elcertifikatsystem.

I denna rapport analyseras konsekvenserna av en gemensam elcertifikatmarknad med Norge. Samtidigt med detta uppdrag har förhandlingar med Norge pågått om hur ett gemensamt system ska utformas. Resultaten av förhandlingarna är ännu inte klara (september 2010) och har inte kunnat utgöra underlag för en särskild analys av konsekvenser i detta arbete.

Samarbetsmekanismer enligt förnybartdirektivet

Energimyndigheten är positiv till samarbetsmekanismerna enligt EU:s förnybartdirektiv och till en kostnadseffektiv utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Det är dock viktigt att så långt som möjligt analysera hur en försäljning av förnybar elproduktion till år 2020 påverkar Sveriges möjligheter att nå eventuella framtida ökade mål och hur en försäljning påverkar befintliga stödsystem.

Ett gemensamt elcertifikatsystem med ett annat land är den mest långtgående samarbetsmekanismen i förnybartdirektivet. Huvudstrategin för Sverige i arbetet med samarbetsmekanismerna bör vara att få ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge. Detta eftersom det, enligt Energimyndigheten, är inom elsektorn som samarbetsmekanismerna bör användas och eftersom elcertifikatsystemet är Sveriges primära styrmedel för att främja förnybar elproduktion. Projekt inom elsektorn men utanför elcertifikatsystemet skulle kunna påverka elcertifikatsystemet och bör därför analyseras.

Ett eventuellt avtal om ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem bör innefatta ländernas användning av övriga samarbetsmekanismer (avtal om projekt, ytterligare anslutande länder till elcertifikatsystemet). Energimyndigheten anser att Sveriges strategi bör koordinera förhandlingsarbetet för ett gemensamt elcertifikatsystem med den övriga inriktningen för samarbetsmekanismerna.

För att ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge ska kunna betecknas som ett gemensamt stödsystem krävs att EES-landet Norges förhandlingar om införlivande av direktivet också genomförts.

Positivt med ett utökat elcertifikatsystem

För samhället som helhet finns en vinst av att tillåta handel med certifikat över gränser. De förnybara resurserna nyttjas härigenom på ett effektivare sätt. Den sammanlagda kvoten för förnybar energi kan nås till en lägre kostnad än om varje land på egen hand ska uppnå sin nationella kvot. Ett gemensamt elcertifikatsystem ger en högre likviditet och skapar möjligheter för en effektivare marknad. De möjligheter som kan finnas genom att skapa ett gemensamt stödsystem bedöms vara en effektivare marknad med högre likviditet. En gemensam elcertifikatmarknad bedöms på sikt minska riskerna både för elkunden och för investeraren.

En utvidgning av elcertifikatsystemet kan vara ett motiv för att i nuläget inte göra större förändringar i systemet, utöver de motiv som Energimyndigheten redovisat

i tidigare rapport (1 september 2010). Detta för att minska osäkerheten om systemet och för att sådana förändringar i så fall behöver genomföras i dialog med Norge.

Prisbildning och konsekvenser av en utökad marknad

Prisbildningen på elcertifikat styrs av grundläggande utbuds- och efterfrågeförhållande. För att tillräckliga investeringar i förnybar elproduktion ska ske krävs att priset på elcertifikat är tillräckligt högt så att detta, tillsammans med elpriset, är tillräckligt för att täcka kostnaderna för den dyraste förnybara produktionen som krävs för att uppfylla kvotkravet.

Möjligheten att spara certifikat innebär att prisnivån primärt bestäms av förväntningarna om kostnaderna för att uppfylla kvotkravet på lång sikt snarare än kostnaderna för att uppfylla kvotkravet på kort sikt.

Eftersom de långsiktiga (marginal)kostnadsförväntningarna är någorlunda lika på en renodlat svensk marknad som på en svensk-norsk marknad förväntas inte några större priseffekter. Analys visar på att både på en svensk marknad som på en svensk-norsk marknad krävs landbaserad vindkraft för att uppfylla de långsiktiga kvotkraven. Samtidigt indikerar modellanalys att det kan uppstå kortsiktiga priseffekter till följd av olika utformning av kvotkraven. Hur stor denna effekt är beror bland annat på viljan att spara certifikat, och därmed hur stor den över tid prisutjämnande effekten av sparande blir.

Elcertifikatpriset är emellertid känsligt för vilken kvotkurva som väljs i Norge. Vid en linjär norsk kvotkurva med hög initial kvotnivå finns möjligheten att priset på elcertifikat ökar jämfört med dagens nivå. Det är därför viktigt att Norge utformar sin kvotkurva efter det scenario av utbyggnad som kan anses mest troligt och som också kan accepteras av båda länderna. Om många projekt står i startgroparna för att byggas, men väntar på elcertifikatsystemets införande, måste kvotkurvan börja initialt högt för att inte priset ska sjunka alltför mycket. Det är samtidigt viktigt att inte bara se till de kortsiktiga prisförändringarna. Allt annat lika så kommer det totala antalet annullerade elcertifikat att vara detsamma, sett över hela perioden fram till och med år 2035, oavsett konstruktion på kvotkurvan.

Det finns osäkerheter, inledningsvis, vad gäller de kortsiktiga priseffekterna. Detta kan få en återhållande effekt på investeringar i förnybar elproduktion på kort sikt. Mot den bakgrunden är det centralt att minska på olika osäkerhetsfaktorer där så är möjligt. Ur ett politiskt- och myndighetsperspektiv, och för aktörerna på marknaden, är det av stor vikt att så tidigt som möjligt klargöra ramverken. Det gäller dels att nå ett beslut kring en gemensam marknad, men också att klargöra de detaljerade förutsättningarna för en sådan marknad.

Andra osäkerhetsfaktorer, där potentialen för olika typer av förnybar el är en viktig faktor, är svårare att göra något åt. Det är å andra sidan den typen av osäkerhet som en marknad tenderar att vara särskilt bra på att själv hantera.

Ökningen i utbyggnaden av den förnybara elproduktionen innebär behov av stamnätsutbyggnad och utbyggnad av nät på lägre spänningsnivåer. Detta påverkar kostnaden för vindkraftsproducenten och för elkunden framförallt på lång sikt.

En ökad produktion av förnybar el kan leda till ett utbudsöverskott på elmarknaden. Det skulle sänka elpriset vilket gynnar en del aktörer. Detta bör analyseras närmare, liksom konsekvenser av en ökad elexport.

Hur stor är den gemensamma ambitionsnivån?

Sveriges kvotkurva är konstruerad för att stimulera utbyggnad av 13,2 TWh under perioden 2012 till 2020. Vid ett gemensamt elcertifikatsystem från den 1 januari 2012 där Norge antar samma bidrag som Sverige bör respektive lands ökning vara 13,2 TWh för perioden 2012 till 2020. Den gemensamma ökningen blir då 26,4 TWh.

Vilken produktion som bedöms komma in i ett gemensamt elcertifikatsystem

Beräkningar visar att den gemensamma ambitionen i Norge och Sverige kan medföra utökad vattenkraftsproduktion i framförallt Norge, utökad biobaserad kraftproduktion i framförallt Sverige och landbaserad vindkraftsproduktion i båda länderna. Vindkraften utgör mer än hälften av den tillkommande produktionen.

Förutsättningar för vindkraftsproduktion finns i båda länderna och det är slutligen marknaden, givet de skillnader som finns mellan länderna, som kommer avgöra var vindkraften kommer att byggas.

Produktionen i Sverige år 2020 skulle kunna bli något lägre vid ett gemensamt system än i ett separat svenskt. Detta bland annat beroende på antagandet (i denna rapport) om lika fördelning av vindkraftsutbyggnaden mellan de båda länderna samtidigt som potentialen för ny vattenkraft i Norge är större än potentialen för fortsatt utbyggnad av biobränslekraftvärme i Sverige.

Vad innebär en gemensam elcertifikatmarknad för elkunden och för investeraren?

En gemensam elcertifikatmarknad minskar, enligt Energimyndighetens bedömning, riskerna för höga elcertifikatpriser. Konsekvenserna för elkunden av en utvidgad marknad bör därför vara positiva, detta under förutsättning att utbyggnaden av den förnybara elproduktionen kan genomföras som planerat och att det inte uppkommer flaskhalsar i tillståndprocesser etc.

Inledningsvis kan förändringen som en gemensam elcertifikatmarknad med Norge innebär samtidigt innebära en viss osäkerhet för investerare. Det kan kortsiktigt bli något lägre elcertifikatpriser eftersom det ser ut att finnas viss potential för billigare produktion i Norge än i Sverige, vilket inledningsvis skulle kunna

påverka priserna. En större marknad innebär å andra sidan en stabilare och mer likvid marknad, kanske också en intressantare marknad att investera i.

Nästa kontrollstation blir ett viktigt tillfälle till utvärdering och analys av om förändringar behöver genomföras. Vid en gemensam marknad behöver en sådan kontrollstation genomföras gemensamt med Norge.

Vissa grundläggande funktioner och regler behöver vara desamma i båda länderna

För en väl fungerande gemensam elcertifikatmarknad behöver vissa grundläggande funktioner och regler vara desamma i båda länderna; att systemet är kvotpliktsbaserat, att kvotplikten ligger på användarsidan, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktiga kvotsättning, kvotpliktsavgift, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, att registerfunktionen är sammanlänkad, att utträde från marknaden är reglerat.

Torv är certifikatberättigat i Sverige men kommer sannolikt inte vara det i Norge.

Så lika förutsättningar som möjligt i de båda länderna

Tider och processer för tillståndshanteringen behöver vara någorlunda jämförbara, men marknaden kommer även att kunna hantera olikheter.

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem möts en producent av samma stödnivå i de båda länderna (elcertifikatpriset). Producenten kan samtidigt mötas av olika praxis för fördelning av kostnader och olika principer för äganderätt. Sådana skillnader mellan länderna kan påverka konkurrensförutsättningarna:

- Fördelningen av kostnad för nätförstärkning är ett sådant exempel. En norsk producent betalar idag inte för den förstärkning som behövs i det befintliga maskade¹ nätet. En svensk producent betalar sin kundspecifika kostnad för detta.
- Den norska begränsningen för ägarskap innebär att del av den beräknade potentialen för norsk vattenkraft (ca 4 TWh) endast kan byggas ut av norsk offentlig ägare.

Principer för kostnadsfördelning (producent/kundkollektiv) av nätkostnader bör harmoniseras.

Elcertifikatsystemet kan inte utgöra grund för att ändra norsk lag där ägandeskapet av produktionsanläggningar regleras, men anpassningar skulle kunna göras för vad som ska vara certifikatberättigat. Energimyndigheten anser dock att en sådan begränsning i ägarskap för vattenkraft skulle skapa ett avsteg från principen om teknikneutralitet och skulle minska möjligheten att nå de kostnadsfördelar ett gemensamt system ger. En gemensam elcertifikatmarknad ska bidra till att sänka kostnaderna för att nå uppsatta mål. Att införa en

¹ Ledningarna är ihopkopplade på flera ställen så att elen har flera vägar att gå (SvK)

storleksbegränsning för vilken vattenkraft som berättigar till elcertifikat skulle leda till att målet nås till en högre kostnad än utan sådan begränsning (i och med den norska vattenkraftens relativt låga kostnadsläge.) Energimyndigheten anser därför att konsekvenserna av begränsningen av ägandet av norsk vattenkraft bör accepteras.

Övriga stödsystem för förnybar elproduktion, t ex det svenska pilotstödet, innebär stöd till teknikutveckling och fungerar därför parallellt med elcertifikatsystemet. Det är fortsatt viktigt att stimulera till teknikutveckling. En öppenhet och information mellan länderna kring svenska och norska forskningsmedel bör gälla. Om ett gemensamt elcertifikatsystem mellan länder ska kunna uppnås måste vissa skillnader accepteras.

Snabbt beslut kring ett gemensamt system

Det som utifrån ett investerarperspektiv främst karakteriserar ett elcertifikatsystem jämfört med ett fastprissystem är osäkerheten om framtida priser. Ett gemensamt certifikatsystem med Norge upplevs av de flesta aktörer som positivt. Dock omgärdas en sådan förändring av osäkerheter, särskilt på kort sikt. Det är därför viktigt att informera om hur utökningen och övergången planeras att genomföras. Det finns annars en risk att vissa investeringar skjuts på framtiden och att utbyggnaden av förnybar elproduktion stannar upp. Osäkerhet kring utvidgningen bedöms ge en påverkan främst i Norge.

Hur ska den tillkommande produktionen fördelas mellan länderna i rapporteringen av förnybardirektivet?

Enligt direktivet kan den elproduktion från förnybara energikällor som tillkommer genom ett gemensamt elcertifikatsystem beaktas vid beräkning av det nationella åtagandet. En fördelningsnyckel kan användas för att omfördela erhållna ökningar vid beräkning av det nationella åtagandet i förnybardirektivet. Att ta fram en fördelningsnyckel innebär att identifiera hur stora ökningar som har skett i deltagande länder, och att komma överens om hur ökningarna ska fördelas. Nivån på ökningar, och hur ökningarna fördelas mellan deltagande länder, kan erhållas genom att studera utfärdade elcertifikat till nyetablerade anläggningar i respektive land. Vid ett gemensamt elcertifikatsystem där Sverige och Norge antar samma ambitionsnivå bör erhållna ökningar fördelas lika mellan länderna, oavsett var produktionen har byggts. Principen om hur erhållna ökningar ska fördelas bör ingå i den slutgiltiga överenskommelsen om ett gemensamt elcertifikatsystem.

Ska fler länder kunna ansluta till elcertifikatsystemet?

Om ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge genomförs, och om det fungerar som planerat, bör det vidare arbetet kring samarbetsmekanismerna i förnybardirektivet inriktas på att få med ytterligare länder. Om inte ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge genomförs bör arbetet riktas in på att undersöka förutsättningar för ett gemensamt system med något annat land.

Parallellt är det viktigt för Sverige att följa, och aktivt delta i, det arbete som idag bedrivs gemensamt inom EU.

Tillståndprocesser, begränsningar kan ge konsekvenser

Det kommer att bli viktigt att följa hur tillståndprocesserna samt hur regler och hantering kring nätutbyggnaden fortlöper i de båda länderna. Dessa processer behöver följas kontinuerligt. Bättre fungerande process i ett av länderna skulle kunna stimulera det andra landet till förbättringar. Det måste dock bedömas som mycket svårt att uppnå full konkurrensneutralitet på detta område. Vindkraftsutbyggnaden är viktig men även fortsättningsvis kommer utbyggnad att behöva vägas mot andra samhällsintressen.

Eftersom det bedöms finnas gott om vindkraftpotential i båda länderna till en kostnad på omkring 65-70 öre/kWh bör marginalkostnaden för elcertifikat inte påverkas alltför mycket om vindkraftsutbyggnadstakten (av någon anledning, exempelvis tillståndprocesser) begränsas i bara ett av länderna. Det finns dock en risk att marginalkostnaden kortsiktigt kan bli hög. Begränsningen kan i sådana fall leda till kortvarigt högre elcertifikatpris. På längre sikt utgör inte utbyggnadsbegränsningen i ett av länderna något hinder, i detta fall, eftersom den gemensamma potentialen är stor.

Nätutbyggnad behövs

Nätutbyggnad är centralt för utbyggnaden av den förnybara elproduktionen och kommer att behöva genomföras även om inte ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem realiserar. Stamnätsutbyggnad kommer att bli viktig för exporten av den nordiska elen till kontinenten. Även utbyggnad av nät på lägre spänningsnivåer kommer att behövas. Det kan uppstå trappstegseffekter när befintliga nät till att börja med kan klara en viss mängd tillkommande produktion.

Kommande kontrollstation blir viktig

Utvecklingen inom en eventuell gemensam elcertifikatmarknad behöver följas upp gemensamt med Norge i kommande kontrollstation. Klarar marknaden att hantera den gemensamma ambitionen och fungerar utvecklingen som planerat? Fungerar tillståndsgivningen för elnät och etablering av produktionsanläggning utan flaskhalsproblem? Hur utvecklas elanvändningen? Behöver åtgärder genomföras för att förbättra funktionen i elcertifikatsystemet? Ska kostnaden fördelas på fler kunder?

Om kostnaden i senare kontrollstation bedöms som orimligt hög på grund av brist på tillkommande produktion, ökade kostnader för förnybar produktion eller förändring av elanvändningen kan det bli aktuellt att göra en avvägning mellan kostnader och ambition. Det kan i samband med kommande kontrollstation också analyseras om ytterligare land kan ansluta till systemet.

Processerna för utbyggnad och anslutning av den förnybara elproduktionen kommer att behöva följas kontinuerligt, även mellan kontrollstationerna.

2 Inledning och Bakgrund

Energimyndigheten har sedan hösten 2009 arbetet med en översyn av elcertifikatsystemet med anledning av förslaget om att höja ambitionen i systemet till "i nivå med 25 TWh". Uppdraget består av flera delar. Hittills har fyra rapporteringar gjorts; förslag till en ny kvotkurva, konsekvenser för elkunden till följd av den höjda ambitionen, möjligheter och begränsningar med att använda mekanismen för samarbete som definierats i EU:s förnybarhetsdirektiv, åtgärder som kan sänka kostnaden för elkunden.

De delar som återstår i översynen av elcertifikatsystemet är en analys av konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad med Norge och ett uppdrag kring regelförenkling. Dessa delar rapporteras samtidigt i september 2010, men i olika rapporter.

I denna rapport beskrivs konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad med Norge.

Uppdraget har genomförts i samråd med Konjunkturinstitutet.

2.1 Uppdraget

Direktivet om främjande av användningen av förnybar energi (2009/28/EG) möjliggör för medlemsstaterna att samordna sina nationella stödsystem. En gemensam elcertifikatmarknad med Norge är ett exempel på ett sådant gemensamt stödsystem.

Energimyndigheten ska analysera möjligheter och begränsningar när det gäller elcertifikatsystemets utvidgning till att omfatta Norge och eventuellt även ytterligare länder. Utformningen och konsekvenserna av en gemensam marknad ska analyseras. Nödvändiga ändringar i det svenska regelverket ska redovisas. Energimyndigheten ska beakta vilka nationella bestämmelser om elcertifikat som måste eller bör vara samordnade för en välfungerande och stabil marknad, och om det finns nationella skillnader som inte bedöms vara förenliga med detta. I sådana fall ska förslag till förändringar ges. Potentialer och kostnader för ny produktion i de båda länderna samt kvotens utveckling över tiden ska analyseras. Kortsiktiga konsekvenser för den svenska marknaden och dess aktörer, i samband med en utvidgning, ska identifieras.

Utgångspunkten för arbetet är den så kallade avsiktsförklaringen från den 7 september 2009. Genom den "tas sikte på att etablera en gemensam elcertifikatmarknad från den 1 januari 2012. Norge är inställt på att anta ett lika ambitiöst åtagande som Sverige, räknat från den tidpunkt som den gemensamma marknaden startar. En gemensam elcertifikatmarknad bör vara teknikneutral och

i linje med den nuvarande svenska. Den stora satsningen på förnybar energi kräver omfattande utbyggnad av elnäten i Norden. Ministrarna lägger stor vikt vid det nordiska samarbetet och både Sverige och Norge ska bidra till att viktiga överföringsförbindelser kommer på plats för att säkra utbyggnaden."

2.2 Slutsatser från redovisningen i maj 2010

Den mest långtgående samordningen av de tre mekanismerna i direktivet om förnybar energi utgörs av det gemensamma stödsystemet. Flera parametrar i konstruktionen av systemet måste förhandlas fram till ett avtal. Förutom de designmässiga frågor som behöver avtalas om mellan länderna behöver det avtalas om hur det förnybara värdet som skapas av systemet ska fördelas.

Enligt direktivet kan länderna redovisa en avtalad fördelning av det gröna värdet kopplat till ett gemensamt stödsystem på två sätt. Antingen genom att göra en *överföring i statistiken* av de angivna mängderna förnybar energi från en medlemsstat till en annan i enlighet med artikel 6, eller genom att fastställa en *fördelningsnyckel* som godkänts av de deltagande medlemsstaterna och som fördelar mängden av energi från förnybara källor mellan de deltagande medlemsstaterna.

De möjligheter som kan finnas genom att skapa ett gemensamt stödsystem bedöms vara en effektivare marknad, en elcertifikatmarknad med högre likviditet. Ett gemensamt stödsystem skulle också kunna bidra till att de nationella åtagandena nås till en lägre kostnad samt till att skapa intresse för elcertifikatsystemet som styrmedel.

Innan en utvidgning kan ske behöver en rad frågor lösas i en överenskommelse mellan Norge och Sverige. Länderna behöver också acceptera att produktionen kommer att hamna i det land där investerarna anser att det finns bäst förutsättningar för att bygga och driva anläggningar. Från svensk sida är det också angeläget att analysera konsekvenserna för det svenska elcertifikatsystemet av en utvidgning, bl.a. effekterna på elcertifikatpriset.

Ett eventuellt avtal om ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem kan komma att beröra ländernas användning av övriga samarbetsmekanismer (avtal om statistik och avtal om projekt). Energimyndigheten anser därför att Sveriges strategi bör koordinera förhandlingsarbetet för ett gemensamt elcertifikatsystem med den övriga inriktningen för samarbetsmekanismerna.

2.3 Energimyndighetens slutsatser från förra utredningen om ett gemensamt elcertifikatsystem (2004/2005)

Energimyndighetens övergripande slutsatser från den förra utredningen, som genomfördes år 2004/2005, beskrivs i rutan nedan.

Idag är den politiska tidshorisonten längre än den var vid förra översynen.

Systemet är nu förlängt till år 2035, jämfört med 2010 som vid förra översynen.

Bedömningen avseende havsbaserad vindkraft i svenska vatten är idag en annan och det produktionsslaget bedöms inte komma in i elcertifikatsystemet utan extra stöd. Bedömning avseende den landbaserade vindkraften har också ändrats.

Kostnaden för denna bedöms idag inte vara lägre i Norge utan ungefär densamma i båda länderna. Det politiska arbetet är idag mer långt gånget i och med den överenskommelse som gjordes hösten 2009 om ett gemensamt system och de efterföljande förhandlingarna.

Slutsatser från 2004/2005:

Samma mål och syften men utifrån ett bredare geografiskt perspektiv

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

Varför utvidga elcertifikatmarknaden till fler länder?

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

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

- En utvidgad elcertifikatmarknad kräver vissa anpassningar för att uppnå en väl fungerande marknad, måluppfyllnad och acceptans i samhället.
- Energimyndigheten anser att följande faktorer *måste samordnas* mellan länderna: att systemet är kvotpliktsbaserat, att kvotplikten är på användarsidan, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktig kvotsättning, kvotpliktsavgiften, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, att registerfunktionen är sammanlänkad, samt att utträde från marknaden är reglerat.
- Energimyndigheten anser att ländernas ambitionsnivå och kvoter bör fastställas så att en stabil prisbildning på den gemensamma marknaden uppnås. Genom att kraftiga förändringar av prisbildningen undviks, så skapas stabilitet och förutsägbarhet på den ursprungliga marknaden, vilket stärker

tilltron till systemet och skapar förutsättningar för långsiktiga investeringar. Energimyndigheten ger förslag på en modell för att ringa in ett intervall av rimliga ambitionsnivåer. Energimyndigheten anser att det tillkommande landet inom detta intervall själv bör fastställa sin exakta ambitionsnivå.

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

- De långsiktiga strukturella effekterna på investeringar och prisbildning beror av den samlade ambitionsnivån på den gemensamma marknaden samt de enskilda ländernas produktionsförutsättningar. Energimyndigheten har låtit genomföra modellberäkningar för att illustrera dessa effekter.
- Beräkningsexemplet med den lägre samlade ambitionsnivån (21 TWh för Sverige, 10 TWh för Norge) tyder på att mer elcertifikatberättigad produktion sannolikt hamnar i Norge (vatten och vind) än i Sverige. Elcertifikatpriserna blir låga eftersom den ”billiga” elproduktionen räcker för att uppfylla målen.
- Beräkningsexemplet med den högre samlade ambitionsnivån (21 TWh för Sverige, 20 TWh för Norge) antyder att Sverige kommer att producera mer förnybar el som berättigar elcertifikat än Norge eftersom svensk havsbaserad vindkraft och biobränslekraft kommer att vara billigare än de dyrare alternativen av norsk vindkraft (all norsk vindkraft förutsattes vara land- eller kustbaserad, inte havsbaserad). Elcertifikatpriserna blir högre när dyrare produktion krävs.

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

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

2.4 Vad har hänt sedan 2004/2005?

Sedan förra översynen (2004/2005) har elcertifikatsystemet verkat, utvecklats och förändrats. Miljöbonusen har fasats ut som stöd. EU:s förnybartdirektiv med samarbetsmekanismer har antagits. Frågan om ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge har åter aktualiserats. En avsiktsförklaring mellan ansvariga ministrar har lämnats den 7 september 2009. Den politiska inriktningen är att få ett gemensamt elcertifikatsystem mellan de båda länderna.

2.5 Rapportens upplägg

- I kapitel 3 beskrivs utgångsläget i de båda länderna, bland annat beskrivs potentialerna och kostnaderna för förnybar elproduktion.
- I kapitel 4 beskrivs konkurrensförutsättningarna, ambitionen för de båda länderna och hur det gemensamma systemet bör utformas.

- I kapitel 5 och 6 beskrivs långsiktiga- respektive kortsiktiga konsekvenser av en gemensam marknad.
- I kapitel 7 beskrivs kopplingen mellan ett utökat elcertifikatsystem och samarbetsmekanismerna i förnybartdirektivet.
- I kapitel 8 redovisas slutligen de författningsförändringar som ett gemensamt elcertifikatsystem kräver.

3 Utgångsläget

- Sveriges kvotkurva är utformad för att stimulera utbyggnad av 13,2 TWh förnybar elproduktion för perioden 2012 till 2020. Vid en gemensam elcertifikatmarknad med Norge från 1 januari 2012 är den gemensamma ökningen dubbelt så stor, 26,4 TWh.
- Det finns potential för utökad biobränslekraft i framförallt Sverige, utökad vattenkraft i framförallt Norge samt potential för vindkraftsproduktion i båda länder.
- Tillståndprocesserna i de båda länderna har både likheter och olikheter. Eftersom den norska energimyndigheten hanterar tillstånden både för etablering av produktionsanläggning och för nät finns här en bättre överblick. I Sverige är processerna delade mellan flera myndigheter.
- Idag möts producenter i Norge och Sverige av olika principer för fördelning av nätförstärkningskostnader.

3.1 Kort om förutsättningarna i de båda länderna

I Sverige reformerades elmarknaden 1996 medan det i Norge skedde redan 1991. Detta innebar att elhandel och elproduktion blev konkurrensutsatta marknader. Tidigare regler som hindrade handel med el avskaffades medan nätverksamheten förblev ett reglerat monopol. Priset på el ska bestämmas utifrån utbud och efterfrågan och kunden kan idag själv välja den elleverantör inom det egna landet som passar kunden bäst. Elmarknaden har integrerats allt mer mellan de nordiska länderna (bortsett från Island) och den svenska elmarknaden ska snarare ses som en del av en gemensam nordisk marknad mer än en inhemsk elmarknad. Fortfarande är dock aktörerna i respektive land föremål för inhemsk reglering och tillsyn.

Elmarknaden består av elproducenter, elhandlare, nätbolag och slutanvändare. Handel med el sker antingen genom att elhandlare köper el via den gemensamma nordiska elbörsen, Nord Pools elspotmarknad, eller direkt av elproducenterna genom egna avtal, så kallad bilateral handel. Den säljs sedan vidare till de olika slutanvändarna. Den fysiska handeln av el på Nord Pool uppgår till omkring 70 procent av all elhandel i Norden².

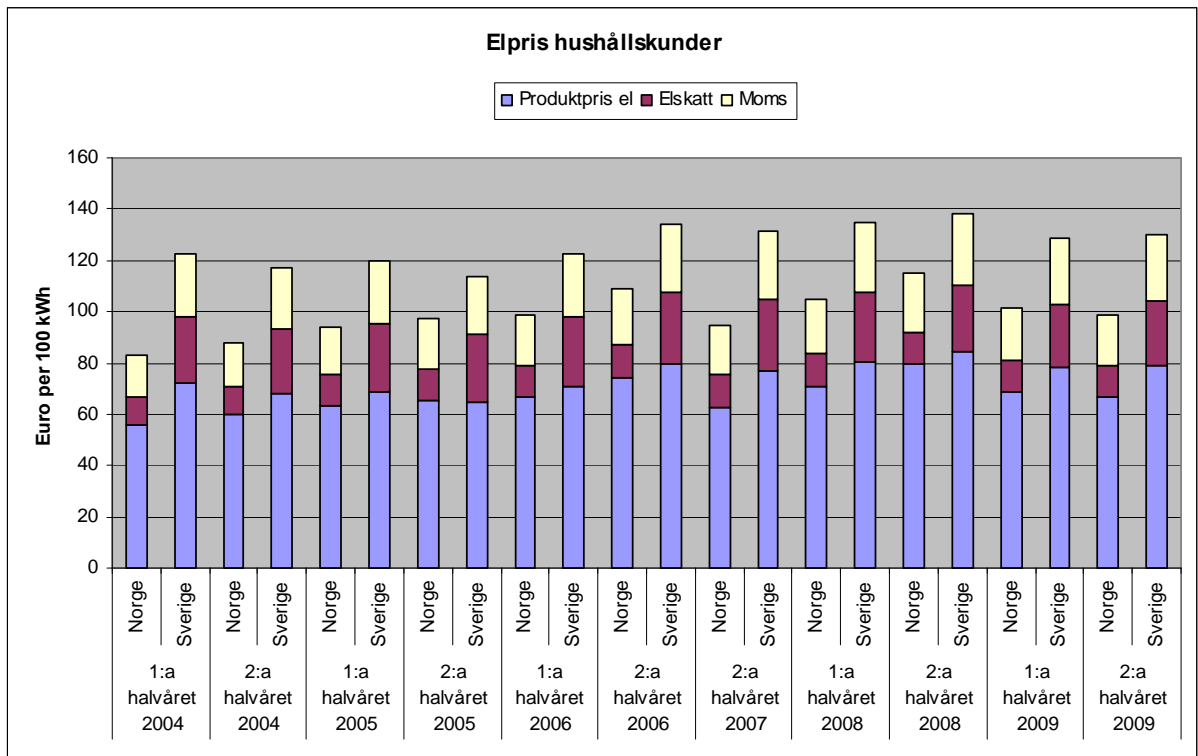
² Report on regulation and the electricity market (NVE juni 2009)

Företagen på elmarknaden är till stor del vertikalt integrerade vilket innebär att de kontrollerar verksamheter både inom elproduktion och elhandel. De tre stora kraftföretagen i Sverige, Vattenfall, E.ON och Fortum dominerar elproduktionen. När elmarknaden avreglerades stod sju företag för 90 procent av elproduktionen. År 2008 stod dessa tre företag för sammanlagt 85 procent av Sveriges elproduktion, en andel som varit i stort sett oförändrad under de senaste åren. Vattenfall är det största elhandelsbolaget med 30 procent av slutkundsmarknaden, följt av E.ON och Fortum med tolv respektive åtta procent.

I Norge finns det knappt hundra elleverantörer där de tre största står för 32 procent av den el som hushållen konsumerar. De flesta företagen ägs av staten eller av kommuner och fylken. Statkraft SF är Norges största kraftproducent med cirka 40 procent³ av den samlade produktionskapaciteten.

Priset kunderna betalar för el består av flera komponenter; elenergi, nätagift, skatter och i Sverige av ett elcertifikatpris. Det sammanlagda priset varierar beroende på kundtyp och var i landet man bor. Exempelvis betalar elkunder i norra Sverige lägre skatt medan elkunder i norra Norge inte betalar moms. Hushållskunder betalade i Sverige år 2007 25,65 öre/kWh i skatt och 25 procent i moms och i Norge 10,23 öre/kWh i skatt och 25 procent i moms.

³ Muntligt NVE (september 2010)



Figur 1 Halvårsgenomsnittligt elpris för hushållskunder med en elförbrukning över 20 000 kWh/år varav 15 000 kWh under nattetid (t.o.m. 2006) eller > 15 000 kWh/år (fr.o.m. 2007). Första halvåret 2007 saknas. Priserna uttrycks i Euro/100 kWh för att förenkla en jämförelse mellan länderna.

Figuren ovan visar att norska hushåll (villor med eluppvärmning) har haft ett generellt sett lägre totalt elpris under åren 2004-2009 än motsvarande svenska hushåll. Det underliggande priset på el skiljer sig inte stort mellan länderna, utan skillnaden utgörs av skatter och moms. Elanvändningen per invånare är betydligt högre i Norge än i Sverige.

Medan priserna på börsen varierar kraftigt under året och mellan åren så har konsumentpriserna varit mer stabila. Norge har i genomsnitt sedan 1999 haft lägre elpriser än Sverige för stor industri och större hushållskunder medan Sverige har haft lägre priser för mindre hushållskunder. Under perioden mellan 1998-2001 var tillgången på vattenkraft riklig vilket har resulterat i låga elpriser. Priserna har sedan höjts på grund av låga nivåer i vattenmagasinen. Under första halvåret 2009 var priserna för både norska och svenska hushållskunder nära genomsnittet för EU-27, vilket innebär att de svenska priserna var de nionde högsta och de norska elfte högsta för EU+EFTA-länderna. Bara industrin i Estland och Bulgarien hade lägre elpriser än den svenska industrin, som också är i princip helt befriad från skatter och avgifter på el. Sex länder hade lägre elpriser för industrin än Norge⁴.

⁴ Eurostat, Data in Focus 48/2009, Electricity prices for first semester 2008

3.1.1 Tabell över förutsättningar

Åren har valts för att möjliggöra jämförelse mellan länder.

Tabell 1 Förutsättningar i Sverige och Norge

Förutsättning	Sverige	Norge
Befolkning	9,3 miljoner (SCB 28 feb 2010)	4,9 miljoner (4 887 308 personer, SSB 23 april 2010)
Förnybar elproduktion	Omkring 53 % ⁵ .	Omkring 99 % ⁶ .
Produktion av el från		
- <i>vattenkraft</i>	Varierar stort beroende på tillgången (mellan 51 och 78 TWh). År 2007 var produktionen 65,6 TWh ⁷ .	Har varierat mellan 105 TWh och 142 TWh. År 2007 var produktionen 135 TWh.
- <i>vindkraft</i>	1,4 TWh (2007) (2,5 TWh (2009))	0,9 TWh (2007)
- <i>biobränslen</i>	Omkring 9,2 TWh ⁸	-
Total slutlig elanvändning	145,4 TWh ⁹ (2006), varav 97,1 TWh ¹⁰ kvotpliktig elanvändning.	108 TWh ¹¹ (2006)
Elanvändning per invånare	16 018 kWh	24 295 kWh ¹²
Trender i elanvändningen	I genomsnitt ökade elanvändningen i Sverige med 5 % per år 1970 – 1987. Därefter har ökningstakten dämpats till cirka 0,2 % i genomsnitt ¹³ .	Elanvändningen ökade till och med 2001, men gick ned under den ansträngda elsituationen vintern 2002/2003. Under perioden 2001-2006 har elanvändningen planat ut.
Elanvändning i bostads- och servicesektorn¹⁴	52 % av total elanvändning (IEA, 2007)	52 % av total elanvändning (IEA, 2007)
Total slutlig energianvändning	613 TWh (2008)	228 TWh (2008) ¹⁵

⁵ Baserat på Energiläget 2009 och Fakta och siffror Energiläget 2009; uppgiften att 70 % av insatt bränsle för el producerad i förbränning är förnybart. Endast en överslagsberäkning då effekten troligen skiljer mellan fossilt och förnybart bränsle. Andelen blir istället 48 % om bränslet i kraftvärmeverk och industriellt mottryck är 100 % fossilt och 58 % om det är 100 % förnybart.

⁶ Norges vassdrags- og energidirektorat och SSB, Energistatus 2008.

⁷ Energiläget 2009

⁸ Se fotnot 1.

⁹ Inklusive distributionsförluster.

¹⁰ Elcertifikatsystemet 2009

¹¹ Oklart om detta är inkl eller exkl distributionsförluster

¹² Ssb (IEA)

¹³ Energiläget 2009

¹⁴ Sektorerna Residential och Commercial and Public services, IEA 2007

¹⁵ ssb.no

Förutsättning	Sverige	Norge
Andelen energi från förnybara energikällor av den totala slutliga energianvändningen	44 % (2008)	Omkring 45 – 50 % ¹⁶ (2006)
Mål enligt förnybarhetsdirektivet (2009/28/EG), uttryckt i andel energi från förnybara energikällor av den totala slutliga energianvändningen	49 % (50% nationellt mål)	Förhandlingar pågår med EU om ett mål för Norge.
Stödsystem för förnybar elproduktion	Elcertifikatsystemet	Planer på ett gemensamt elcertifikatsystem med Sverige. Sedan tidigare finns investeringsstöd till vindkraft, vågkraft och andra förnybara tekniker.
Andra styrmedel	<p>El- och fjärrvärmesektorn omfattas av handeln med utsläppsrätter.</p> <p>Koldioxidskatt för fjärrvärmeproduktion (lägre om man ingår i ETS)</p> <p>Möjlighet till stöd för utveckling och demonstration</p>	<p>El- och fjärrvärmesektorn omfattas av handeln med utsläppsrätter.</p> <p>Investeringsstöd för värme, energieffektivisering och ny teknik.</p>
Elpris inkl. skatter/moms¹⁷	<p>Hushåll > 15 000 kWh: 129 öre/kWh</p> <p>Industri (20 – 70 GWh/år): 66,7 öre/kWh</p> <p>Industri (70 – 150 GWh/år): 64,5 öre/kWh</p>	<p>Hushåll > 15 000 kWh: 86,2 øre/kWh</p> <p>Industri (20 – 70 GWh/år): 59,8 øre/kWh</p> <p>Industri (70 – 150 GWh/år): 42 øre/kWh</p>

¹⁶ Beräkning utifrån statistik om produktion och användning, Energistatus 2008. Beror bl.a. på om ”ved, avlut” räknas som förnybart bränsle.

¹⁷ Eurostat, genomsnitt för åren 2007-2009. För Norge saknas första halvåret 2007 i beräkningen av genomsnittet

3.2 Gemensam ambitionsnivå

Sveriges mål är att öka den förnybara elproduktionen till cirka 25 TWh till år 2020 jämfört med 2002 års nivå. I maj 2010 beslutade riksdagen i enlighet med regeringens proposition "Höjt mål och vidareutveckling av elcertifikatsystemet"¹⁸ om att justera kvoterna för år 2013 till och med år 2030, och nya kvoter för år 2031 till och med år 2035 för att uppnå en ökning av den förnybara elproduktionen. De kvoter som nu gäller ökar successivt under år 2013 till år 2020 för att motsvara den utbyggnadstakt som krävs för att nå målet.

Till och med år 2008 har den elcertifikatberättigade elproduktionen ökat med 8,5 TWh jämfört med år 2002. Mellan åren 2009 och 2013 gör Energimyndigheten bedömningen att 6,3 TWh ny förnybar elproduktion kommer att tillkomma. Resterande 10,2 TWh som återstår för att nå målet, har vid utformning av kvotkurva fördelats jämnt mellan år 2014 till och med år 2020. Ökningen motsvarar då 1,46 TWh/år.

Sveriges kvotkurva är konstruerad för att stimulera utbyggnad av 13,2 TWh under perioden 2012 till 2020. Till utgången av år 2011 bedöms den elcertifikatberättigade elproduktionen ha ökat med 11,8 TWh jämfört med år 2002. Kvarvarande 9 år till år 2020 kräver en utbyggnad på 13,2 TWh¹⁹ för att målet 25 TWh ska nås.

Vid en gemensam elcertifikatmarknad med Norge från den 1 januari 2012 är den gemensamma ökningen 26,4 TWh. Med utgångspunkt från överenskommelsen om principerna för en gemensam elcertifikatmarknad där Norge antog ett lika ambitiöst åtagande som Sverige blir även Norges bidrag för perioden 2012 till 2020 i nivå med 13,2 TWh.

3.2.1 Allmänt om överskott och Sveriges kvoter

Erfarenheter har visat att ett överskott på elcertifikat är viktigt för att balansera utbud och efterfrågan i elcertifikatsystemet då det finns flera parametrar förutom utbyggnaden av nya anläggningar som påverkar den förnybara elproduktionen. Exempel på detta är temperatur, nederbörd, vindtillgång, elbalans, elpris och elcertifikatpris. Överskottet av elcertifikat behövs också då alla elcertifikat som finns på marknaden inte är handlingsbara²⁰. Att alla elcertifikat på marknaden inte finns tillgängliga kan bero på en rad olika faktorer såsom företagspolicy, strategiska beslut och systemets konstruktion och funktion.

Om utbudet på elcertifikat är detsamma som efterfrågan är det generellt brist på elcertifikat, eftersom några aktörer inte säljer sina certifikat utan inväntar högre

¹⁸ Regeringens proposition 2009/10:133 Höjt mål och vidareutveckling av elcertifikatsystemet

¹⁹ Ökningen t.o.m. 2012 på 11,8 TWh subtraheras från målnivån 25 TWh: $25 - 11,8 = 13,2$

²⁰ ER 2009:29 Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m.

priser. Om det inte skulle finnas något överskott på elcertifikat skulle risken för kraftiga prisstegringar och ett volatilt pris vara stort, vilket inte är önskvärt då det sprider en stor osäkerhet på marknaden.

Från starten av det svenska elcertifikatsystemet har det byggts upp ett ackumulerat överskott av elcertifikat, dvs. antalet utfärdade certifikat överstiger antalet annullerade certifikat. Under de första åren (2003-2005) översteg antalet årligen utfärdade certifikat de årligen annullerade certifikaten, vilket ledde till att ett överskott byggdes upp. Orsaken till detta var en snabb och kraftig utbyggnad inom befintliga anläggningar. Under åren 2006-2009 har antalet utfärdade elcertifikat varit något lägre än de årligen annullerade certifikaten, men för de flesta av dessa år har det varit relativt nära balans mellan utfärdade och annullerade certifikat. På grund av att den kvotpliktiga elanvändningen de senaste åren har varit lägre än prognostiserat värde har det ackumulerade överskottet endast minskat något sedan 2005. Ackumulerade överskottet 2003-2009 uppgår till motsvarande ca 5 TWh.

Det finns två primära faktorer som påverkar hur överskottet förändras i framtiden. Det ena är att kvotplikten eller den förnybara elproduktionen inte blir enligt prognos och det andra är att marknaden skapar ett överskott. Det historiska överskottet tas bort genom att kvoten höjs ordentligt år 2013 och 2014 och det är de svenska elkunderna som betalar för det. Hur överskottet utvecklas i framtiden går inte att förutsäga med säkerhet på grund av osäkerheter i prognoser. Den prognos som presenteras i rapporten "Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m."²¹ indikerar att överskottet är cirka 8 miljoner elcertifikat år 2012.

Sveriges nya kvoter höjs extra kraftigt för åren 2013 och 2014 för att sänka överskottet på elcertifikat till en nivå på cirka 15-20 procent av efterfrågan. I och med att marknaden behöver och efterfrågar ett visst överskott reduceras överskottet inte till noll. Åren därefter fram till år 2020 sker en successiv höjning av kvoten motsvarande den utbyggnadstakt som krävs, och med hänsyn till den produktion som fasas ut ur systemet. Från år 2021 och framåt sker en nedtrappning av kvoten i förhållande till den produktion som fasas ut så att antalet elcertifikat på marknaden blir noll år 2035. I och med att hänsyn har tagits till överskottet när de nya kvoterna fastställdes ska överskottet inte räknas av för att beräkna Sveriges ökning för perioden 2012 till 2020.

3.3 Kostnader och potentialer

I Energimyndighetens uppdrag ingår att analysera vilka effekter en utvidgning av elcertifikatsystemet skulle ha på kostnaderna för kvotpliktiga elanvändare och för lokalisering av förnybar elproduktion, att beskriva och analysera potentialer och kostnader för ny produktion i respektive land, kvotens utveckling över tiden m.m. Som underlag för analysen har liksom i tidigare rapporter modellen MARKAL-

²¹ ER 2009:29 Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet m.m.

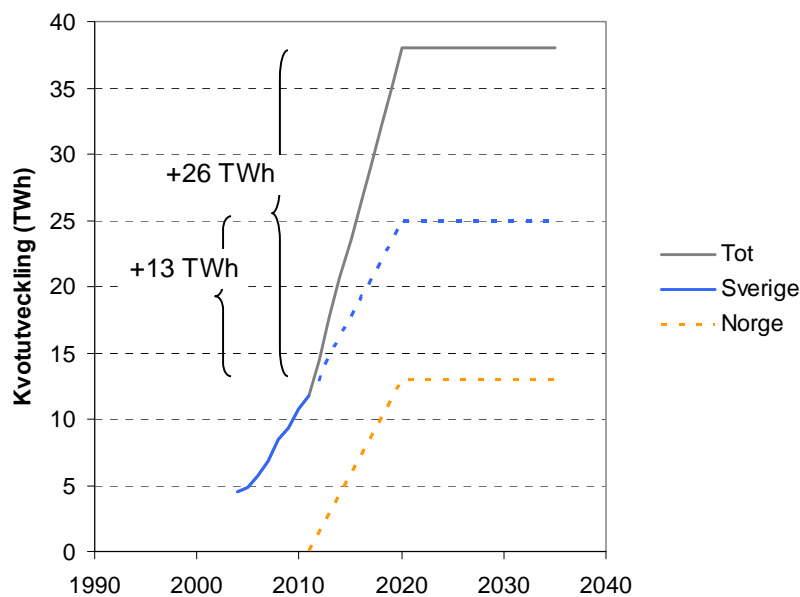
NORDIC använts. I allt väsentligt överensstämmer beräkningsförutsättningarna i denna studie med det som antogs under arbetet med Långsiktsprogno 2008 samt etapp I och II av Profus elcertifikatanalyser²² gjorda på uppdrag av Energimyndigheten 2009. I detta uppdrag har kostnadsbilden för flera förnybara kraftslag dock uppdaterats och grundfallet utgörs av ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem.

Viktigt att påpeka är att modellberäkningarna endast utgår från kostnadsbild och teknisk potential för de olika kraftslagen. Modellen antar perfekt fungerande marknader. Omständigheter som tillståndsregler, miljöprövning, lokal opinion etc. — som alla är viktiga faktorer för vad som faktiskt kommer att byggas — hanteras inte i modellberäkningarna. Modellberäkningarna behöver kompletteras med bedömningar över dessa faktorer. I detta kapitel ingår därför också skrivningar kring tillståndsprocesserna för etablering av vindkraft.

3.3.1 Kvotstorlekens utveckling

I MARKAL-beräkningarna pågår ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem under perioden 2012-2035. Ett centralt antagande är att den svenska utbyggnaden på ca 13 TWh mellan 2012 och 2020 motsvaras av ett lika stort åtagande i Norge. Totalt ökar därmed förnybar elproduktion i Sverige och Norge med ca 26 TWh mellan 2012 och 2020. Under perioden 2009-2011 har bedömningen gjorts att drygt 3 TWh tillkommer i Sverige och omkring 1-2 TWh i Norge. Sammantaget får vi alltså en ökning av förnybar el i Sverige och Norge på omkring 31 TWh (26+3+2) mellan 2009 och 2020.

²² Profu etapp I: Rapport till Energimyndigheten, Dnr 17-09-3208, September 2009. Profu etapp II: Rapport till Energimyndigheten, Dnr 17-09-3606. December 2009.



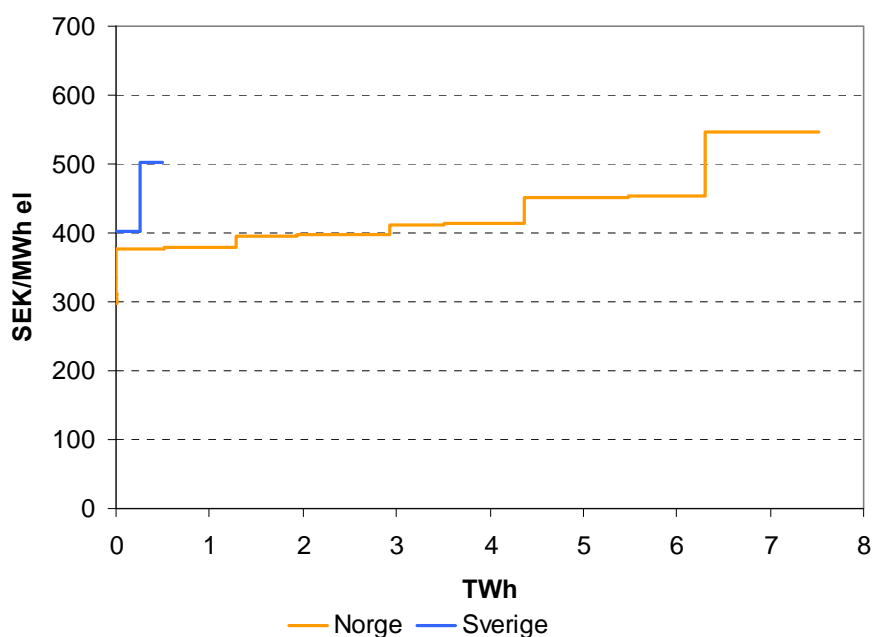
Figur 2 Den antagna "kvotutvecklingen" räknat som ett produktionsmål för ny förnybar el, gemensamt elcertifikatsystem fr.o.m. 2012.

3.3.2 Kostnader och potentialer för ny förnybar elproduktion

I beräkningarna har antagits att samma sorts elproduktion är elcertifikatberättigad i Sverige som i Norge. Detta omfattar vindkraft (inklusive existerande), ny vattenkraft (även existerande småskaliga anläggningar i Sverige) samt biobränslekraft inom industri och fjärrvärme (existerande och ny). Torv ingår i systemet men inte brännbart avfall (med undantag för vissa returträbränslefraktioner). Utbudskurvorna så som de visas här tar i regel inte hänsyn till de systemeffekter som sker då man "går till höger", det vill säga längs med potentialaxeln (x-axeln). De bör därför endast ses som illustrationer till modellresultaten. Modellen inkluderar dock sådana effekter.

Vattenkraft

Här har potentialen till år 2020 i Sverige bedömts till 0,5 TWh och potentialen i Norge till 7,5 TWh.

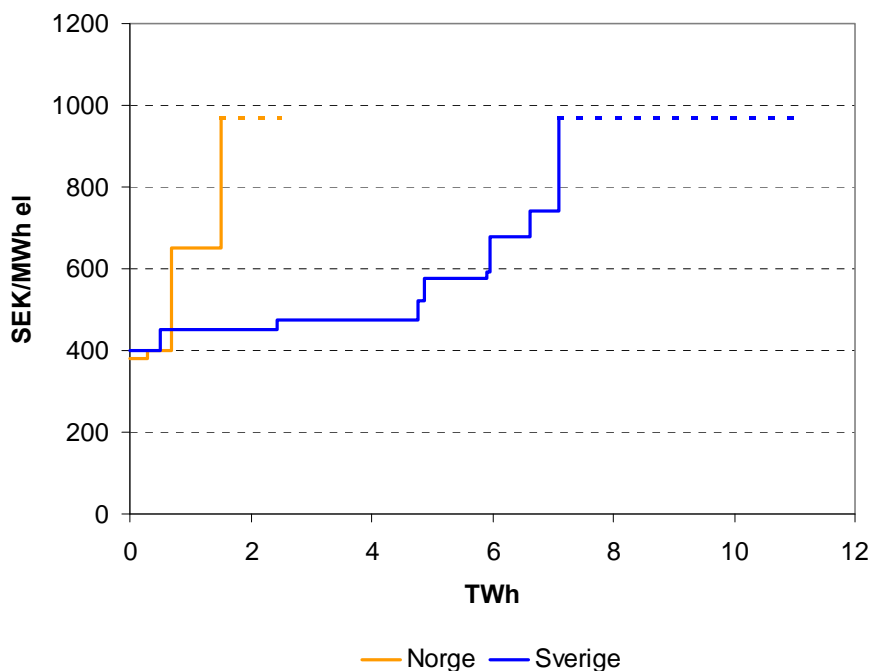


Figur 3 Potential och kostnad för ny vattenkraft i Sverige och Norge år 2020 (utöver det som var i bruk 2008).

Biobränslekraft

Viktiga begränsningar i potentialen är tillgången på biobränsle, samt fjärrvärmeunderlaget (vilket är stort i Sverige men mycket litet i Norge). Biobränslebaserad kondensproduktion antas kosta omkring 1000 SEK/MWh. I ett läge då biobränslekondens utnyttjas utgör fjärrvärmeunderlaget inte längre en begränsning. Så höga ersättningsnivåer (från elförsäljning och elcertifikatförsäljning) uppnås dock inte i denna analys.

Den svenska utbudskurvan är framtagen genom en serie modellberäkningar och inte som en "statisk" uppskattning baserad på typiska indata och utdata. Därmed speglar den svenska utbudskurvan systemdynamiken (med dyrare biobränslepriser, ändrade alternativkostnader för fjärrvärmeproduktion och ökad konkurrens från annan fjärrvärmeproduktion) som är ett resultat av att man "rör sig till höger" på x-axeln.



Figur 4 Potential och kostnad för ny biobränslekraft i Sverige och Norge år 2020 (utöver det som var i bruk 2008). Biobränslebaserad kondensproduktion indikeras med streckade linjer.

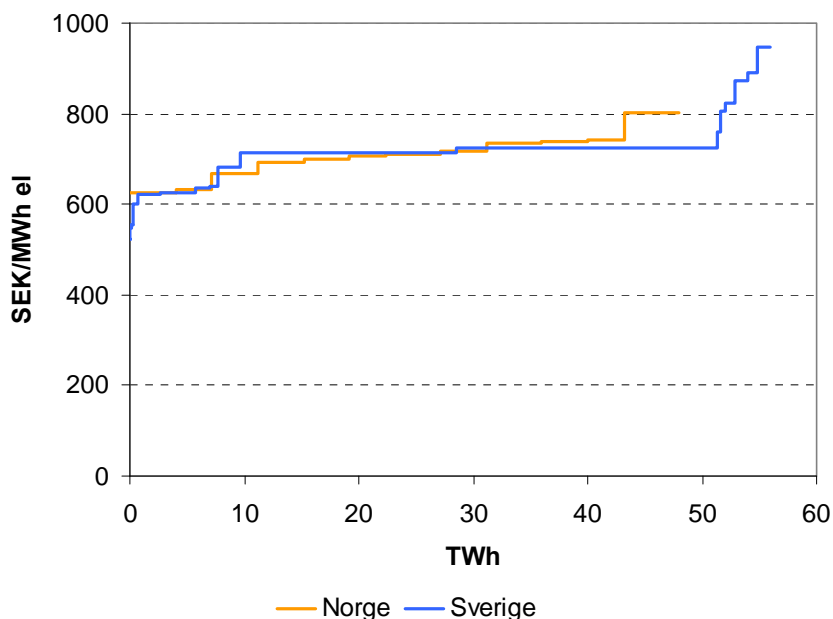
Vindkraft

Kostnaderna för ny vindkraft i Sverige grundar sig på en mycket detaljerad kartering och analys från 2008 (ELFORSK 2008, "Vindkraft i framtiden"), men investeringskostnaderna för vindkraft har justerats upp till kostnadsläget 2010. Motsvarande underlag för Norge har inte funnits tillgängligt, men nivåerna har stämts av med NVE. För Norge har antagandet gjorts att den tillgängliga potentialen är ungefär lika stor som i Sverige. Vidare har antagits att turbinkostnaden är densamma i Sverige som i Norge medan placeringsspecifika kostnadsposter (till exempel nätanslutningskostnader) kan vara olika. Baserat på dessa antaganden skiljer sig kostnaderna för ny vindkraft mycket lite mellan de båda länderna.

I Figur 5 nedan kan man se att det i båda länderna finns en stor potential för ny vindkraft till en kostnad på ca 65-70 öre/kWh el. Mot bakgrund av de osäkerheter som finns inbyggda i olika antaganden har bedömningen gjorts att skillnaderna i produktionskostnad mellan svensk och norsk vindkraft inte är tillräckligt signifikanta för att avgöra i vilket land ny vindkraft kommer att etableras. I den slutliga analysen har därför vindkraften i systemet fördelats relativt lika mellan Sverige och Norge. En mer omfattande resurskartering skulle kunna bidra till en bättre uppskattning av hur fördelningen av vindkraften ser ut mellan länderna, men är skillnaderna tillräckligt små när investeringskostnad och vindtillgång vägs samman, så kan helt andra omständigheter (ledtider, entreprenörskap, tidigare

erfarenheter, lokal acceptans med mera) fälla avgörandet för var någonstans marknadens aktörer till slut väljer att placera sina investeringar.

Som nämnts tidigare så fås i beräkningarna ett typiskt systempris på el på omkring 45-50 öre/kWh kring 2020. Detta innebär följaktligen att ingen ny vindkraft byggs ut utan extra stöd (via till exempel ett elcertifikatsystem). När elcertifikatsystemet tillkommer blir landbaserad vindkraft lönsam medan havsbaserad vindkraft förblir olönsam.



Figur 5 Potential och kostnad för ny vindkraft i Sverige och Norge år 2020 (utöver det som var i bruk 2008).

3.4 Tillstånd för vindkraftsetableringar och för nätutbyggnad – skillnader mellan Sverige och Norge

Eftersom det är vindkraften som kommer att utgöra stor del av den nya elproduktionen så beskrivs processerna kring den. I detta avsnitt beskrivs *skillnaderna* i de båda länderna när det gäller tillstånd för etablering av vindkraft och för elnätutbyggnad. I Bilaga beskrivs tillståndprocesserna i Sverige idag mer i sin helhet.

3.4.1 Processen för etablering av vindkraftsanläggning

En av de största skillnaderna mellan Norge och Sverige när det gäller processen för etablering av vindkraft, är vilka *myndigheter* som hanterar

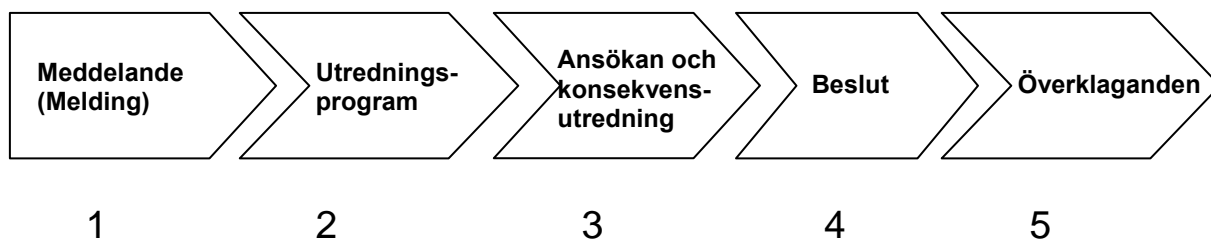
tillståndsansökningar. I Norge är handläggning av alla ärenden som rör anmälan och tillstånd för nyetableringar av vindkraft samlade hos Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE), dvs. Norges energimyndighet. I Sverige är mindre landbaserade anläggningar anmälningspliktiga till den berörda kommunen medan större landbaserade anläggningar tillståndsprövas av länsstyrelsen. Tillstånd för havsbaserade anläggningar på svenskt vatten prövas av miljödomstolen och anläggningar på internationellt vatten (i Sveriges ekonomiska zon) kräver tillstånd av regeringen. Den norska energimyndigheten har därmed en annan överblick än den svenska.

Ett ärendes gång – jämförelse mellan processerna i Norge och Sverige

För att visa på likheter och skillnader mellan den norska och den svenska tillståndsprocessen för ny vindkraft, beskrivs här översiktligt hur ett ärende som rör en större landbaserad vindkraftsanläggning handläggs i de respektive länderna. För Norges del innebär detta anläggningar med en total installerad kapacitet som överstiger 10 MW och ansluts till högspänningsnätet (> 1000 V). I Sverige definieras en stor landbaserad anläggning som två eller fler vindkraftverk som står tillsammans och som vart och ett är högre än 150 meter inklusive rotorbladen. Det är viktigt att påpeka att mycket av den vindkraft som byggs i Sverige inte når upp till den storleksklassen, och behandlas av kommunen genom anmälan enligt miljöbalken och bygglov enligt plan- och bygglagen. Hur fördelningen mellan olika storleksklasser ser ut i Norge har här inte undersökts närmare.

Norge

I Norge sker prövningen både av nätkoncession och av ett vindkraftprojekts miljökonsekvenser samlat, med utgångspunkt från nätkoncessionen. Koncessionspliktig i Norge är enligt energilagen vindkraftsanläggningar för produktion, omvandling, överföring och distribution av el med en spänning på minst 1000 volt (V). Ansökningar om att få bygga och driva vindkraftverk där strömmen ska levereras direkt till lågspänningsnätet (< 1000 V), behöver inte koncession i enlighet med energilagen. Den formella handläggningen av sådana ärenden består av en ansökan om bygglov och eventuellt ett planeringsärende i enlighet med plan- och bygglagen i den berörda kommunen. Alla vindkraftsanläggningar omfattas generellt av plan- och bygglagen. Ansvaret för att områdesplanera vilar på kommunen men verksamhetsutövare kan också föreslå en plan till kommunen för vidare behandling. I förordningen om konsekvensutredningar framgår att det dessutom måste göras en miljökonsekvensbeskrivning för vindkraftverk med en installerad effekt som överskrider 10 MW.



Figur 6 Processkarta för ett vindkraftsärende i Norge

1. Meddelande (melding)

Ett meddelande är en tidig förvarning om ett planerat projekt, och ska bidra till att ge berörda parter information om projektet samtidigt som dessa får möjlighet att yttra sig. I meddelandet ska projektören redogöra för åtgärden och ge en utförlig beskrivning av möjliga konsekvenser för omgivningen. På så sätt kan alltså ”melding” sägas motsvara det samråd som inleder en tillståndsprocess i Sverige. Ett projekt vars installerade effekt överstiger 10 MW medför krav på konsekvensutredning. Meddelandet ska innehålla ett förslag på utredningsprogram för vilka ämnesområden som projektören anser behöver utredas vidare. I Sverige är det istället länsstyrelsen som under samrådet anger inriktning och omfattning främst för miljökonsekvensbeskrivningen som ska innefattas i ansökan. Meddelandet sänds på remiss av NVE till kommunen samt berörda myndigheter och intresseorganisationer. I samband med remissförfarandet ordnar också NVE möten för berörda aktörer.

2. Utredningsprogram

Med utgångspunkt från inkomna handlingar, förslaget till utredningsprogram och egen bedömning fastställer NVE ett utredningsprogram. Utredningsprogrammet beskriver vilka områden som sökanden ska utreda närmare. Innan NVE fattar beslut om utredningsprogrammet presenteras det för Miljøverndepartementet för inhämtande av eventuella kommentarer.

3. Ansökan och konsekvensutredning

Efter genomförd konsekvensutredning kan projektören skriva en ansökan om koncession för vindkraftverket. Ansökan ska innehålla en detaljerad beskrivning av projektet och de resultat som konsekvensutredningen har kommit fram till. För den administrativa enkelhetens skull ska koncessionsansökan enligt energilagen och förslag till planläggning enligt plan- och bygglagen ske samtidigt och som en samlad ansökan som skickas dels till NVE, dels till kommunen. NVE skickar ansökan och konsekvensutredningen på remiss till relevanta remissinstanser. Kommunen har 12 veckor för att fatta beslut om förslaget till planläggning.

4. Beslut

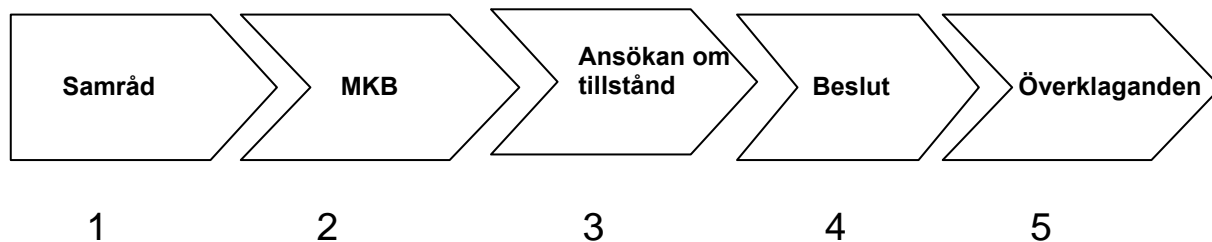
NVE kommer med utgångspunkt från utredningsprogrammet, ansökan och inkomna synpunkter göra en helhetsbedömning som ligger till grund för det slutliga beslutet.

5. Överklaganden

Överklaganden av NVEs beslut ska ställas till Olje- och energidepartementet genom NVE. NVE värderar om överklagan innehåller nya upplysningar som kan vara grund till att ändra eller upphäva beslutet. I de fall då NVE väljer att hålla fast vid beslutet, sänds överklagandena vidare till Olje- och energidepartementet för behandling.

Sverige

I Sverige har vindkraftsanläggningar delats in i olika prövningsklasser för anmälan- eller tillståndsprövning enligt miljöbalken och plan- och bygglagen. Prövningsklasserna utgår från verkens höjd, antal och placering (land- eller havsbaserad). Sedan 2009 krävs inte längre bygglov enligt plan- och bygglagen för vindkraftsanläggningar som tillståndsprövas av länsstyrelsen eller regeringen (d.v.s. stora landbaserade eller havsbaserade anläggningar). Nätkoncession prövas av Energimarknadsinspektionen. Det är som regel endast anläggningar för överföring av el som omfattas av kravet på nätkoncession, inte produktionsanläggningar. Vindkraftsanläggningar syftar dock till att överföra el till nätet och omfattas därmed. Den som bygger en mindre vindkraftsanläggning kan ansluta till befintligt nät via det företag som har nätkoncession för nätet i området. Koncession för elnät söks normalt efter det att miljötillstånd erhållits för vindkraftsanläggningen. En tydlig skillnad gentemot den norska tillståndsprövningsprocessen är alltså att ansökan enligt miljöbalken och tillhörande miljökonsekvensbeskrivning inte görs samtidigt och till samma myndighet som ansökan om nätkoncession. I praktiken tycks dock inte denna skillnad vara av särskilt stor betydelse, då materialet i samrådsunderlaget och MKB:n vanligtvis omfattar tillräckligt med information för ett beslut även om koncessionen. Frågor som har prövats i tillståndsärendet behöver inte prövas på nytt i ärendet som rör nätkoncession.



Figur 7 Processkarta för prövning enligt miljöbalken av ett vindkraftsärende i Sverige

Verksamhetsutövaren börjar med att skicka ett samrådsunderlag till länsstyrelsen. Samrådsunderlaget är en skriftlig redogörelse för den planerade verksamhetens lokalisering, omfattning, utformning och förutsedda miljöpåverkan. Information om detta ska även lämnas till privatpersoner som kan antas bli särskilt berörda, exempelvis närboende. När verksamheten innebär betydande miljöpåverkan ska verksamhetsutövaren samråda med en större krets bestående av andra statliga myndigheter, kommuner, allmänhet och organisationer, t.ex. Naturskyddsföreningen och vägsamfällighet, som kan antas bli berörda. Verksamhetsutövaren väljer form för och kallar till samrådsmöte. Sökanden ska under samråden föra anteckningar som ställs samman i en

samrådsredogörelse. I samband med samrådet anger länsstyrelsen inriktning av och omfattning på miljökonsekvensbeskrivningen.

2. Miljökonsekvensbeskrivning – MKB

Efter samrådsprocessen ska verksamhetsutövaren upprätta en miljökonsekvensbeskrivning (MKB). MKB:n upprättas och bekostas av verksamhetsutövaren och ska ingå i ansökan om tillstånd. Även dragning av ledningar för starkström och vägar till anläggningen kan omfattas av krav på MKB. Syftet med miljökonsekvensbeskrivningar enligt 6 kap. miljöbalken är att identifiera och beskriva de direkta och indirekta effekter som en planerad verksamhet eller åtgärd kan medföra dels på människor, djur, växter, mark, vatten, luft, klimat, landskap och kulturmiljö, dels på hushållningen med mark, vatten och den fysiska miljön i övrigt, dels på annan hushållning med material, råvaror och energi. Vidare är syftet att möjliggöra en samlad bedömning av dessa effekter på människors hälsa och miljön.

3. Ansökan om tillstånd

När den sökande har genomfört samråd och miljökonsekvensbeskrivningen är klar, är det dags för den sökande att skicka in en skriftlig ansökan om tillstånd till länsstyrelsen. Ärendet handläggs av länsstyrelsens funktion eller enhet för miljöskydd, och besluten fattas av länsstyrelsens miljöprövningsdelegation. När ansökan är komplett begär länsstyrelsen in yttranden från olika remissinstanser och kungör ansökan i ortstidningen. De remissinstanser och sakägare som har något att invända eller något att framföra i övrigt skriver till länsstyrelsen. Även andra än sakägare får yttra sig. Om det behövs hålls ett offentligt sammanträde i ärendet, där de som anser sig vara berörda kan framföra sina synpunkter muntligen till miljöprövningsdelegationen. På många sätt liknar alltså förfarandet vid handläggning av tillståndsansökan behandlingen av den norska meldingen, med remissinstanser och eventuellt ett möte som arrangeras av den ansvariga myndigheten.

4. Beslut

Länsstyrelsens miljöprövningsdelegation fattar beslut i ärendet. Samtidigt fattas beslut om miljökonsekvensbeskrivningen uppfyller kraven enligt 6 kap. miljöbalken. Länsstyrelsen kan dock inte tillåta en etablering om inte kommunen tillstyrker vindkraftsutbyggnaden. Kravet på kommunal tillstyrkan finns i båda länderna. I Norge är kommunen delaktig i tillståndsprövningsprocessen genom att uppförande av vindkraftsanläggningar kräver planläggning enligt plan- och bygglagen. Kommunens syn på ett projekt framkommer redan i yttrandet över meldingen, det vill säga motsvarande det svenska samrådsskedet. I Sverige är det inte fastlagt när i processen kommunen ska lägga sitt veto.

5. Överklaganden

Den som berörs av tillståndsbeslutet har rätt att inom 3 veckor från det datum som anges i beslutet och kungörelsen överklaga beslutet hos miljödomstolen. Rätten att överklaga gäller närboende samt ideella miljöorganisationer som har funnits i minst 3 år och har minst 2 000 medlemmar. Överklagandet skickas in till

länsstyrelsen som sedan sänder skrivelsen tillsammans med underlag i ärendet till miljödomstolen.

Det finns idag förslag om att ändra miljöorganisationers rätt att överklaga.²³ ”Miljöorganisationers rätt att överklaga domar och beslut enligt miljöbalken, eller föreskrifter som meddelats med stöd av balken, ska utöver ideella föreningar omfatta andra juridiska personer. För att få rätt att överklaga ska intresset att tillvarata naturskydds- eller miljöskyddsintressen vara organisationens huvudsakliga ändamål. Organisationen får inte vara vinstdrivande och ska ha minst 100 medlemmar, eller på annat sätt kunna visa att verksamheten har allmänhetens stöd.” I övrigt föreslås inga förändringar.

I den tidigare utredningen från 2004/2005 bedömdes att tillståndsprocessen i Norge fungerar smidigare än i Sverige. En utredning från hösten 2009²⁴ visar att processerna inte blivit kortare i Sverige sedan 2004. Nyligen har ytterligare förändringar gjorts och konsekvenserna av dessa är inte kända i dagsläget (september 2010). I Sverige hanteras överklaganden i förvaltningsdomstol. I Norge görs detta av Olje- och energidepartementet.

3.4.2 Processen för anslutning av vindkraft till nätet och för nätutbyggnad. Nätkostnader.

Vindkraftsproducenten i Sverige och Norge betalar dels för *anslutningen* (individuell engångsavgift) och dels en *nättariff* (löpande kostnad) för att få mata in el på nätet. Den norska processen för nätutbyggnad och kostnadsfördelningen för denna har stora likheter med Sveriges. Det finns dock vissa skillnader. Producenter i Norge betalar idag inte för nätförstärkning som anläggningen orsakar i det befintliga maskade²⁵ nätet. På regionnätnivå kan det enligt norska regelverket bara göras i extraordinära fall (och har troligen aldrig tillämpats), i stamnätet betalar producenten inte sådan kostnad. I Sverige betalar producenten del av sådan förstärkning, den s.k. kundspecifika kostnaden²⁶. Förslag om förändringar finns i Norge. Innehållet i förslaget innebär att regelverket i Norge mer skulle likna Sveriges.

Nätföretagen i Sverige beslutar själva om nättarifferna (inkl inmatningstariffer och avgifter för anslutning). Nättariffen i Sverige beror bland annat av på vilken nivå i nätet anslutningen sker (lokal-, region, stamnät). Vissa lokalnätägare tillämpar samma tariff oberoende av var i lokalnätet vindkraftsanslutningen görs. På högre spänningsnivåer beror tariffen av var vindkraftsanläggningen placeras. Tariffen ska ge signaler om "rätt" placering i nätet, en produktionsanläggning som minskar nätförlusterna kompenseras ekonomiskt. I Norge är en del av inmatningstariffen ("andre tariffledd") densamma oberoende av var i nätet och på

²³ Prop. 2009/10:184 ”Åtgärdsprogram och tillämpningen av miljökvalitetsnormer” avsnitt 6.2

²⁴ WSP. Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat.

²⁵ Ledningarna är ihopkopplade på flera ställen så att elen har flera vägar att gå

²⁶ Norge har en annan användning av begreppet ”kundspecifik kostnad”. Det används där det bara finns en användare av nätet.

vilken nätnivå anslutningen görs²⁷. I den andra delen²⁷ ("energiledet") tas hänsyn till belastningen på nätet.

Det finns idag inte någon översikt över de inmatningstariffer i Sverige som producenterna möter, förutom på stamnätsnivå. Uppgifterna finns dock att räkna fram på nätföretagens hemsidor, men kan inte sägas ingå i den årliga tillsynen som Energimarknadsinspektionen gör eftersom tillsynen där görs på en övergripande nivå. Det är den totala intäktsramen som granskas.

3.5 Slutsatser

Vid ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem kommer den gemensamma ökningen att vara dubbelt så stor som i ett separat svenskt system. Ett gemensamt elcertifikatsystem från den 1 januari 2012 där Norge antar samma ökning som Sverige bör respektive land bidra med 13,2 TWh för perioden 2012 till 2020. Den gemensamma ökningen blir då 26,4 TWh.

Det finns potential för utökad biobränslekraft i framförallt Sverige, utökad vattenkraft i framförallt Norge samt potential för vindkraftsproduktion i båda länder.

Tillståndprocesserna i de båda länderna har både likheter och olikheter. Eftersom den norska energimyndigheten hanterar tillstånden både för etablering och för nät finns här en bättre överblick. I Sverige är processerna delade mellan flera myndigheter. Länderna har olika traditioner och lagarna är utformade på olika sätt.

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge möts vindkraftsproducenterna av samma stödnivå per kWh från systemet. Idag möts de samtidigt av olika principer för fördelning av nätförstärkningskostnader.

²⁷ NVE: "Alle produksjonsanlegg som er tilknyttet nettet må betale en todelt tariff som består av – *andre tariffledd* (øre/kWh/år) og *energiledet* (øre/kWh). *Andre tariffledd* for innmating skal være lik uavhengig av hvilket nettselskap produsenten er tilknyttet og uavhengig av nettnivå (distribusjonsnett, regionalnett eller sentralnett). For 2010 er tariffen 0,8 øre/kWh/år. *Energiledet* (øre/kWh) skal reflektere belastningen på nettet, dvs verdien av marginale tap som følge av endring i overført mengde energi."

4 Förutsättningarna i de båda länderna för en väl fungerande marknad

- Vissa grundläggande funktioner och regler behöver vara desamma i båda länderna för att en väl fungerande gemensam elcertifikatmarknad ska kunna uppnås. Vissa skillnader måste dock accepteras och hanteras.
- Följande faktorer *måste* samordnas mellan länderna; att systemet är kvotpliktsbaserat, att kvotplikten ligger på användarsidan, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktiga kvotsättning, kvotpliktsavgift, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, gemensam kontrollstation, att registerfunktionen är sammanlänkad, att utträde från marknaden är reglerat.
- Följande faktorer *bör* samordnas; huvudprincip för vad som avses med elcertifikatberättigad produktion, hur länge anläggningar får ingå i systemet, elcertifikatens rättsliga status, övriga icke-konkurrensneutrala stödsystem, likartade stöd- och kontrollfunktioner, officiell information till marknadens aktörer. Torv är certifikatberättigat i Sverige men kommer sannolikt inte vara det i Norge.
- Vissa skillnader mellan länderna kan påverka konkurrensförutsättningarna: Fördelningen av *kostnad för nätförstärkning* skiljer. En norsk producent betalar idag inte för den förstärkning som behövs i det maskade elnätet. En svensk producent betalar den kundspecifika kostnaden för detta. Ungefär hälften av den beräknade *vattenkraftspotentialen* i Norge (ca 4 TWh) kan i princip endast byggas ut av norsk offentlig ägare (staten, fylke eller kommun).
- Principer för fördelning av kostnader för den nätförstärkning som krävs för den förnybara elproduktionen bör harmoniseras. Elcertifikatsystemet kan inte utgöra grund för att ändra norsk lag där ägandet av norsk vattenkraft regleras. Energimyndigheten anser att konsekvenserna av begränsningen av ägandet av norsk vattenkraft bör accepteras.
- Övriga stödsystem för förnybar elproduktion bör i möjligaste mån harmoniseras

Det finns kostnads- och inkomstskillnader i Norge och i Sverige. Skillnader som innebär olika påverkan på elkunder och investerare vid en gemensam finansiering av den förnybara elproduktionen i länderna. Avsikten är inte att i detta kapitel identifiera sådana skillnader. Avsikten är snarare att försöka belysa om det finns nationella skillnader mellan länderna som innebär olika konkurrensförutsättningar, och inte bedöms vara förenliga med en väl fungerande och gemensam elcertifikatmarknad.

En utvidgad elcertifikatmarknad kräver vissa anpassningar för att en fungerande marknad ska uppnås samt för måluppfyllnad och acceptans i samhället. Avtalet som kommer tas fram av de båda länderna, vid ett gemensamt system, lägger grunden för den gemensamma elcertifikatmarknaden.

Vissa grundläggande faktorer måste samordnas mellan länderna; att systemet är kvotpliktsbaserat, att kvotplikten ligger på användarsidan, regelverk, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktiga kvotsättning, kvotpliktsavgift, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, att registerfunktionen är sammanlänkad, att utträde från marknaden är reglerat. Dessa funktioner beskrivs närmare längre fram i kapitlet.

Teknikneutralitet ska råda i största möjliga utsträckning, dvs. alla kraftslag som är förnybara kan tilldelas elcertifikat. Tillståndprocesserna spelar roll i sammanhanget, och skiljer idag beroende på produktionsslag. Produktionsökningar i befintliga anläggningar kan hanteras snabbare och enklare jämfört med tillstånd för helt ny produktion.

Det behövs en gemensam informationsplats samt en gemensam strategi för arbete med överföringsförbindelser och nätutbyggnad. Ländernas ambitionsnivå och kvoter behöver fastställas för att en stabil prisbildning på den gemensamma marknaden ska kunna uppnås. Genom att kraftiga förändringar i prisbildningen undviks skapas stabilitet och förutsägbarhet för den ursprungliga marknaden, vilket stärker tilltron till systemet och skapar förutsättningar för långsiktiga investeringar i den gemensamma. Framtida kontrollstationer behöver genomföras gemensamt.

Det får anses vara upp till varje land att bestämma vilka sektorer som ska betala för produktionen i elcertifikatsystemet. Ökningen är densamma, 13,2 TWh i varje land. De norska kvoterna kommer inledningsvis att ligga på lägre nivå än de svenska eftersom systemet verkat i Sverige sedan år 2003. I dagsläget (september 2010) är den norska kvotkurvan inte känd. Certifikatpriset kommer att vara detsamma i båda länder.

Med kostnadseffektivitet menas att:

- givet en viss budget uppnås största möjliga effekt, eller
- givet ett mål uppnås detta till lägst möjliga kostnad.

När begreppet diskuteras i denna rapport avses inte samhällets nettokostnader utan endast produktionskostnaden för förnybar el.

4.1 Så lika konkurrensförutsättningar som möjligt

Utöver utbudskurvor och potentialer för förnybar elproduktion är tillståndprocesserna och den lokala opinionen viktiga i utbyggnaden av den förnybara elproduktionen, liksom om länderna även har andra stödsystem. Skillnader här kan påverka konkurrensförhållandena.

Eftersom det är just vindkraft som utgör stor andel av den tillkommande produktionen är det den som tas upp nedan vid skrivningar om tillståndprocesser.

4.1.1 Tillståndprocesserna

Tillståndprocessen för vindkraft i Sverige har pekats ut som lång och krånglig. I tillståndprocessen ligger att väga olika intressen mot varandra. En aspekt är att den förnybara produktionen oftast har mer nationellt (och i framtiden kanske även internationellt) värde, medan påverkan är lokal. Det är dock viktigt för kostnadseffektiviteten i elcertifikatsystemet att tillståndprocesserna för vindkraften fungerar, men även fortsättningsvis kommer utbyggnaden av förnybar elproduktion att behöva vägas och värderas mot andra samhällsintressen.

Det finns idag stora likheter i hur tillståndprocesserna för etablering och nätutbyggnad samt hur nätanslutning av vindkraft hanteras i de båda länderna. Se kap 3. Kan dessa harmoniseras ytterligare är det förstås en fördel på en gemensam elcertifikatmarknad, men marknaden kommer också att kunna hantera skillnader.

Tillståndprocesserna i Sverige och Norge skiljer sig åt på vissa punkter. Den norska energimyndigheten har exempelvis en bättre översyn och kunskap om kommande projekt samt hanterar även tillstånden, både för nät och för etablering. Nätutbyggnad och byggnation av produktionsanläggning kan hanteras tillsammans. Detta kan vara en fördel för vindkraftsetablering i Norge. Processerna har tidigare (2004) bedömts som effektivare i Norge. En utredning från hösten 2009²⁸ visar att processerna inte blivit kortare i Sverige sedan 2004. Nyligen har ytterligare förändringar gjorts och konsekvenserna av dessa är inte kända i dagsläget (aug 2010).

Svenska Kraftnät har pekat ut tillståndprocessen för stamnäten som en mer tidskrävande process än motsvarande för etableringen av vindkraftsverken²⁹. Stamnätutbyggnaden kommer att bli viktig i samband med utbyggnad av förnybar elproduktion och för exporten av den nordiska elen till kontinenten. Här är överföringen idag redan "internationell" eftersom el från ett land ofta överförs via ett annat lands nät. Stamnätsföretagen i de nordiska länderna har ett samarbete kring dessa frågor och samfinansiering görs. Ytterligare harmonisering av tillståndsfrågor etc. för nätutbyggnad kan vara av stor betydelse.

²⁸ WSP. Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat.

²⁹ I WSP-rapporten pekas tillståndsprövning enligt Miljöbalken ut som mest tidskrävande

Det är inte realistiskt att processerna ska kunna harmoniseras fullt ut. Troligen behövs det heller inte. Det är dock viktigt att belysa skillnader och att ta intryck av processen i det land där den fungerar bäst. Bättre fungerande process i ett av länderna kan sporra det andra landet till förbättringar.

Nästa kontrollstation blir intressant och viktig för uppföljning och jämförelse av hur tillståndprocesserna fungerar, beroende på i vilket land anläggningen byggs. Processerna kommer att behöva följas kontinuerligt, även mellan kontrollstationerna och vid ett separat svenskt system. Se tidigare delrapport³⁰. Nästa delkapitel innehåller förslag från Energimarknadsinspektionen, och motsvarande myndigheter i Norge och Finland, som rör tillståndprocesserna.

4.1.2 Nätkostnader inklusive anslutningsavgifter

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge möts vindkraftsproducenterna av samma stödnivå per kWh från systemet. Om de samtidigt möts av olika kostnadsprinciper för t ex elnätutbyggnad och anslutning till befintligt elnät kan detta bli snedvridande för konkurrensen. Harmonisering av sådana skillnader skulle vara en fördel, vilket också uppmärksammats av tillsynsmyndigheterna i Sverige, Finland och Norge. (Se nedan.)

Inmatningstarifferna för vindkraftsproducenterna i Sverige och Norge har inte analyserats i detta uppdrag. Eftersom det är nätföretagen som sätter sina egna tariffer i Sverige, och eftersom dessa ska vara skäliga och spegla placeringen och kostnaden i nätet, är det inte realistiskt att tro att dessa ska kunna harmoniseras mellan länderna. (Det är heller inte nödvändigt.) Det skulle dock vara värdefullt med en översikt över inmatningstarifferna.

Skillnader i sätt att fördela kostnader mellan producent och kundkollektiv för nätutbyggnad innebär snedvridning av konkurrensen och bör dock undvikas. Producenter i Norge idag betalar inte för den nätförstärkning som anläggningen orsakar i det befintliga maskade³¹ nätet.

Energimarknadsinspektionen har tillsammans med tillsynsmyndigheterna i Finland och Norge enats kring ett antal rekommendationer för hur investeringar i elnäten i Norden bör gå till. Bakgrunden är att de nordiska energiministrarna bitt de nordiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorganisation NordREG att dels kartlägga och analysera skillnaderna i lagstiftning och tillståndsgivning i länderna, dels att undersöka möjliga vägar för hur gemensamma investeringar i elnäten ska finansieras³². Tillsynsmyndigheterna i Sverige, Finland och Norge har i maj 2010 kommit fram till följande rekommendationer och slutsatser:

³⁰ 2009:35

³¹ Ledningarna är ihopkopplade på flera ställen så att elen har flera vägar att gå

³² Rapporten "Grid investments in a Nordic perspective"

- De nordiska länderna behöver harmonisera sin reglering av hur tillståndprocessen för nya elledningar ska gå till. Regleringen måste särskilt beakta den nordiska och regionala utvecklingen av elnäten.
- Alla hinder för att en stamnätsoperatör ska kunna delta i gemensamma infrastrukturprojekt med andra nordiska stamnätsoperatörer ska undanröjas.
- Nationella bestämmelser om stamnätens ekonomiska reglering behöver anpassas för att innefatta investeringar i nätinфраstruktur som har gjorts utomlands, om investeringen medför nytta för det egna landets elkunder.
- Modellen för samfinansiering och deltagande i investeringsprojekt utanför stamnätsoperatörens eget land behöver utformas och beskrivas tydligt för att öka den gemensamma förståelsen för och medvetenheten om denna lösning.
- De nordiska stamnätsoperatörerna ombeds att fortsätta utvecklingen av de kriterier som används vid urval av stamnätens infrastrukturprojekt, och att förbättra transparensen för hur kriterierna används i urvalsprocessen.

NordREG kommer att utgå från rapporten ”Grid investments in a Nordic perspective” när organisationen kommer med synpunkter på EU:s tioåriga nätinvesteringsplan.

4.1.3 Dagens styrmedel

Norge

I Norge idag finns ett investeringsstöd som omfattar förnybar kraft, värme, energieffektivisering och ny teknik. Programmet administreras av statsföretaget Enova. Enova förvaltar "Energifondet", som finansieras via avkastningen på "Grunnfondet for fornybar energi og energieffektivisering", samt genom ett fast påslag per kWh på nättariffen för alla kunder som är anslutna till distributionsnätet. Detta innebär att industrin i princip är undantagen då den är ansluten på högre spänningsnivåer.

Målet är att Enova ska bidra till ny miljöanpassad energiproduktion och energibesparing motsvarande 18 TWh från år 2001 till och med 2011. Sedan 2001 har Enova beviljat stöd till 17 vindkraftsprojekt, med en förväntad årsproduktion om 1,9 TWh. Sista ansökningsomgången för vindkraftprogrammet genomfördes våren 2010.

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem är avsikten att ta bort det norska investeringsstödet.

Sverige

Det svenska styrmedlet som finns idag för ny förnybar elproduktion är elcertifikatsystemet. Miljöbonusen som funnits sedan 1994 som driftstöd till vindkraften har fasats ut. Idag är det därmed elpriset och elcertifikatpriset som framförallt driver på utvecklingen av ny förnybar elproduktion.

Svenska forskningsmedel (pilotstödet) ges till ett fåtal projekt. Pilotstödet, som är ett stöd för teknikutveckling, kan ges till vissa storskaliga vindkraftsetableringar med syfte att minska kostnaderna för nyetablering av vindkraft och att vara en pådrivande kraft i utbyggnaden av vindkraft i Sverige. Idag finns 350 miljoner kronor för perioden 2008-2012. Energimyndigheten administrerar stödet och har sedan pilotstödet introducerades 2003 beviljat stöd till åtta stora projekt; några anläggningar i vattenområden, teknikutvecklingsprojekt till havs, projekt där vindkraftens påverkan på miljön utreds, fjällbaserade vindkraftsanläggningar, vindkraft i skogsmiljö. Pilotstödet har till dessa olika projekt inneburit ett investeringsstöd om 20 till 213 miljoner kronor³³. Av Sveriges anläggningar i vatten som idag är i drift har Lillgrund och vindparken i Vänern fått pilotstöd. Det är idag oklart om pilotstödet kommer att förlängas efter år 2012.

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem ...

... är det viktigt att detta system också är huvudstödet för förnybar elproduktion. Forskningsmedel till teknikutvecklande projekt är fortsatt viktigt och fungerar parallellt med elcertifikatsystemet. Öppenhet och information kring nationella forskningsmedel bör råda mellan länderna.

Generella styrmedel som skatter och utsläppshandel påverkar också utvecklingen. Även Norge är med i utsläppshandelssystemet.

4.1.4 Offentligt ägande av vattenresurser i Norge

En grundprincip för norsk vattendragsförvaltning har varit att norsk vattenkraft ska förvaltas till förmån för allmänheten. Det ska säkerställas genom en ägarstruktur baserad på offentligt ägande på statlig, fylkeskommunal eller kommun nivå i Norge. Ingen annan än norska staten har kunnat förvärva och utveckla större vattenkraft utan koncession (tillstånd). Privata företag kunde tidigare beviljas tillstånd för en begränsad tid, med villkoret att vattenfall, kraftverk och annan utrustning skulle tillfalla staten utan kostnad efter utgången av koncessionsperioden (hjemfall). Hjemfall har varit ett instrument för att uppnå målet om att vattenresurserna ska förvaltas till förmån för allmänheten. Reglering av ägarstrukturen har funnits ända sedan början av 1900-talet.

Vissa ändringar i norsk industrikoncessionslag och vattendragsregleringslag

År 2008 infördes vissa ändringar³⁴ i norsk industrikoncessionslag och vattendragsregleringslag. Detta för att efterleva EFTA-domstolens beslut i hjemfallsfrågan. Ändringarna ska stärka och tydliggöra det offentliga ägarskapet av vattenresurser i Norge.

Offentligt ägarskap innebär att ägarna är norska staten, fylkeskommuner eller kommuner i Norge. Det kan även vara företag som direkt eller indirekt ägs av

³³ Motsvarar 4-12,6 % av stödgrundande kostnader. Se Energimyndighetens hemsida.

³⁴ Olje- og energidepartementet, Ot.prp.nr.61

norska staten genom statsföretag, av fylkeskommuner eller kommuner i Norge. Dessa aktörer måste ha minst 2/3 av kapitalet och rösterna i företaget, och organisationen måste också vara sådan att det finns ett uppenbart offentligt ägande.

Lagändringarna år 2008 innebär att inga andra än offentliga ägare beviljas nya koncessioner (ägande-/nyttjanderätt till vattenfall) gällande elproduktion i vattendrag som har möjlighet att ge mer än 4000 "naturhästkrafter"³⁵ (ca 2,9 MW, oavsett hur kraftverket regleras). Ändringarna innebär även ett förbud mot att sälja offentligt ägd vattenkraft till privata institutioner. Privata institutioner har möjlighet att köpa maximalt 1/3 av aktierna i företag som äger vattenkraft som har möjlighet att ge mer än 4000 naturhästkrafter.

Privata institutioner innefattar både norska privata företag och utländska företag.

Tidigare utställda koncessioner

Koncessioner enligt tidigare regelverk till offentligt ägd vattenkraft gällde som regel på obestämd tid. Detsamma gäller vattenkraft som ägs av företag där minst 2/3 av kapital och röster ägs av företag organiserade efter lagen om statsföretag, norska kommuner eller fylken.

I de fall där ägarstrukturen var en annan beviljades koncessionen efter den tidigare lagen under en begränsad tid och med villkor om hjemfall efter 60 år. Vid koncessionstidens utgång återgår ägandet/nyttjanderätten av vattenfallet med tillhörande kraftverk och annan utrustning till norska staten utan ersättning (hjemfall). Lagändringarna år 2008 innebär att det inte finns någon möjlighet till förlängning när koncessionen upphört. Staten har inte heller rätt att sälja rättigheten till vattenfallet till tidigare privata ägare eller till andra privata aktörer. En annan konsekvens av lagändringarna är att innehavare av gällande koncession inte har rätt att sälja vattenkraftverk till andra än offentliga ägare.

Nya regler om att hyra ut vattenkraftverk

Det finns ett regelverk³⁶ som ger möjlighet att hyra ut ett vattenkraftverk under 15 år. Förordningen tillåter tre typer av anställningskontrakt:

- Hyrestagaren övertar de kommersiella rättigheterna till vattenkraftverkets produktion, och skyldigheterna för drift och underhåll av vattenverk.
- Hyrestagaren övertar bara de kommersiella rättigheterna till hela eller delar av vattenkraftverkets produktion.
- Ägaren lägger ut ansvaret för drift och underhåll av vattenverket, men behåller de kommersiella rättigheterna till vattenkraftverkets produktion

³⁵ Naturhästkraft (nat.hk.) är ett uttryck för den brutto effekt ett utbyggnadsprojekt kan ge, dvs. utan avdrag för förluster i exempelvis vattenvägar. Beräknas enligt formeln $13,33 \times Q \times H$ där Q är vattenflöde (m³/s) och H fallhöjd (meter).

³⁶ Olje- og energidepartementet, Forskrift om utleie av vannkraftanlegg, FOR-2010-06-25-939

Förordningen ställer krav på ägaren (uthyraren) för att förhindra försvagning av offentligt ägande. Ägaren har efter 15 år rätt att upprätta ett nytt hyresavtal. Ägaren måste vara en part i alla ansökningar, revideringar, förändringar och villkor för vattenkraftverket.

Norges vattenkraftspotential

I den rapport³⁷ som Pöyry har tagit fram åt Energimyndigheten för att beskriva kortsiktiga effekter av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad har de uppskattat att ca 8,3 TWh är en tänkbar utbyggnad av norsk vattenkraft fram till år 2020. Potentialen bedöms vara ca 4,5 TWh för norsk vattenkraft som inte omfattas av reglering av offentligt ägande.

Slutsatser

Begränsningen av ägandet av större norsk vattenkraft innebär att privata aktörer inte ges möjlighet att investera i större norsk vattenkraft vid en gemensam elcertifikatmarknad. Ur ett investerarperspektiv innebär detta ett visst avsteg från principen om teknikneutralitet. Ett sätt att ge aktörerna inom elcertifikatsystemet samma investeringsmöjligheter skulle kunna vara att införa en storleksbegränsning för vilken vattenkraft som berättigar till elcertifikat. Energimyndigheten anser dock att en sådan begränsning för vattenkraft skulle skapa ett betydligt större avsteg från teknikneutralitet och minska möjligheten att nå de kostnadsfördelar ett gemensamt stöd ger.

Offentligt ägande av större vattenkraft i Norge innebär även att svenska elkonsumenterna vid en gemensam elcertifikatmarknad kommer att vara med och stödja utbyggnad av vattenkraft i Norge som i princip endast kan ägas av norska staten, fylken och kommuner. Det är viktigt att komma ihåg att en gemensam elcertifikatmarknad ska bidra till att sänka kostnaderna för att nå uppsatta mål. Att införa en storleksbegränsning för vilken vattenkraft som berättigar till elcertifikat skulle leda till att målet nås till en högre kostnad än utan sådan begränsning, i och med den norska vattenkraftens relativt låga kostnadsläge. Energimyndigheten anser därför att konsekvenserna av begränsningen av ägandet av norsk vattenkraft bör accepteras.

4.1.5 Torven

Torv är certifikatberättigat i Sverige men kommer sannolikt inte vara det i Norge. Torv räknas inte som förnybar energi enligt förnybartdirektivet (2001/77/EG). Då den förnybara elproduktionen ska anges enligt direktivet får därför torven räknas bort. År 2008 uppgick mängden torv i elcertifikatsystemet till 0,83 TWh.

³⁷ Kortsiktiga effekter av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad

4.2 Faktorer som måste samordnas

Vissa grundläggande samordningskrav måste ställas på det norska och svenska elcertifikatsystemet för att en väl fungerande gemensam elcertifikatmarknad ska kunna skapas. Andra faktorer bör vara utformade likartat men marknaden kan fungera tillfredsställande utan att dessa samordnas. Det finns även faktorer som inte behöver samordnas. Nedan följer Energimyndighetens slutsatser³⁸ då en gemensam elcertifikatmarknad analyserades 2005. Slutsatserna är i princip desamma idag. Vissa slutsatser har omarbetats för att motsvara de förutsättningar som idag gäller.

Energimyndigheten anser att följande delar behöver samordnas:

- Kvotpliktsbaserat system
- Kvotplikt på elanvändarsidan
- Kvotperiod samt deklarations- och annulleringstidpunkt
- Systemets livslängd och långsiktig kvotsättning
- Reglerat utträde
- Kvotpliktsavgiften
- Elcertifikatens giltighet, värde och livslängd
- Sammanlänkad registerfunktion
- Gemensamma projekt och ytterligare länder
- Gemensam kontrollstation

Energimyndigheten anser att följande delar bör samordnas:

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

Energimyndigheten anser att nedanstående delar av elcertifikatsystemet måste samordnas för att undvika snedvridningar som påverkar möjligheten att nå uppsatt gemensamt mål och önskvärda styreffekter, samt för att ge grundläggande förutsättningar för en väl fungerande elcertifikatmarknad.

Kvotpliktsbaserat system

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

³⁸ Konsekvenserna av en utvidgad elcertifikatmarknad, ER 2005:07

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

Kvotplikt på användarsidan

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

Kvotperiod samt deklarations- och annulleringstidpunkt

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

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

Systemets livslängd och långsiktig kvotsättning

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

Reglerat utträde

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

Kvotpliktsavgiften

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

Elcertifikatens giltighet, värde och livslängd

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

Det krävs politiska överenskommelser kring hur och på vilka grunder omfördelning av ökningarna ska ske vid beräkning av ländernas nationella åtagandet i förnybartdirektivet.

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

Sammanlänkad registerfunktion

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

Gemensamma projekt och ytterligare länder

I det fall Sverige eller Norge avser att utnyttja direktivets möjlighet till gemensamma projekt med annan medlemsstat inom elsektorn ska det ske i samförstånd. Detta då det påverkar den gemensamma potentialen, och därmed priset, för den gemensamma elcertifikatmarknaden.

Ambitionen är att utvidga den gemensamma elcertifikatmarknaden till fler än två länder i framtiden. En grundförutsättning för att en utvidgning ska vara möjlig är att alla deltagande länders elcertifikat tillåts användas i samtliga deltagande länder. Ansluta ytterligare länder kräver att deltagande länder är eniga.

Gemensam kontrollstation

Länderna bör gemensamt följa upp utvecklingen i gemensamma kontrollstationer. De delar som Energimyndigheten i detta avsnitt bedömer måste samordnas länderna emellan är exempel på frågor som deltagande länder tillsammans bör analysera och diskutera i gemensamma kontrollstationer innan ändringar föreslås.

Ambitionsnivå, kvotkurva och vilken produktion som ska tilldelas elcertifikat är andra centrala fråga där länderna måste vara eniga för att förändring ska kunna genomföras.

4.3 Faktorer som bör samordnas

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

Huvudprincip för vad som avses med elcertifikatberättigad elproduktion

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

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

När det gäller internationell handel med elcertifikat är tidsperiod som nya anläggningar tilldelas elcertifikat något måste samordnas mellan olika nationella system för att inte påverka konkurrenskraften mellan länderna. En gemensam elcertifikatmarknad innebär att samma priser kommer att gälla i länderna och på sätt gynnas ett land med längre tilldelningsperiod.

Elcertifikatens rättsliga status

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

Både utsläppsrätten och elcertifikat ansågs tidigare vara finansiella instrument i Sverige. Sverige var i princip ensam om den tolkningen när det gäller utsläppsrätter. I regeringens proposition "Ny lag om värdepappersmarknader"³⁹

³⁹ Prop 2006/07:115 Ny lag om värdepappersmarknader

förs ett resonemang kring utsläppsrätter och elcertifikat om huruvida de är att anse som finansiella instrument. Sedan november 2007 betraktas inte elcertifikat och utsläppsrätter som finansiella instrument.

Övriga riktade ekonomiska stödsystem

De flesta typer av stödsystem snedvrider konkurrensen mellan energislagen på elcertifikatmarknaden och stör därför marknadens möjligheter till att effektivt allokera produktionsresurser på den gemensamma elcertifikatmarknaden. Detta talar för att riktade ekonomiska stöd vid sidan av elcertifikatsystemet bör harmoniseras så långt det är möjligt. Undantag kan göras för tekniker som inte är etablerade på marknaden.

Stöd- och kontrollfunktioner

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

Officiell information till marknadens aktörer

Vid en eventuell gemensam elcertifikatmarknad med Norge kommer en viktig del inför införandet vara att samordna viktig information, dvs. att ge samma information till marknadens aktörer vid samma tidpunkt. Exempel på sådan typ av information är godkända anläggningar, utfärdade och överförda elcertifikat samt vägt medelpris. Det är därför viktigt att det finns en genomtänkt kommunikationsplan inför en eventuell gemensam marknad, där samordning står i fokus.

4.4 Slutsatser

För en väl fungerande och gemensam elcertifikatmarknad behöver vissa grundläggande funktioner och regler vara desamma i båda länderna. Tider och processer för tillståndshanteringen behöver vara någorlunda jämförbara. Allt behöver inte harmoniseras, marknaden kommer att kunna hantera olikheter. Det är dock viktigt att sådana skillnader synliggörs. Kanske kommer bättre fungerande process i ett av länderna sporra det andra landet till förbättringar.

Den norska energimyndigheten hanterar tillstånden för elproduktion, både för nät och för etablering, och har därigenom en bättre översyn över kommande projekt än den svenska Energimyndigheten. Tillstånd för nätutbyggnad och byggnation av produktionsanläggning kan hanteras tillsammans. Detta kan vara en fördel för vindkraftsetablering i Norge. För Sverige kan det vara en fördel att elcertifikatsystemet verkat i landet sedan 2003.

Vissa skillnader mellan länderna kan påverka konkurrensförutsättningarna:

- Fördelningen av kostnad för nätförstärkning är ett sådant exempel. En norsk producent betalar idag inte för den förstärkning som behövs i det maskade nätet. En svensk producent betalar sin kunds specifika kostnad för detta.
- Den norska principen om offentligt ägande omfattar ca 4 TWh av den norska vattenkraftspotentialen och kan innebära en begränsning. Den potentialen kan i princip endast byggas ut av norska staten, fylken, kommuner.

Principer för fördelning av kostnader för nätförstärkning och nätutbyggnad bör harmoniseras.

Elcertifikatsystemet kan inte utgöra grund för att ändra norsk lag där ägandet av norsk vattenkraft regleras, men anpassningar skulle kunna göras för vad som ska vara certifikatberättigat. Energimyndigheten anser dock att en sådan begränsning för vattenkraft skulle skapa ett avsteg från principen om teknikneutralitet och minska möjligheten att nå de kostnadsfördelar ett gemensamt system ger. En gemensam elcertifikatmarknad ska bidra till att sänka kostnaderna för att nå uppsatta mål. Att införa en storleksbegränsning för vilken vattenkraft som berättigar till elcertifikat skulle leda till att målet nås till en högre kostnad än utan sådan begränsning (i och med den norska vattenkraftens relativt låga kostnadsläge.) Energimyndigheten anser därför att konsekvenserna av begränsningen av ägandet av norsk vattenkraft bör accepteras.

Torv är certifikatberättigat i Sverige men kommer sannolikt inte vara det i Norge.

Övriga stödsystem för förnybar elproduktion, t ex det svenska pilotstödet, innebär stöd till teknikutveckling och fungerar därför parallellt med elcertifikatsystemet. Det är fortsatt viktigt att stimulera till teknikutveckling. En öppenhet och information mellan länderna kring svenska och norska forskningsmedel bör dock gälla.

Följande faktorer behöver samordnas mellan länderna vid ett gemensamt system; att systemet är kvotpliktsbaserat, att kvotplikten ligger på användarsidan, regelverk, deklarations- och annulleringstidpunkt, systemets livslängd och långsiktiga kvotsättning, kvotpliktsavgift, elcertifikatens giltighet, värde och livslängd, gemensam kontrollstation, att registerfunktionen är sammanlänkad, att utträde från marknaden är reglerat.

Följande faktorer bör samordnas; huvudprincip för vad som avses med elcertifikatberättigad produktion, hur länge anläggningar får ingå i systemet, elcertifikatens rättsliga status, övriga icke-konkurrensneutrala stödsystem, likartade stöd- och kontrollfunktioner, officiell information till marknadens aktörer.

Avtalet som kommer tas fram gemensamt av de båda länderna, vid ett eventuellt gemensamt system, kommer utgöra grunden för den gemensamma marknaden.

5 Långsiktiga konsekvenser vid ett gemensamt elcertifikatsystem

- Genomförda beräkningar leder till en bedömning att fördelningen i produktionsslag mellan länderna vid ett gemensamt system kan ge utökad vattenkraft i framförallt Norge, biobränslekraft i framförallt Sverige och landbaserad vindkraft i båda länderna.
- Den landbaserade vindkraften beräknas utgöra mer än hälften av den ökade produktionen vid ett gemensamt svensk-norskt system. Landbaserad vindkraft bedöms styra marginalkostnaden för elcertifikat även i ett gemensamt certifikatsystem.
- Marginalkostnaden för elcertifikat uppvisar inte några större skillnader mellan fallen med ett separat svenskt elcertifikatsystem och med ett gemensamt svensk-norskt system.
- Övriga förhållanden för vindkraftsetablering, såsom tillståndprocesser, möjligheter för nätanslutning och skillnader i nationella producentpriser på el, kan komma att avgöra var och i vilket land vindkraften byggs.
- Om vindkraftsutbyggnaden av någon anledning skulle stanna av i ett av länderna kompenseras den av ökad vindkraft i det andra landet.
- Ett gemensamt elcertifikatsystem bedöms inte sänka kostnaderna för svenska elkonsumenter, mer än möjligen inledningsvis och marginellt. (Trots den norska vattenkraftens lägre produktionskostnader.) Det finns dock andra fördelar med ett gemensamt system såsom större marknad, ökad likviditet, fler aktörer, jämnare fördelning mellan kraftslag.
- Den största effekten vid ett gemensamt system fås troligen i Norge, där vindkraften bedöms byggas ut mer än med dagens norska stödsystem. Även vattenkraft och biobränslekraft byggs ut något mer. Dock kan situationen idag inte jämföras helt med situationen vid ett gemensamt elcertifikatsystem. Ovisshet och väntan på en sådan möjlig övergång kan innebära en dämpning av dagens utbyggnadstakt (i Norge i första hand).
- Produktionen i Sverige beräknas kunna bli något lägre år 2020 vid ett gemensamt system än i ett separat svenskt. Detta bland annat beroende på antagandet om lika fördelning av vindkraftsutbyggnaden mellan de båda länderna, samtidigt som potentialen för ny vattenkraft i Norge är större än potentialen för en fortsatt biobränslekraftvärmeutbyggnad i Sverige.
- Processerna för tillståndshantering och nätutbyggnad behöver följas kontinuerligt. Det är helt centralt att dessa fungerar.
- En ökad produktion av förnybar el kan leda till ett utbudsöverskott på elmarknaden. Det skulle sänka elpriset vilket gynnar en del aktörer. Detta bör analyseras närmare, liksom konsekvenser av en ökad elexport.
- Kommande kontrollstation blir viktig för uppföljning av hur marknaden hanterar den eventuella utökningen.

De möjligheter som kan finnas genom att skapa ett gemensamt stödsystem bedöms vara en effektivare marknad, en elcertifikatmarknad med högre likviditet. Ett gemensamt stödsystem skulle också kunna bidra till att de nationella åtagandena nås till en lägre kostnad samt till att skapa intresse för elcertifikatsystemet som styrmedel.

I detta kapitel beskrivs resultat av modellkörningar samt tillståndprocessernas och elnätutbyggnadens betydelse för de långsiktiga konsekvenserna vid ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge. Modellkörningar har gjorts dels för ett separat svenskt elcertifikatsystem ("referensfallet") och dels för ett gemensamt svensk-norskt system ("grundfallet").

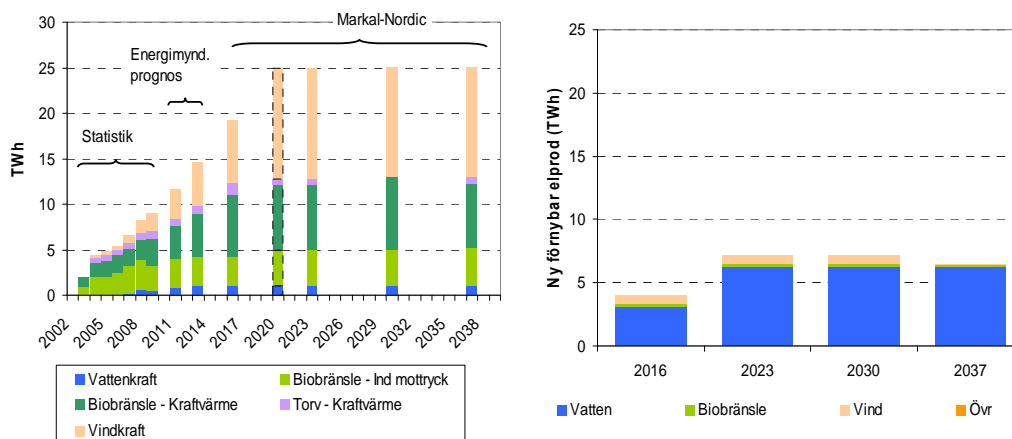
5.1 Resultat av modellkörningar vid enbart ett svenskt elcertifikatsystem

I samband med modellberäkningar har ett referensfall använts. *Referensfallet* är ett nationellt svenskt elcertifikatsystem med en ökad produktion av förnybar el i nivå med 25 TWh år 2020 jämfört med 2002 års nivå. Potentialen för förnybar produktion har här inte justerats jämfört med den tidigare studien⁴⁰ år 2009, dock har kostnadsbilden för både ny vattenkraft och vindkraft justerats uppåt. I den tidigare etappen antogs att det fanns gott om vindkraft att bygga ut till en kostnad på omkring 55-65 öre/kWh. Denna ligger nu istället på ca 65-70 öre/kWh, det vill säga närmare 10 öre högre. Eftersom vindkraft styr marginalkostnaden för elcertifikat hamnar följaktligen marginalkostnaden i genomsnitt nästan 10 öre högre per kWh. Marginalkostnaden för elcertifikat ligger i detta referensfall på en nivå kring 200 SEK/MWh istället för som tidigare ca 100-120 SEK/MWh.

Modellen fungerar så att när anläggningar med lägst kostnad når sin fulla ekonomiska livslängd (cirka 20 år i modellberäkningen) kan återinvestering göras. Efter återinvestering kan dessa anläggningar på nytt tillgodoräknas i elcertifikatsystemet. Systempriset på el stiger mot slutet av perioden bl.a. beroende på ett antagande om att existerande kärnkraftverk kan komma att behöva bytas ut.

Utbygganden om 25 TWh förnybar el fördelas, enligt modellberäkningen, på drygt 12 TWh vindkraft, nästan 8 TWh biobränslebaserad (inklusive torv) kraftvärme i fjärrvärmenäten, nästan 4 TWh industriellt mottryck samt ca 1 TWh vattenkraft sedan 2002 års utgång. Denna fördelning är tämligen identisk med utfallet i den tidigare genomförda analysen.

⁴⁰ MARKAL-beräkningar för delrapport 2 i elcertifikatuppdraget, "Konsekvenser för elkunden av en höjd kostnadsnivå i elcertifikatsystemet", ER 2009:35



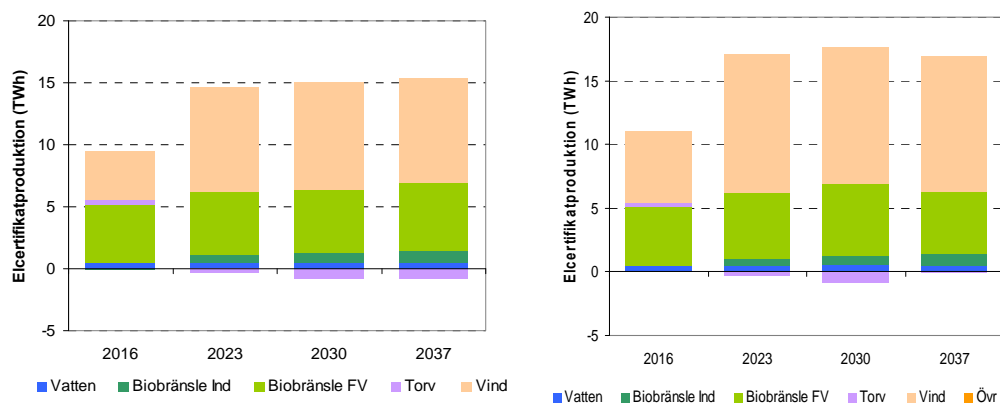
Figur 8 Elcertifikatproduktionens utveckling per kraftslag i referensfallet, i Sverige (till vänster) och i Norge (till höger)

(Källor för 2002-2009: Energimyndigheten, Svensk Energi samt egna bedömningar). År 2020 beräknas inte specifikt i modellen utan det är istället modellår 2023 som antas representera 2020.

Även i Norge sker en viss utveckling i referensfallet. De senaste åren har den norska småskaliga vattenkraften byggts ut med omkring 500-700 GWh per år. En utbyggnad i samma takt motsvarar omkring 7 TWh ny vattenkraft under de kommande tio åren. Viss vindkraftsproduktion tillkommer också, beroende på de projektspecifika stöd som finns i Norge idag.

5.2 Resultat av modellkörningar vid ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem

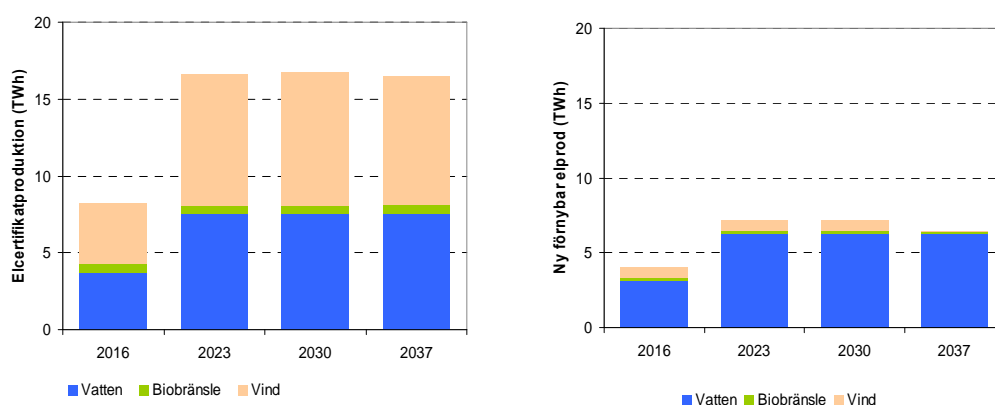
I MARKAL-beräkningarna utgår scenariot som kallas "*grundfallet*" från ett svensk-norskt elcertifikatsystem med ett gemensamt åtagande på ca 31 TWh ny förnybar kraft till och med 2020 jämfört med utgången av 2008 (motsvarar ca 26 TWh jämfört med starten av 2012). Utfallet för den svenska delen av elcertifikatproduktionen i det gemensamma systemet redovisas i Figur 9, till vänster. Den totala produktionen i Sverige är något lägre än i referensfallet, ca 14-15 TWh till och med 2020 från utgången av 2008 (att jämföra med omkring 17 TWh i referensfallet, till höger i figuren). Man kan också se att det endast är vindkraft som minskar. Energimyndighetens prognos är att drygt 3 TWh förnybar el kommer in i det svenska elcertifikatsystemet under 2010 och 2011. Alltså återstår drygt 11 TWh att bygga ut i Sverige under åren 2012-2020, då elcertifikatsystemet är gemensamt.



Figur 9 Elcertifikatproduktion i Sverige i det gemensamma svensk-norska systemet (till vänster) respektive i ett separat svenskt system (till höger).

Anm. Produktionen är beräknad som ny förnybar kraft till och med 2020 jämfört med ingången av 2009.

Den norska produktionen av förnybar el inom ramen för ett gemensamt elcertifikatsystem redovisas i Figur 10. Utbyggnaden i Norge domineras enligt modellkörningen av ungefär lika delar vattenkraft och vindkraft. Det byggs även ut en mindre mängd biobränslekraft, ungefär 0,5 TWh. Totalt byggs det ca 14-15 TWh i Norge under perioden 2012-2020. Detta är nästan 2 TWh mer än det norska ”åtagandet” om 13 TWh i det gemensamma elcertifikatsystemet, och ca 3-4 TWh mer än vad som byggs i Sverige under motsvarande tid. Att det blir så beror bland annat på antagandet om lika fördelning av vindkraftsutbyggnaden mellan de båda länderna *samtidigt* som utbyggnaden av förnybart förväntas gå snabbare i Sverige under 2010 och 2011 tack vare det svenska elcertifikatsystemet. Följaktligen bygger man ”ikapp” i Norge under perioden 2012-2020. Dessutom antas att potentialen för ny vattenkraft i Norge är större än potentialen för en fortsatt biobränslekraftvärmeutbyggnad i Sverige.

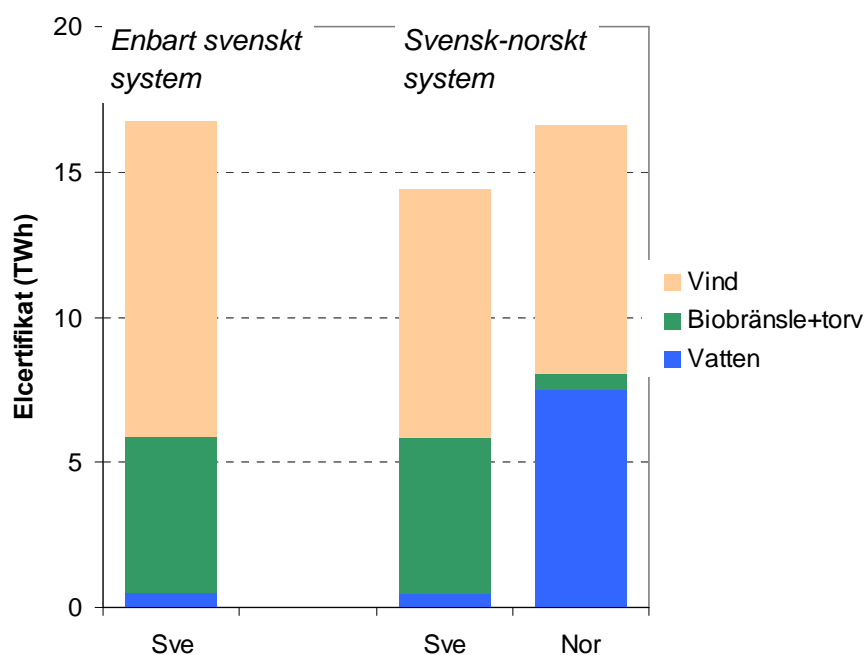


Figur 10 Elcertifikatproduktion i Norge i det gemensamma svensk-norska systemet (till vänster) respektive ny norsk förnybar elproduktion i referensfallet (till höger).

Anm. Produktionen är beräknad som ny förnybar kraft till och med 2020 jämfört med ingången av 2009.

Antagandet om lika kostnader för vindkraft i de båda länderna innebär att så fort vindkraften är marginellt billigare i det ena landet förläggs utbyggnaden dit till dess att kostnaderna stiger och passerar den lägsta kostnaden att bygga ut ny vindkraft i det andra landet. I det läget fortsätter utbyggnaden i det senare landet.

Det går att hävda att utbyggnaden av svensk vindkraft kan gå något fortare eftersom Sverige har ett elcertifikatsystem som kommer vara i bruk ytterligare några år innan det gemensamma systemet införs. Sverige kan ha hamnat något ”högre upp” på sin marginalkostnadskurva för ny vindkraft än Norge år 2012. I så fall kommer Norge sannolikt att ”bygga ikapp” så att marginalkostnaden för ny vindkraft återigen blir densamma i bägge länder. Å andra sidan kan erfarenheten av vindkraftutbyggnad i Sverige leda till att vindkraft, givet identiska förutsättningar i övrigt, byggs billigare i Sverige än i Norge. Dessutom är Norge ännu mindre än Sverige ett låglöneland. Övriga förhållanden för vindkraftsetablering, som tillståndprocesser, möjligheter för nätanslutning och skillnader i nationella producentpriser på el, kan komma att avgöra var och i vilket land vindkraften byggs. Sådana faktorer ingår inte i modellberäkningen.

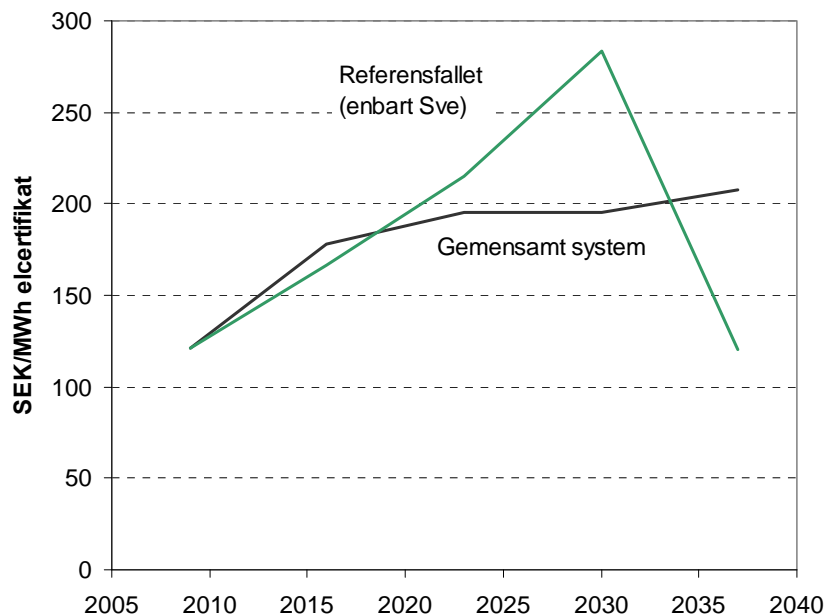


Figur 11 Elcertifikatproduktion per land och energislag från 2008 till och med 2020

5.2.1 Marginalkostnaden för elcertifikat

Vindkraft är den teknik som bestämmer marginalkostnaden för ny förnybar kraft i såväl referensfallet (enbart Sverige) som grundfallet, därför är det rimligt att anta att marginalkostnaden för elcertifikat inte heller uppvisar några större skillnader mellan de bägge fallen (sett över hela beräkningsperioden). Det kan möjligen vara

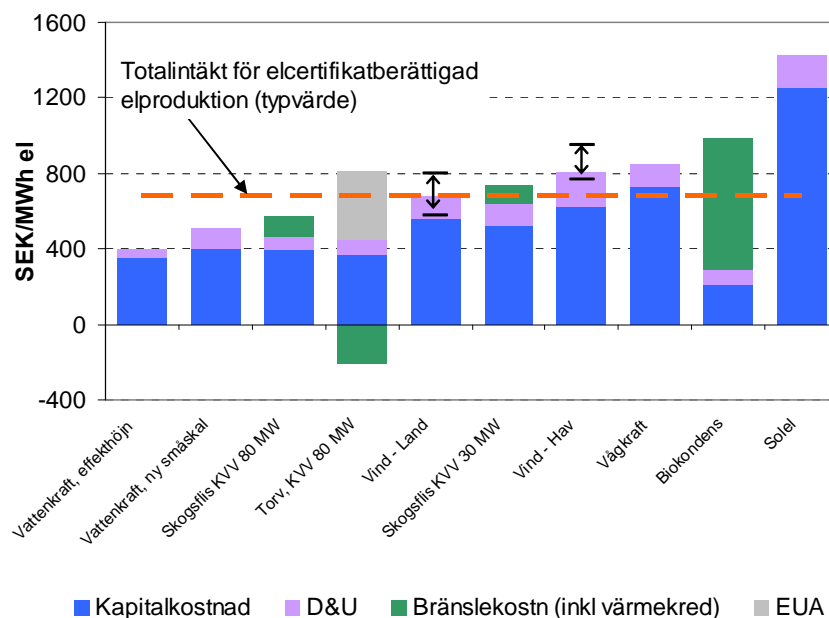
en billigare kostnadsklass för vindkraft som styr marginalkostnaden i grundfallet vilket skulle sänka marginalkostnaden något jämfört med referensfallet. Det är i vissa fall stora skillnader mellan enstaka modellår, beroende på att modellen väljer olika sätt att fördela kostnaderna över tid. Hur kurvorna ser ut i Figur 12 beror på den inbyggda systemdynamiken och bör inte övertolkas; nivån över hela perioden är ett mer robust resultat. Även om man i en verklig situation på goda grunder kan misstänka att fluktuationer i elcertifikatpriset bör kunna vara mindre i ett gemensamt system än i ett separat svenskt system, beroende bland annat på en större marknad, fler kraftslag med olika egenskaper samt mindre samvariation, är detta inget som inkluderas av modellverket. Tesen om en stabilare prisbild på en större marknad motsägs dock inte av modellresultaten. Marginalkostnaden för elcertifikat sett över hela perioden är ungefär lika hög i det gemensamma systemet som i det separata svenska systemet, omkring 20 öre/kWh. Detta innebär också att, allt annat lika, svenska elkonsumenter inte kan förvänta sig någon markant sänkning av elcertifikatkostnaden till följd av Norges inträde i elcertifikatmarknaden.



Figur 12 Marginalkostnaden för elcertifikat i ett gemensamt system jämfört med referensfallet

I Figur 13 visas en förenklad bild av produktionskostnaderna för olika typer av förnybar elproduktion, uppdelade på kapitalkostnader, drift- och underhållskostnader, bränslekostnader (inkl. värmekreditering) samt kostnader för utsläppsrätter. I figuren visas också en typisk nivå på den totala ersättningen (elpris + marginalkostnad för elcertifikat) utifrån en kalkylränta på 7 %. Av figuren framgår att vattenkraft och större kraftvärmeverk är klart lönsamma. Olika klasser av landbaserad vindkraft återfinns i nivå med ersättningen, omkring 680 kr/MWh. Landbaserad vindkraft är alltså den teknik som sätter marginalkostnaden. Produktionsslag till höger om den landbaserade

vindkraften i figuren är för dyra att välja i normalfallet. Detta gäller till exempel för havsbaserad vindkraft.



Figur 13 Total produktionskostnad (typiska värden, real kalkylränta 7 %) för ett urval av elcertifikatberättigade kraftslag.

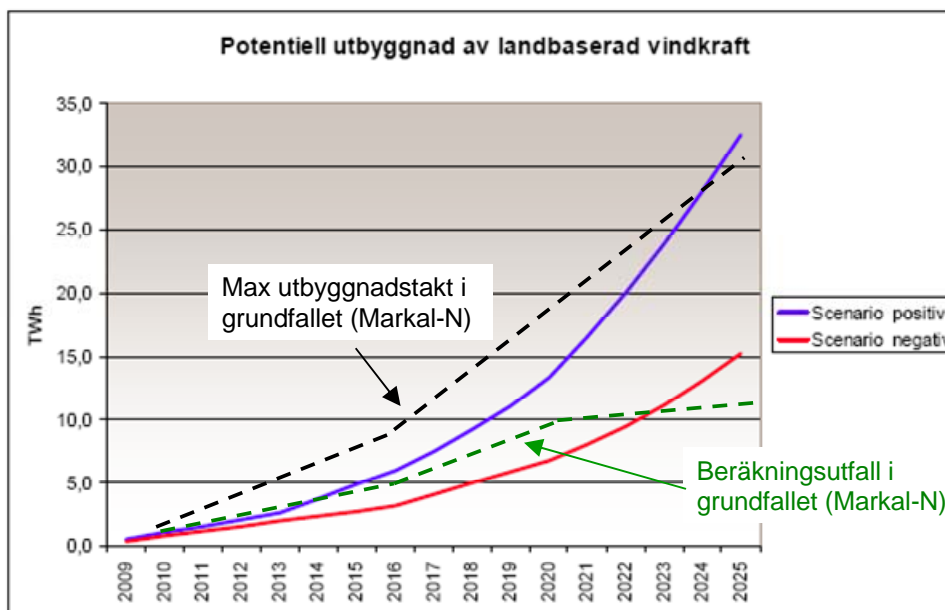
Anm. Den ljusröda, tjocka linjen indikerar en typisk nivå på den beräknade ”intäkten” (summan av råkraftpriset och marginalkostnaden för elcertifikat) för dessa kraftslag. De dubbelriktade pilarna vid vindkraftstaplarna indikerar att det finns ett större antal kostnadsclasser för vindkraft (se även Appendix A, Profus rapport ”Analys av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad”).

5.2.2 Konsekvenser i ett gemensamt elcertifikatsystem när olika parametrar varierar

I samband med analysen av ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem har känsligheten i resultaten testats för begränsningar i utbygganden av vindkraft, för en något större potential av vattenkraft och industriellt mottryck i Sverige, för begränsningar i elöverföring till och från kontinenten samt för en högre kalkylränta än vad som antagits i grundfallet.

Begränsningar i utbyggnaden av vindkraft

Eftersom vindkraften är den elproduktion som återfinns på marginalen kommer den tillåtna utbyggnadstakten att ha stor betydelse för resultaten. Begränsningar i utbyggnad av vindkraft i beräkningsmodellen kan illustrera långa ledtider i tillståndsprocessen och/eller begränsad tillgång på entreprenörer eller vindturbinutrustning men på längre sikt även vad som är tekniskt möjligt att integrera i elsystemet. Dessa begränsningar införs som *övre* gränser för hur mycket vindkraft som får byggas. Modellen avgör sedan hur mycket av denna högsta tillåtna volym som är ekonomiskt motiverad att bygga ut.



Figur 14 WSPs bedömning ("scenario positiv" respektive "scenario negativ") av den maximala realistiska vindkraftutbyggnaden (på land i Sverige) samt övre utbyggnadsbegränsning respektive beräkningsutfall (referensfallet) i MARKAL-NORDIC

Anm. Nivåerna anger volymer utöver det som fanns i bruk vid 2008 års utgång.

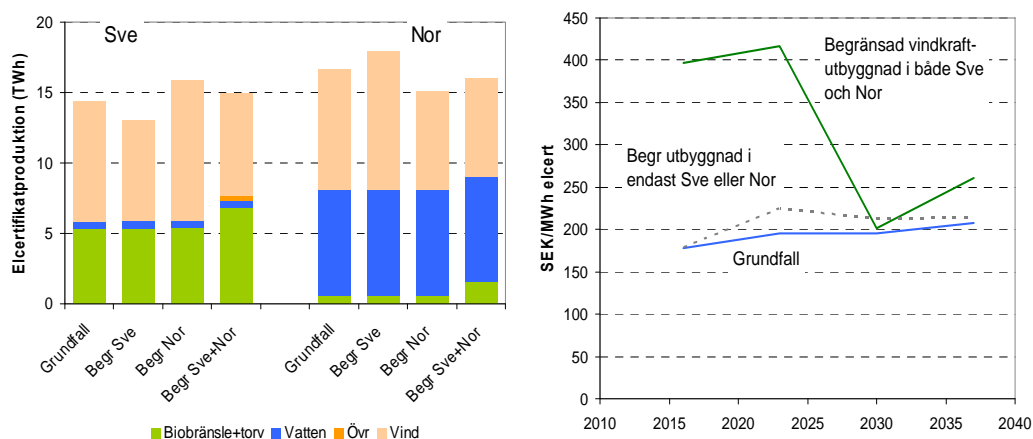
I Figur 14 illustreras den roll som olika profiler för den tillåtna utbyggnadstakten för landbaserad vindkraft spelar (figuren avser Sverige). Den svarta linjen i figuren visar en bedömning av den högsta möjliga utbyggnadstakt som antagits inför detta uppdrag. Den modelltekniskt motiverade övre begränsningen är dock inte intressant så länge som beräkningsutfallet befinner sig under den övre gränsen. I figuren finns också två olika möjliga utbyggnadstakter för landbaserad vindkraft som hämtats från ett arbete utfört av WSP Environmental, "Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat", på uppdrag av Energimyndigheten. Här benämner vi dessa utbyggnadstakter "scenario positiv" (den blå linjen) och "scenario negativ" (den röda linjen). Den gröna linjen i figuren redovisar beräkningsutfallet för grundfallet (ett gemensamt elcertifikatsystem). Man kan konstatera att beräkningsutfallet konsekvent ligger under modellens antagande om maximal utbyggnadstakt, det vill säga den är inte begränsande, och har därmed ingen betydelse för beräkningarna. Följaktligen är det snarare intressant med en känslighetsanalys där utbyggnadstakten begränsas enligt scenario "negativ".

Med scenario "negativ" som utgångspunkt har utbyggnaden av vindkraft begränsats på tre olika sätt: 1) enbart i Sverige, 2) enbart i Norge (de bedömda förhållandena för utbyggnadstakten i Sverige har använts också för den norska vindkraften i modellverktyget) samt 3) både i Sverige och i Norge. Det sistnämnda innebär till exempel att maximalt ytterligare 7 TWh vindkraft får byggas ut till och med 2020 i vardera landet utöver det som var i bruk år 2008.⁴¹ I

⁴¹ År 2008 producerade vindkraften omkring 2 TWh i Sverige och nästan en TWh i Norge

grundfallet byggs omkring 17 TWh vindkraft ut under motsvarande tidsperiod. Begränsningen innebär med andra ord ett ”underskott” på närmare 3 TWh som måste fyllas med annan produktion.

Utfallet av de tre begränsningsfallen visas i Figur 15 nedan. I de två fall där vindkraftutbyggnaden begränsas i enbart det ena landet så räcker vindkraftpotentialen (d.v.s. grundfallets antagande om maximal utbyggnadstakt) i det andra landet för att kompensera för ”underskottet” av vindkraft. Först i det fall då vindkraftutbyggnaden begränsas i bägge länder ökar bidraget från de övriga kraftslagen, i första hand biobränslekraft.



Figur 15 Jämförelse mellan grundfallet och olika scenarier för begränsad utbyggnadstakt för vindkraftproduktion.

Anm. Elcertifikatproduktion år 2020 till vänster och marginalkostnadsutveckling till höger i figuren.

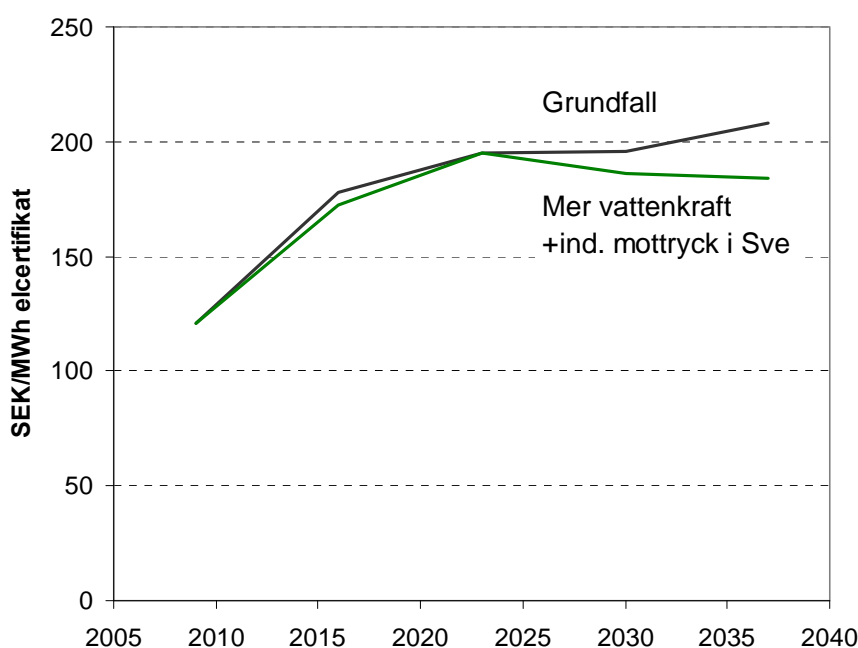
Eftersom det finns gott om vindkraft i båda länderna i grundfallet till en kostnad på omkring 65-70 öre/kWh bör marginalkostnaden för elcertifikat inte påverkas alltför mycket i de två fall då utbyggnadstakten begränsas i bara ett av länderna.

I det tredje fallet krävs bidrag från främst biobränslekraft men också från betydligt dyrare produktionsslag i Sverige för att täcka ”vindkraftsunderskottet” och nå upp till produktionsmålet. Att det blir just vågkraft i den här modellberäkningen beror delvis på att det finns begränsningar i modellen även för hur mycket havsbaserad vindkraft som byggs. Annars skulle havsbaserad vindkraft med största sannolikhet ha valts före vågkraft. Idag är det i princip okänt vad vågkraft skulle kosta, och ledtiderna är långa. En naturlig tolkning av resultatet är att systemet är ansträngt och att mycket dyra produktionsalternativ måste tas i anspråk. Ett sådant scenario bedöms som osannolikt.

Mer vattenkraft och industriellt mottryck i Sverige

I denna känslighetsanalys har potentialen för ny vattenkraft i Sverige ökat med 1,25 TWh mellan 2008 fram till 2020, istället för med 0,5 TWh som i grundfallet. (Hänsyn har inte tagits till vilka projekt som kan få godkänt i miljöprövningen). Samtidigt har den industriella mottrycksproduktionens potential räknats upp till

1,5 TWh för samma period, istället för drygt 0,5 TWh i grundfallet. Både ny vattenkraft och nyinvesteringar i industriellt mottryck i allmänhet är billigare åtgärder än ny vindkraft, alltså krävs i detta scenario mindre vindkraft i det gemensamma elcertifikatsystemet än i grundfallet, givet samma produktionsmål. All vindkraft ersätts dock inte av den tillkommande vatten- och mottrycksproduktionen, med påföljd att vindkraft fortfarande kommer att bestämma marginalkostnaden för elcertifikat. Marginalkostnaden hamnar dock något under grundfallets motsvarighet vilket indikerar att en något billigare vindkraftklass styr marginalkostnaden.



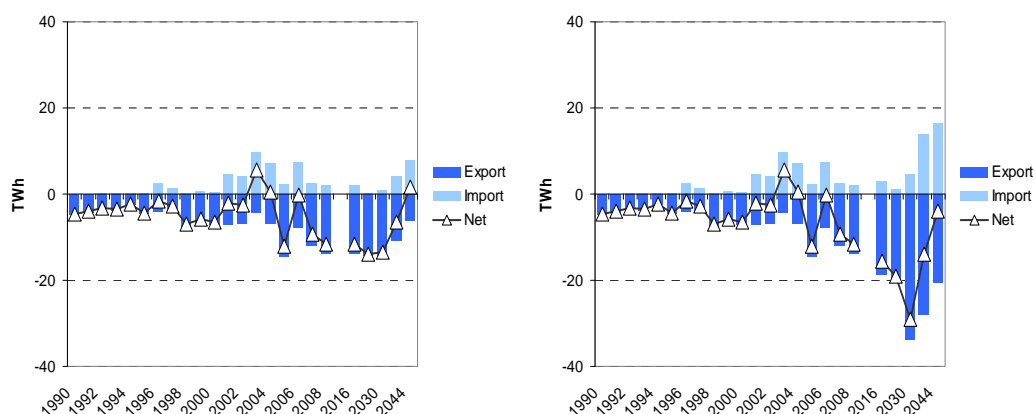
Figur 16 Marginalkostnaden för att producera elcertifikat i grundfallet respektive i ett fall med en något större potential för ny vattenkraft och ny industriell mottrycksproduktion i Sverige

Begränsningar i elöverföring till och från kontinenten

Elcertifikatsystemet leder till en kraftig ökning av utbudet av elproduktion med relativt låga rörliga kostnader. I kombination med en relativt långsam elbehovsökning i Sverige (något större ökning i Norge) leder detta till ett visst tryck på elexport från Norden. Diagrammet till höger i Figur 17 visar den stora nettoexporten från Norden som alltså till viss del beror på det svensk-norska elcertifikatsystemet.

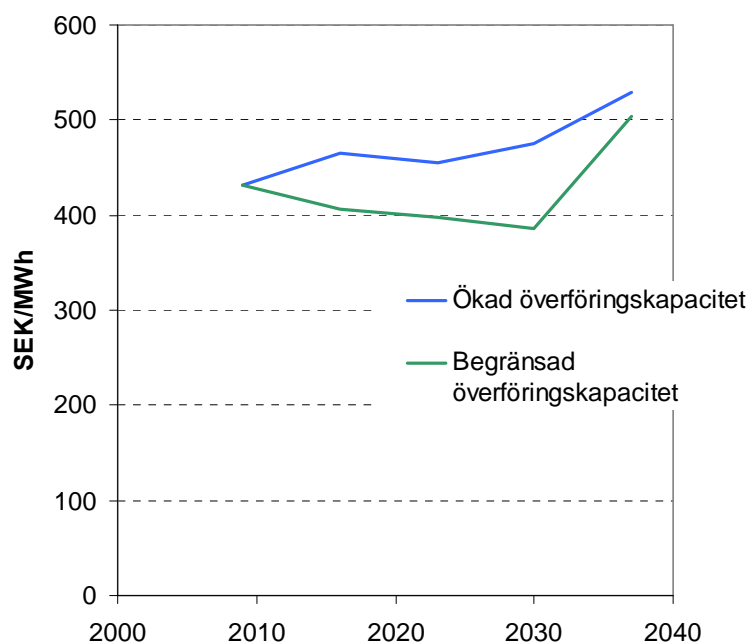
De existerande överföringsförbindelserna till kontinenten utnyttjas inte fullt ut, bland annat beroende på driftstörningar och reserverad kapacitet. Modellverktyget hanterar inte dessa begränsningar. Då modellen dessutom kan investera i ny överföringskapacitet om den är lönsam så kan elhandeln mellan länderna i modellberäkningarna bli avsevärt större än idag. För känslighetsberäkningen har

därför begränsningar införts som innebär att inga nya investeringar i elöverföring tillåts, samt ett utnyttjande på högst 65 % av befintlig överföringskapacitet. Det resulterande utfallet för elhandeln mellan Norden och Tyskland/Polen visas i det vänstra diagrammet i Figur 17.



Figur 17 Elhandel mellan Norden och kontinenten i grundfallet (till höger) och i ett fall med begränsad överföring (till vänster).

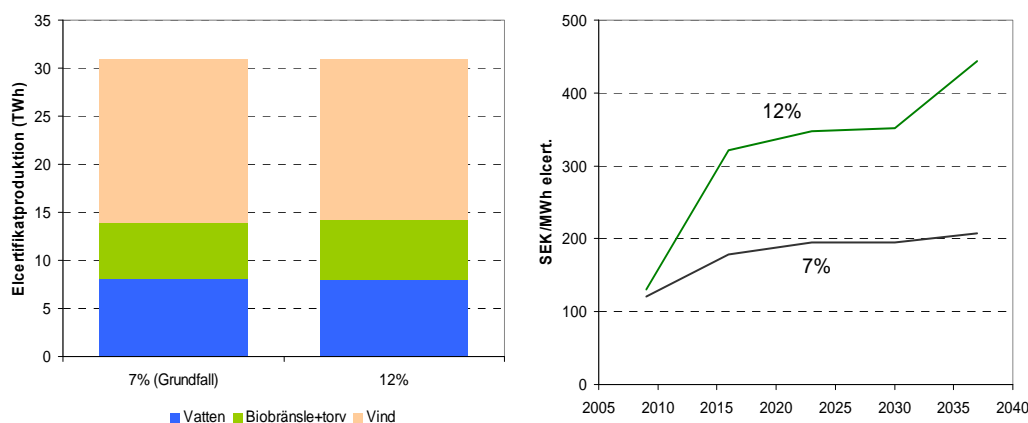
En begränsning i elöverföring medför att det ökade nordiska utbudet i högre grad "stängs in" inom Norden. Eftersom elpriset i råkraftledet följaktligen blir lägre i detta fall än i grundfallet så blir marginalkostnaden för elcertifikat på motsvarande vis högre, och ligger på omkring 230 SEK/MWh jämfört med de närmare 200 SEK/MWh i grundfallet. Skillnaden på 30 SEK/MWh vägs dock inte riktigt upp av nedgången i elpris på typiskt 50-60 SEK/MWh för prisområde "Sverige". I prisområde "Norge" är elprisnedgången just ca 30 SEK/MWh, precis så mycket som marginalkostnaden för elcertifikaten stiger. Det är alltså vindkraft i Norge som i detta fall ligger på marginalen. Resultatet beror på att känslighetsberäkningen inte tillåter fullt utnyttjande av de existerande överföringsförbindelserna mellan de bägge länderna. En iakttagelse är att även om både elcertifikat- och elmarknaden är gemensam så kan flaskhalsar i elöverföring mellan Sverige och Norge leda till olika elpriser och leda till att lönsamheten för investeringar i förnybar kraft skilja sig åt något mellan länderna.



Figur 18 Systempriset på el (prisområde "Sverige") i grundfallet och i ett fall begränsad överföring till Kontinentaleuropa.

Kalkylräntan

Avslutningsvis omfattar känslighetsanalysen ett fall med en högre kalkylränta, 12 % reallt jämfört med grundfallets 7 %. En högre kalkylränta medför att relativt sett mer kapitalintensiva kraftslag tappar i konkurrenskraft. För de förnybara produktionsslagen innebär detta att vind- och vattenkraft blir relativt sett mindre lönsamma än till exempel biobränslekraft. I beräkningen får detta ett mycket litet genomslag eftersom de mest lönsamma biobränslekraftresurserna redan är utnyttjade i grundfallet och det som återstår inte vinner tillräckligt i relativ lönsamhet för att lämna något större bidrag. Sammansättningen av produktionsslag i detta scenario är därför närmast identisk med grundfallet. Däremot påverkas marginalkostnaden för elcertifikat. Samtliga produktionsslag blir dyrare och det gäller i synnerhet kapitalintensiv teknik som vindkraft. Eftersom vindkraft styr marginalkostnaden för elcertifikat så har valet av kalkylränta stor betydelse. Istället för grundfallets typvärde på 200 SEK/MWh ligger marginalkostnaden i fallet med hög kalkylränta kring 350 SEK/MWh (Se Figur 19).

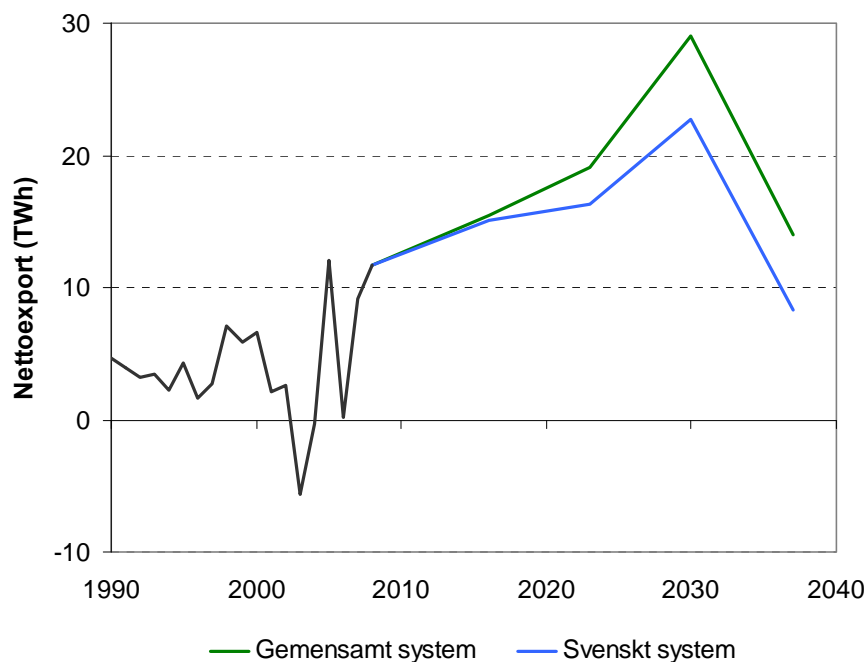


Figur 19 Ökning i svensk-norsk elcertifikatproduktion år från 2009 till och med 2020 i grundfallet (stapeln längst till vänster) och ett fall med 12 procents kalkylränta (stapeln till höger) samt motsvarande marginalkostnader för elcertifikat.

5.2.3 Ellexport till Norra Europa

Enligt modellberäkningarna så exporteras huvuddelen av den tillkommande elproduktionen från Norden då man jämför referensfallet med grundfallet (en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad). Detta betyder att nettoexporten till Tyskland och Polen (som ingår i modellbeskrivningen) ökar med ungefär lika mycket som den tillkommande produktionen i Norden. Jämfört med referensfallets utfall för 2020 så tillkommer dock ”endast” ca 6-7 TWh i fallet med en gemensam elcertifikatmarknad eftersom vi kunnat konstatera att redan i referensfallet så byggs det ut förnybar kraft även i Norge (vi har ju utgått från att det norska åtagandet i en gemensam marknad sätts utifrån vad Sverige tar på sig mellan 2020 och 2012 och inte utifrån vad man i Norge producerar i ett referensfall år 2020). En stor del av den tillkommande kraften exporteras men en viss del ersätter också inhemsk nordisk elproduktion i huvudsak fossilbaserad kraft. Det som ”ersätts” är till stor del investeringar som inte blir av i grundfallet men väl i referensfallet. Men det finns naturligtvis också en risk för att den ökade förnybara ambitionen i Sverige och Norge leder till att vissa investeringar i förnybart i grannländerna inte görs. Vi har kunnat se sådana indikationer i beräkningarna även om de är små.

I Figur 20 visas den nordiska nettoexporten till Tyskland och Polen i såväl referensfallet som i grundfallet.



Figur 20 Nordisk nettoexport av el till Tyskland och Polen.

5.3 Tillståndprocessernas betydelse

Det är mycket viktigt att tillståndprocesserna för utbyggnaden av den förnybara elproduktionen fungerar. Detta gäller förstås både vid ett separat svenskt elcertifikatsystem och vid ett gemensamt system med Norge. Om flaskhalsproblem uppstår kan detta ge konsekvenser på utbyggnaden av den förnybara elproduktionen och på prisnivån på certifikaten. Det har nyligen genomförts förändringar i tillståndprocesserna i Sverige för nätutbyggnad och för etableringen av vindkraftverk. Det är viktigt att kontinuerligt, kanske årligen, följa vad dessa förändringar innebär för tillståndstiderna.

Den uppföljning som Energimyndigheten lät göra hösten 2009 över tillståndstider för bl.a. vindkraftsanläggningar, och som då kunde jämföras med förhållandena vid den förra översynen (2004), visade att tiderna i Sverige inte förändrats. De norska processerna bedömdes då (2004) som smidigare.

Den förnybara elproduktionens negativa effekter är i regel av lokal och regional karaktär, och det är på så sätt rimligt att dessa också tillståndsmässigt hanteras på lokal/regional nivå⁴². De nationella och internationella målen om förnybar energi måste så långt som möjligt anpassas efter lokala och regionala mål. Här finns en pedagogisk knäckfråga. I den svenska fysiska planeringen har kommunerna en betydande grad av självbestämmande just för att man i bedömningen av olika

⁴² Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatmarknad. Söderholm och Ek.

etableringars effekter på omgivningen ska kunna ta hänsyn till specifikt lokala förhållanden. Detta talar för att det inte finns några starka skäl för att försöka harmonisera tillståndsprövningen i Norden. Det är oundvikligt att investeringsvillkoren skiljer sig åt, men viktigt att belysa och hantera snedvridande förhållanden. Det måste bedömas som mycket svårt att uppnå full konkurrensneutralitet på detta område.

Tillståndprocesserna i Sverige och Norge skiljer sig åt på vissa punkter. Den norska energimyndigheten har exempelvis en bättre översyn och kunskap om kommande projekt samt hanterar även tillstånden, både för nät och för etablering. Nätutbyggnad och byggnation av produktionsanläggning kan hanteras tillsammans. Detta kan vara en fördel för vindkraftsutbyggnad i Norge.

Eftersom vindkraften är så viktig i utbyggnaden av den förnybara elproduktionen är det centralt att tillståndshanteringen fungerar. Svenska Kraftnät har pekat ut tillståndprocessen för stamnätsutbyggnad som en större fråga än motsvarande för vindkraftsanläggningen.

5.4 Nätutbyggnad

Stamnätsutbyggnaden kommer att bli viktig för exporten av den nordiska elen till kontinenten. Här är överföringen idag redan "internationell" eftersom el från ett land ofta överförs via ett annat lands nät. Stamnätsföretagen i de nordiska länderna har ett samarbete kring dessa frågor och samfinansiering görs.

En storskalig utbyggnad av vindkraft innebär delvis nya förutsättningar för stamnätet. Svenska Kraftnät har beskrivit konsekvenserna för stamnätet och behovet av reglerkraft vid en sådan utbyggnad i Sverige⁴³. Stamnätet är utbyggt för att effektmässigt kunna överföra den maximala vattenkraftsproduktionen. Det innebär att under ett år går snitten fulla under ett antal timmar, och överföringskapaciteten begränsas då under dessa tider. Övrig tid finns möjlighet att överföra tillkommande produktionskapacitet.

Om utbyggnaden av vindkraft i Sverige överstiger 10 TWh nås ett läge då stamnätets överföringskapacitet behöver förstärkas. Konsekvenserna blir större om merparten av produktionen förläggs i norra Sverige. Var den tillkommande norska vindkraften kommer att placeras påverkar också. Vid större utbyggnad, upp mot 30 TWh, behöver förstås ännu större anpassningar göras.

Även utbyggnaden av nät på lägre spänningsnivåer blir viktigt för utbyggnaden av den förnybara elproduktionen. Det kan även här uppstå trappstegseffekter när befintliga nät till att börja med kan klara en viss mängd tillkommande produktion. Detta, liksom stamnätsutbyggnaden, påverkar kostnaden för vindkraftsproducenten och för elkunden, kanske framförallt på sikt.

⁴³ Storskalig utbyggnad av vindkraft. SvK 2008

5.4.1 Olika nätkostnader

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge möts vindkraftsproducenterna av samma stödnivå per kWh från systemet. Om de samtidigt möts av olika kostnader, och om dessa beror av olika praxis för kostnadsfördelning, kan detta styra produktion till det land där producenten betalar minst. Skillnader i kostnadsfördelning mellan producent/kundkollektiv i länderna bör därför justeras. Harmonisering av regleringsskillnader skulle vara en fördel, vilket också uppmärksammas av tillsynsmyndigheterna i Sverige, Finland och Norge.

I detta uppdrag har inte inmatningstarifferna för vindkraftsproducenterna i Sverige och Norge analyserats. Det är nätföretagen som sätter tarifferna i Sverige, och dessa ska vara skäliga samt spegla placeringen och kostnaden i nätet. Det skulle dock vara intressant med en översikt över de svenska (och norska) inmatningstarifferna. Kanske skulle vindkraftsproducenter kunna läggas till i typkunderna i de årliga tariffrapporterna som nätföretagen upprättar varje år och som lämnas till Energimarknadsinspektionen. Dock beror ju tariffen på var i nätet anslutningen görs. Alternativt skulle en sammanställning över producenternas tariffer kunna visas. Vid en gemensam marknad skulle motsvarande från Norge vara värdefullt.

5.5 Elmarknaden

En ökad produktion av förnybar el kan leda till ett utbudsöverskott på elmarknaden. Det skulle sänka elpriset vilket gynnar en del aktörer. Den kvotpliktiga elanvändaren skulle kunna få möta både en kostnadshöjning till följd av en ökad elcertifikatkostnad samt en prissänkning till följd av ett ökat utbud av elproduktion. Nettoeffekten för den kvotpliktiga elanvändaren är inte analyserad. För den elintensiva industrin som i nuläget är undantagen från kvotplikt blir nettoeffekten troligtvis en elprissänkning. Det bör också analyseras hur denna utveckling påverkar utbudskurvan för elproduktion på längre sikt. Om det skapas ett nytt långsiktigt pris på marginalen.

I det här sammanhanget behöver också det pågående arbetet med energieffektivisering beaktas. En fortsatt satsning på att synligöra energieffektivisering kan påverka efterfrågekurvan på ett annat sätt än vad som är fallet idag, och göra den mer elastisk. Priset på elenergi är också en viktig faktor för att genomföra åtgärder för att begränsa energianvändningen. Det är också viktigt att den nordeuropeiska elmarknaden kan utvecklas när det gäller infrastruktur för en ökad elhandel.

5.6 Nästa kontrollstation

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge bör nästa kontrollstation utföras gemensamt. En rad frågor behöver belysas. Hur fungerar systemet, klarar

marknaden att hantera ökningen i utbyggnad, hur fungerar prisbildning och tillståndprocesser?

Nedan följer några frågor att undersöka/diskutera vad gäller likheter och skillnader mellan länderna i tillståndshantering:

- Skillnader i ledtider, är det mer tidseffektivt med en centraliserad handläggning?
- Harmoniserad behandling av projekten. Det är intuitivt sett större risk för att liknande ärenden får olika behandling när de handläggs av olika länsstyrelser som är fallet i Sverige.
- Kunskap om tillkommande förnybar produktion. En central hantering som i Norge ger betydligt bättre förutsättningar att sammanställa de ärenden som är under prövning – men sådan information skulle också kunna sammanställas i Sverige.
- Kommunal tillstyrkan verkar fungera på ett annat sätt i Norge, och i Sverige kan det komma att utgöra ett betydande hinder för etablering.
- Förankring av projektet hos bl.a. allmänheten och rätt att överklaga. Vilka skillnader finns mellan länderna?

5.7 Slutsatser

Beräkningar indikerar att den gemensamma ambitionen i Norge och Sverige medför ökad vattenkraftsproduktion i framförallt Norge, ökad biobaserad kraftproduktion i framförallt Sverige och ökad vindkraftsproduktion i båda länderna. Det går idag inte att avgöra hur vindkraftsproduktionen kommer fördelas mellan länderna, kostnaderna bedöms vara ungefär desamma i länderna. Slutsatsen är att det är marknaden som kommer avgöra hur fördelningen mellan länderna blir. Skulle det finnas omständigheter som favoriserar vindkraftsinvesteringar i det ena landet framför det andra, så kan bilden av en tämligen jämn produktionsfördelning mellan Sverige och Norge komma att ändras.

Prisbildningen på elcertifikat styrs av grundläggande utbuds- och efterfrågeförhållande. För att tillräckliga investeringar i förnybar elproduktion ska ske krävs att priset på elcertifikat är tillräckligt högt så att detta, tillsammans med elpriset, är tillräckligt för att täcka de fulla kostnader för den dyraste förnybara produktionen som krävs för att uppfylla kvotkravet. Möjligheten att spara certifikat innebär att prisnivån primärt bestäms av förväntningarna om kostnaderna för att uppfylla kvotkravet på lång sikt snarare än kostnaderna för att uppfylla kvotkravet på kort sikt.

Den långsiktiga marginalkostnaden för ny förnybar elproduktion är ungefär densamma i båda länderna och utgörs av vindkraft. Eftersom de långsiktiga (marginal)kostnadsförväntningarna är ungefär desamma på en renodlat svensk marknad som på en svensk-norsk marknad kan man inte förvänta sig några större priseffekter ens på kort sikt. De prismässiga konsekvenserna av en gemensam

marknad borde därför på sikt vara små. Tesen om en stabilare prisbild på en större marknad motsägs inte av modellresultaten.

Eftersom det finns stor potential för landbaserad vindkraft i båda länderna till en kostnad på omkring 65-70 öre/kWh bör marginalkostnaden för elcertifikat inte påverkas alltför mycket om vindkraftsutbyggnadstakten (av någon anledning) begränsas i bara ett av länderna. Det finns dock en risk att marginalkostnaden kortsiktigt kan bli hög. Begränsningen kan i sådana fall leda till kortvarigt högre elcertifikatpris. På längre sikt utgör inte utbyggnadsbegränsningen något hinder, i detta fall, eftersom potentialen är stor.

Nätutbyggnad är centralt för utbyggnaden av den förnybara elproduktionen. Ett gemensamt elcertifikatsystemet leder till kraftig ökning av utbudet av elproduktion med relativt låga rörliga kostnader. I kombination med en relativt långsam ökning i elanvändning i de båda länderna leder detta till ett tryck på elexport från Norden. Begränsningar i möjlighet till elöverföring till nordeuropa kan dock innebära att elen stängs in i Norden. Detta kan ge fallande elpriser, som inte alltid fullt ut kompenseras av ökade elcertifikatpriser. Det kan också uppstå flaskhalsar i överföringen mellan Sverige och Norge vilket kan ge olika elpriser. Lönsamheten för investeringar kan då skilja mellan länderna.

Även utbyggnaden av nät på lägre spänningsnivåer blir viktigt för utbyggnaden av den förnybara elproduktionen. Det kan även här uppstå trappstegseffekter när befintliga nät till att börja med kan klara en viss mängd tillkommande produktion. Detta, liksom stamnätsutbyggnaden, påverkar kostnaden för vindkraftsproducenten och för elkunden, kanske framförallt på sikt. En ökad produktion av förnybar el kan leda till ett utbudsöverskott på elmarknaden. Det skulle sänka elpriset vilket gynnar en del aktörer.

Det kommer att bli viktigt att följa hur tillståndprocesserna och nätutbyggnaden fortlöper i de båda länderna. Processerna behöver följas kontinuerligt, kanske behövs en redovisning varje år. Bättre fungerande process i ett av länderna skulle kunna stimulera det andra landet till förbättringar, men det måste bedömas som mycket svårt att uppnå full konkurrensneutralitet på detta område. Vindkraftsutbyggnaden är viktig men även fortsättningsvis kommer utbyggnad att behöva vägas mot andra intressen.

Vid ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge möts vindkraftsproducenterna av samma stödnivå per kWh från systemet. Om de samtidigt möts av olika kostnader, och om dessa beror av olika praxis för kostnadsfördelning, kan detta vara snedvridande för konkurrensen. Harmonisering av sådana regleringsskillnader bör därför övervägas. Skillnader i kostnadsfördelning för förstärkning av befintligt nät för nya vindkraftsanläggningar är exempel på sådan skillnad.

Nästa kontrollstation blir intressant och viktig, särskilt vid en gemensam marknad. Hur klarar marknaden att hantera den totala ambitionen? Fungerar

tillståndsgivningen för elnät och etablering av produktionsanläggning utan flaskhalsproblem? Ska vara möjligt att sänka ambitionen om processen för tillståndshantering verkar problematisk – behöver effektiviserande åtgärder göras i systemet?

6 Kortsiktiga konsekvenser

- Priset på elcertifikat kan både sjunka och stiga beroende på vilka antaganden om kvotnivå och utbyggnadstakt som görs för en norsk kvotkurva vid ett gemensamt elcertifikatsystem.
- Vindkraften är i de flesta scenarier prissättande på både lång och kort sikt.
- Elcertifikatpriset styrs normalt av förväntningar, vilket kan dämpa eventuella kortsiktiga prisförändringar.
- Osäkerheten i prisbildningen av elcertifikat kan dämpa investeringsviljan.

Det som utifrån ett investerarperspektiv främst karakteriserar ett elcertifikatsystem, jämfört med ett fastprissystem, är osäkerheten om framtida priser. Ett gemensamt certifikatsystem med Norge upplevs av de flesta aktörer som positivt. Dock omgärdas en sådan förändring av osäkerheter, kanske särskilt på kort sikt. Det är därför av stor vikt att informera om hur utökningen ska genomföras och hur en övergång ska utformas. Det finns annars en risk att investeringar skjuts på framtiden och att utbyggnaden av förnybar elproduktion stannar upp.

De kortsiktiga konsekvenserna behandlar framförallt den påverkan på elcertifikatpris och utbyggnad av förnybar elproduktion kan få ett till två år före och efter en eventuell sammanslagning med Norge genomförs. Avsnittet om de kortsiktiga effekterna är tänkt som en beskrivning av tänkbara scenarier inom en nära framtid. Det är först genom att studera de långsiktiga konsekvenserna som de egentliga för- och nackdelarna med ett gemensamt elcertifikatsystem kan identifieras.

6.1 Tidigare rapport

De kortsiktiga konsekvenserna av en gemensam elcertifikatmarknad beskrevs redan år 2005 i en rapport av Energimyndigheten (ER2005:07). De förutsättningar och den statistik om elcertifikatsystemet som användes i rapporten avsåg år 2004. I rapporten definierades kortsiktigheten som tiden från att diskussioner med Norge inleds till cirka 6 månader efter samgåendet.

En viktig slutsats från rapporten var att elcertifikatsystemet då var väldigt nytt och relativt kortsiktigt, med kvoter fastställda endast fram till och med år 2010. Att

tillföra nya osäkerhetsfaktorer såsom Norges ambitionsnivå, hur länge en anläggning ska få elcertifikat, torvens och avfallens ställning m.m. ansågs kunna skapa oönskade prisfluktuationer och en avtagen investeringsvilja. I rapporten antogs prisfluktuationen avta när förutsättningarna för sammanslagningen fastställts och kommunicerats med aktörerna i elcertifikatsystemet.

Idag är elcertifikatsystemet mer långsiktigt med en kvotkurva fastställd till och med år 2035. Det finns en fungerande handelsplats och aktörerna har förtroende för systemet. I den avsiktsförklaring som Sverige och Norge gjorde i september 2009 enades länderna bland annat om att Norge ska ha samma ambitionsnivå som Sverige, att systemet ska fortsätta vara teknikneutralt och i linje med det svenska. Med utgångspunkt från den gamla rapporten borde de kortsiktiga konsekvenserna beskrivna där inte bli lika stora nu.

Det är fortfarande av stor vikt att fortlöpande information når ut till aktörer med detaljer om vad sammanslagningen med Norge innebär. Redan idag tecknas terminskontrakt med leverans efter 1 januari 2012. Nedan beskrivs sammanslagningens prispåverkan mer ingående.

6.2 Påverkan på pris och utbyggnad

Analys visar att priset och utbyggnaden kortsiktigt kan komma att påverkas av en gemensam marknad, dels beroende på informationen om sammanslagningen ut till aktörerna, dels på hur Norge utformar sin kvotkurva. Osäkerheten kring sammanslagningen blir större ju mindre information aktörerna får. Eftersom prisbildningen till viss del beror på förväntat utbud och efterfrågan påverkas den av att förväntningarna blir svårare att förutse. En dämpande effekt är däremot att elcertifikatsystemet och marknaden för elcertifikat är betydligt stabilare än vid förra översynen år 2004/2005.

Pöyry har i en rapport beställd av Energimyndigheten⁴⁴ analyserat de kortsiktiga konsekvenserna av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad.

Utbyggnadstakten för norsk förnybar elproduktion har uppskattats genom att studera var ansökningar om koncession för elproduktionsanläggningar befinner sig i tillståndsprocessen till norska myndigheter. Kostnaden för anläggningarna är baserad dels på vad de sökande uppgivit i sina ansökningar om koncession samt Pöyrys erfarenheter av kostnader för de här typerna av projekt.

I analysen antas att prisbildningen på elcertifikat utgår från att täcka kostnaderna för den dyraste produktion som krävs för att uppfylla målet. Elcertifikatpriset blir därmed vad som återstår för att täcka kostnaden efter försäljning av el.

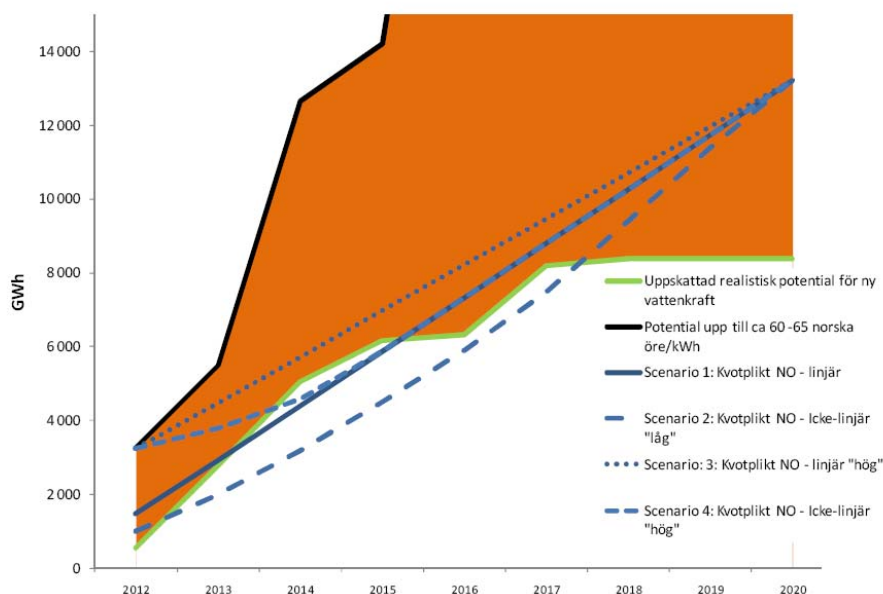
Möjligheten att spara elcertifikat gör dock att det är det förväntade framtida utbudet och efterfrågan som är prisbildande. Det gör att elcertifikat påverkas mer av den långsiktiga prisutvecklingen på el än av kortsiktiga variationer.

⁴⁴ Pöyry. Kortsiktiga effekter av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad (2010)

Norges kvotkurva antas bli utformad för att nå målet på 13,2 TWh år 2020, samma ökning som Sverige förväntas ha mellan år 2012 och år 2020. I Pöyrys rapport har sedan fyra olika alternativa kvotkurvor analyserats. I två analyser är kvotkurvan linjärt ökande med en hög respektive låg initial kvotnivå. De andra två är mer långsamt ökande kvotkurvor med hög respektive låg initial kvotplikt.

I Figur 21 finns de fyra kvotkurvorna inritade tillsammans med den uppskattade realistiska potentialen för ny vattenkraft och vindkraftspotentialen upp till ett specifikt kostnadsområde i Norge⁴⁵. Där kan man se att det enbart är i scenariot med icke linjär kvotkurva och låg initial kvotnivå som Norge på kort sikt klarar av sin utbyggnad av förnybar elproduktion med ny vattenkraft. De olika scenarierna ger också olika konsekvenser för aktörer och elkunder. NVE menar dock att den norska vattenkraften inte kan byggas ut så snabbt och på så få år som bilden indikerar.

Scenariot med hög initial kvotnivå och linjär ökning ger en stor efterfrågan och därmed goda förutsättningar för investering av förnybar elproduktion medan det motsatta scenariot ger sämre förutsättningar. För elkunden är förhållandet tvärtom med höga respektive låga kostnader. Det är dock återigen fråga om den omedelbara följden och på längre sikt behöver inte utfallet bli detsamma.



Källa: Pöry Management Consulting analys

Figur 21. Olika scenarier av kvotkurvor för Norge samt ett tänkbart scenario på potentialen av norsk utbyggnad av förnybar elproduktion.

Anm. NVE är tveksam till att vattenkraften i Norge kan byggas ut så snabbt som figuren visar

⁴⁵ Markerat i figur 21, 60-65 norska öre/kWh

I ett gemensamt elcertifikatsystem för Sverige och Norge kommer Sveriges och Norges gemensamma kvotplikt och utbyggnadstakt tillsammans utgöra utbudet och efterfrågan på elcertifikatmarknaden. I det fallet är det, oavsett scenario, landbaserad vindkraft som blir prisbildande på lång sikt och även i de flesta fall på kort sikt. I ett scenario med linjär utbyggnad och låg initial kvotkurva kommer vissa dyra vindlägen som skulle behövt användas i ett renodlat svenskt system inte att behöva utnyttjas i ett gemensamt. Därmed förväntas priset på elcertifikaten att sjunka något jämfört med de nivåer som varit kring årsskiftet 2009/2010 (runt 300 kr). Det är också möjligt att det svenska överskottet tillsammans med norsk vattenkraft kortsiktigt kan leda till större prisfall. Redan år 2013 kommer dock det svenska överskottet börja reduceras i och med höga kvoter. Det svenska överskottet kan också på kort sikt ses som en prisdämpande faktor om norsk förnybar elproduktion inte kommer till stånd.

Utbudet av norsk vattenkraft är förenad med viss osäkerhet. Potentialen för småskaliga vattenkraftanläggningar med effekter under 1 MW kan ha underskattats eftersom den inte kräver koncession och därmed ingen anmälan till norska myndigheter. Ledtiderna för projekten kan också skilja och därmed kan viss produktion komma in tidigare eller senare. Mycket vattenkraft och en låg initial kvotkurva skulle kunna leda till att vattenkraften, kortsiktigt räcker för att täcka upp utbyggnadstakten i bägge länderna. Det är också möjligt att potentialen för norsk vattenkraft är överskattad och att ledtiderna för utbyggnad är längre än förväntad. Tillsammans med en hög initial kvotkurva skulle därmed en ökad efterfrågan på dyr vindkraft uppstå. I förlängningen så kommer ändå Sveriges och Norges totala ackumulerade efterfrågan, dvs. den totala produktionen mellan åren 2012 och 2020, på elcertifikat ligga någonstans på 200 miljoner elcertifikat, motsvarande 200 TWh elproduktion. Det ackumulerade utbudet av vattenkraft är under samma period cirka 50 TWh. Även med relativt stora osäkerheter i prognoser kommer det alltså på en gemensam norsk-svensk elcertifikatmarknad att krävas annat än vattenkraft för att uppfylla målet.

Det kortsiktiga priset på elcertifikat är därmed känsligt för vilken kvotkurva som Norge väljer och den faktiska utbyggnaden av förnybar el, som i sin tur även är beroende av kvotkurvans utformning. Det går att förvänta både en uppgång och en nedgång i elcertifikatpriset. Men prisbildningen på elcertifikat är styrd av förväntningar och norsk vattenkraft räcker i förlängningen inte till för att uppfylla efterfrågan i form av kvotplikt. Priset skulle alltså kunna påverkas mindre än vad som förväntas utifrån prognoserna.

Hur aktörer och elkunderna i slutändan påverkas kortsiktigt av en sammanslagning med Norge är svårt att bedöma. För elkunden i Sverige är det troligare att man ser en minskning av kostnaden för elcertifikat eller en utebliven förändring snarare än en ökning, jämfört med att elcertifikatsystemet förblir svenskt. Detsamma gäller producenterna av förnybar el. För investerarna blir osäkerheten större. Tillgången på ny förnybar el kommer att vara mer svårförutsägbar under de första åren och därmed blir även priset svårare att

uppskatta. Investeringsviljan kan därmed avta något. Även kvotkurvans utformning är än så länge okänd vilket tillför ytterligare osäkerheter.

6.3 Praktiska och administrativa konsekvenser

I samband med skapandet av en gemensam norsk-svensk elcertifikatmarknad kan en rad praktiska problem uppstå som i slutändan kan påverka priset under det första året. Det är framför allt fyra administrativa förutsättningar som måste uppfyllas innan den 1 januari 2012:

- Ett system som möjliggör överföringar av elcertifikat mellan länderna. (Dvs. ett Cesar i Norge som kommunicerar med Cesar i Sverige).
- Ett system som möjliggör tilldelning av elcertifikat till anläggningar. (Dvs ett handläggarstöd för Norge).
- Att relevanta anläggningar har blivit godkända.
- De kvotpliktiga aktörerna har identifierats och registrerats

Konsekvenserna av att inte ha ett fullständigt fungerande system vid sammanslagningen blir att utbudet av elcertifikat begränsas. Om efterfrågan samtidigt hålls konstant kan priset på elcertifikat kortsiktigt öka. Vid avsaknaden av utpekade norska kvotpliktiga företag eller undantagna företag kan priset kortsiktigt minska eller öka på grund av en felaktig efterfrågan.

Det måste byggas upp en administration kring samarbetet med Norge. Norge kommer precis som Sverige tidigare gjort att behöva bygga upp en hel organisation kring elcertifikatsystemet. Från svenskt håll innebär det att upprätta ett varaktigt samarbete med bland annat NVE om exempelvis marknadsinformation, förändringar och utvärderingar av systemet samt IT – system för kontoföring av elcertifikat. Det blir därmed en ökad kostnad både på myndighets- och departementsnivå under själva uppbyggnaden av systemet. Kostnaden kommer att fortsätta även efter år 2012 men förmodligen stabiliseras på en lägre nivå.

Kostnaden för aktörer i systemet kan tänkas öka något i och med att systemet förändras och, i det kortsiktiga perspektivet, blir mer osäkert. Det ställer högre krav på kunskap och information vid agerandet på marknaden. Företagen måste anpassa sig och i Sverige var den administrativa delen av elkundens kostnad för elcertifikatsystemet högre i början av systemet. Det är sannolikt att det även kan gälla för norska företag och därmed norska elkunder. Det är oklart om det också påverkar svenska elkunder.

6.4 Slutsatser

Den typ av förändring av elcertifikatsystemet som ett samgående med Norge innebär kommer att skapa ökad administration och osäkerhet. Det kommer vara särskilt tydligt på kort sikt. Nyttan med att införa förändringarna måste alltså vägas mot sådana svårigheterna det orsakar.

Det troliga är ändå att elcertifikatpriset kortsiktigt går ner, så även om de administrativa kostnaderna tillfälligt ökar så kommer i så fall kostnaden för elkunderna inte att öka.

Intäkterna för producenterna kommer enligt bedömningen att minska något beroende på att norsk vattenkraft byggs istället för viss dyr vindkraft. Vindkraft med lägre produktionskostnad kommer dock kvarstå som prissättande teknik.

Priset är känsligt för vilken kvotkurva som väljs. Vid en linjär kvotkurva med hög initial kvotnivå finns möjligheten att priset på elcertifikat ökar jämfört med dagens nivå. Det finns naturligtvis fler alternativ än de som nämnts här för utformning av norsk kvotkurva. Det viktiga är att Norge utformar sin kvotkurva efter det scenario av utbyggnad som de anser är mest troligt och eftersträvarsvärt. Båda länderna behöver dessutom vara överens om utformningen. Om många projekt står i startgropen att byggas men väntar på elcertifikatsystemets införande måste kvotkurvan börja initialt högt för att inte priset ska sjunka allt för mycket. Det är samtidigt väldigt viktigt att inte bara se till de kortsiktiga prisförändringarna. Allt annat lika så kommer det totala antalet annullerade elcertifikat att vara detsamma, sett över hela perioden fram till och med år 2035, oavsett konstruktion på kvotkurvan. Den totala kostnaden är därmed beroende av medelpriset på elcertifikat under samma period.

7 Koppling till förnybartdirektivet och dess samarbetsmekanismer

- Det gemensamma stödsystemet är troligen den mest långtgående mekanismen för samarbete inom förnybartdirektivet.
- En användning av samarbetsmekanismerna bedöms generellt kunna få en påverkan på det svenska elcertifikatsystemet.
- Ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge skulle troligen även det ge en viss påverkan på det svenska elcertifikatsystemet (kostnaden för elkunden och hur marknaden fungerar, likviditet mm).
- I Energimyndighetens rapport den 15 maj 2010 gavs förslaget att en samlad strategi behöver tas fram för hur Sverige ska använda möjligheten till gemensamma stödsystem, överföring av statistik och/eller gemensamma projekt, inom ramen för förnybartdirektivet.
- I detta arbete har Energimyndigheten kommit till slutsatsen att ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge skulle vara en bra huvudstrategi för hur samarbetsmekanismerna kan användas. Om länderna enas kring ett gemensamt stödsystem bör det utvärderas efter några år. Därefter kan beslut tas om eventuell ytterligare utökning.
- En eventuell användning av den projektbaserade mekanismen bör analyseras och kommer behöva ingå i avtal med Norge inom ramen för en gemensam elcertifikatmarknad.
- Det är viktigt att utforma användningen av samarbetsmekanismerna så att Sveriges uppfyllande av eventuella framtida åtaganden för förnybar energi inte försvåras genom gemensamma projekt/överföring av statistik.
- Energimyndighetens rekommendation är att en så kallad fördelningsnyckel används för fördelning av den tillkommande produktionen i länderna, vid ett gemensamt svensk-norskt elcertifikatsystem.
- Om inte ett gemensamt system med Norge kan genomföras bör möjligheterna till ett gemensamt system med ett annat land undersökas. Parallellt med detta bör Sverige följa och aktivt delta i det arbete som idag bedrivs gemensamt på EU-nivå.

Möjligheter med en utvidgad elcertifikatmarknad

- Ger en mer kostnadseffektiv utbyggnad av den förnybara elproduktionen, en större och mer likvid marknad.
- Ger erfarenheter kring hur ett gemensamt stödsystem kan fungera.

Begränsningar

- För att ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge ska kunna betecknas

som ett gemensamt stödsystem krävs att EES-landet Norges förhandlingar om införlivande av direktivet också genomförts.

- En begränsning med ett gemensamt stödsystem är att många detaljfrågor måste accepteras av de båda länderna. Det måste också finnas en politisk acceptans kring det gemensamma stödsystemet.
- Det finns ännu inte några erfarenheter av gemensamma elcertifikatsystem.

Direktivet om främjande av användning av energi från förnybara energikällor⁴⁶ anger bindande åtaganden för andelen förnybar energi för medlemsstaterna till år 2020 för att gemenskapen som helhet ska öka andelen från 8 % år 2005 till 20 % år 2020. Sveriges åtagande är enligt direktivet 49 %. I samband med beräkning av efterlevnad av kraven i detta direktiv, om övergripande nationella åtaganden, ska den mängd el, värme eller kyla som producerats från förnybara energikällor, omfördelas mellan de berörda medlemsstaterna enligt anmäld statistisk överföring eller fördelningsnyckeln.

Den mest långtgående samordningen av de tre mekanismerna i direktivet om förnybar energi utgörs troligen av det gemensamma stödsystemet. Att använda mekanismerna för samarbete bidrar till intentionen i förnybartdirektivet, dvs. att öka kostnadseffektiviteten i att uppnå EU:s förnybartmål⁴⁷. En viktig aspekt för att en kostnadseffektivisering ska ges är att transaktionskostnaderna för användningen av mekanismerna kan hållas nere.

Nedan beskrivs; möjligheter och begränsningar med samarbetsmekanismen ”gemensamt stödsystem” enligt förnybartdirektivet. Övriga samarbetsmekanismer finns beskrivna i tidigare delrapport⁴⁸. Nedan beskrivs också hur en redovisning av måloppfyllelse i enlighet med förnybartdirektivet kan göras i ett system där elcertifikaten har obegränsad giltighetstid, och dessutom också kan föras över landsgränser, samt konsekvenser av eventuellt tillkommande länder i elcertifikatsystemet.

7.1 Möjligheter och begränsningar med ett gemensamt elcertifikatsystem

Ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge skulle skapa en mer likvid och generellt sett ännu bättre fungerande elcertifikatmarknad. Det ger en möjlighet att nå båda ländernas mål till en sammantaget lägre kostnad. Det skulle ge erfarenheter kring hur ett gemensamt stödsystem kan fungera. En ytterligare

⁴⁶ 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

<http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:SV:PDF>

⁴⁷ Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv. ER 2010:18.

⁴⁸ ER 2010:18

möjlighet med ett gemensamt stödsystem är att styrmedlet kan öka incitamenten för företag att investera i förnybar elproduktion eftersom ett större geografiskt område omfattas, Sverige och Norge. En gemensam elcertifikatmarknad innebär att förutsättningarna ändras vid ett tillfälle. Därefter vet marknaden vilka ramar som gäller.

Flera parametrar i konstruktionen av systemet om ett gemensamt stödsystem måste förhandlas fram till ett avtal. Förutom de designmässiga frågorna så behöver det avtalas om hur det förnybara värdet som skapas av systemet ska fördelas mellan länderna. Enligt direktivet kan länderna redovisa en avtalad fördelning av det förnybara värdet kopplat till ett gemensamt stödsystem antingen genom att göra en överföring i statistiken av de angivna mängderna förnybar energi från en medlemsstat till en annan medlemsstat i enlighet med artikel 6, eller fastställa en fördelningsnyckel som godkänts av de deltagande medlemsstaterna och som fördelar mängden av energi från förnybara källor mellan de deltagande medlemsstaterna.

Ett högre utbud av elproduktion kan sänka elpriserna. Nettoeffekten för den kvotpliktige elanvändaren är inte analyserad i detta uppdrag. För den elintensiva industrin som i nuläget är undantagen från kvotplikt blir nettoeffekten troligtvis en elprissänkning. Det behöver dock göras en mer omfattande analys, som inbegriper hela den nordeuropeiska elmarknaden, för att bedöma hur stor priseffekten blir på sikt. Energimyndigheten har i samband med rapporteringen i maj 2010 föreslagit att sådan analys görs⁴⁹.

En begränsning med denna mekanism för samarbete (gemensamt stödsystem) är att det är många detaljfrågor som måste accepteras av de båda länderna. Det måste också finnas en politisk acceptans kring det gemensamma stödsystemet. I fallet med en svensk-norsk elcertifikatmarknad gäller exempelvis att man inte exakt kan veta var produktionen hamnar. Det måste också utredas hur befintliga stödsystem påverkas. I fallet med det svenska elcertifikatsystemet gäller främst vilka effekterna blir på elcertifikatpriserna, på kort och lång sikt.

För att ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge ska kunna betecknas som ett gemensamt stödsystem krävs att EES-landet Norges förhandlingar om införlivande av direktivet också genomförts. Införs ett gemensamt elcertifikatsystem kommer det att innebära att Sverige och Norge tillsammans verkar för att nå ett gemensamt mål. Både länderna finansierar tillsammans ett gemensamt mål som är summan av respektive lands ambition för åren 2012 till 2020. Trots att båda ländernas ambitionsnivå är lika räknat i TWh innebär en utvidgad elcertifikatmarknad inte att det kommer att byggas lika mycket i de båda länderna.

⁴⁹ ER 2010:18

Vid ett eventuellt gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge påverkas ländernas möjlighet att tillämpa övriga samarbetsmekanismer (överföring av statistik, gemensamma projekt), se avsnitt 7.3.

Beslut om utbyggnad av vindkraft i Sverige (och Norge) fattas i hög utsträckning på kommunal nivå. De lokala miljöfrågorna ställs på så sätt mot nationella energi- och miljömål. Spannet mellan beslutsnivåer ökar ytterligare när de lokala frågorna och målen nu snarast ställs mot internationella energi- och miljömål. Det är inte säkert att kommunerna vill prioritera utbyggnad av elproduktion för andra länders räkning. Denna fråga bedöms bli mer aktuell om systemet skulle utvidgas till fler länder än Norge.

7.2 Redovisning av måluppfyllelse vid ett gemensamt elcertifikatsystem i enlighet med direktivet

Om ett gemensamt elcertifikatsystem upprättas kan den energi från förnybara energikällor som produceras inom territoriet för en deltagande medlemsstat beaktas vid beräkning av det nationella åtagandet för en annan deltagande medlemsstat enligt direktivets artikel 11. För att detta ska vara möjligt krävs en överföring i statistiken av de angivna mängderna energi från förnybara energikällor från en medlemsstat till en annan medlemsstat, eller att en fördelningsnyckel som fördelar mängderna energi från förnybara källor mellan de deltagande medlemsstaterna.

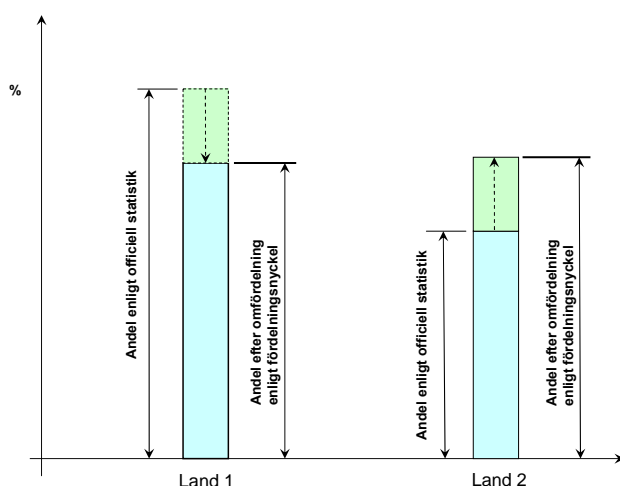
Att använda sig av överföring av statistik eller fördelningsnyckel ger i princip samma effekter på det nationella åtagandet. Det finns ett antal skäl till att inte använda statistik överföring för omfördelning av de energimängder som har tillkommit genom ett gemensamt elcertifikatsystem. En statistik överföring kräver att ett pris anges, vilket inte existerar i ett gemensamt certifikatsystem. Till skillnad från fördelningsnyckel får en statistisk överföring inte påverka uppnåendet av det nationella åtagandet för den medlemsstat som gör överföringen, vilket skulle kunna vara fallet. Att använda sig av statistisk överföring vid gemensamma elcertifikatsystem skapar otydlighet, och överföringen kan lätt förväxlas med överföringar som är resultat av verklig försäljning av statistik. Utifrån detta är Energimyndighetens rekommendation att fördelningsnyckel ska användas för omfördelning av de energimängder som har tillkommit genom ett gemensamt elcertifikatsystem⁵⁰.

Enligt artikel 11 ska fördelningsnyckeln ha godkänts av de deltagande medlemsstaterna och ska anmälas till kommissionen senast tre månader efter utgången av det första året då den använts. Inom tre månader efter utgången av varje år ska varje medlemsstat utfärda en skriftlig anmälan med uppgift om den totala mängd el, värme eller kyla som producerats från förnybara energikällor under året och som omfattats av fördelningsnyckeln. När de nationella åtagandena

⁵⁰ ER 2010:18

beräknas omfördelas de energimängder från förnybara energikällor i enlighet med anmäld fördelningsnyckel.

Om det genom ett gemensamt elcertifikatsystem etablerats 1 TWh el från förnybara energikällor mer i det ena landet och det är överenskommet att ökningarna ska fördelas lika (50/50) mellan de båda länderna ska fördelningsnyckel omfördela 0,5 TWh till det land som har erhållit färre etableringar. Figur 22 visar hur de båda ländernas måluppfyllnad förändras efter att erhållna ökning har omfördelats mellan länderna. Fördelningsnyckeln för ett gemensamt elcertifikatsystem syftar till att den andel som respektive land har finansierat av en gemensam ambitionsnivå ska komma landet till godo vid beräkning av det nationella åtagandet trots att ökningarna fördelas olika mellan länderna. Att ta fram en fördelningsnyckel innebär dels att *identifiera den elproduktion från förnybara energikällor som har tillkommit i respektive land inom ramen för det gemensamma elcertifikatsystemet* och dels att komma överens om *hur ökningarna ska fördelas mellan länderna*.



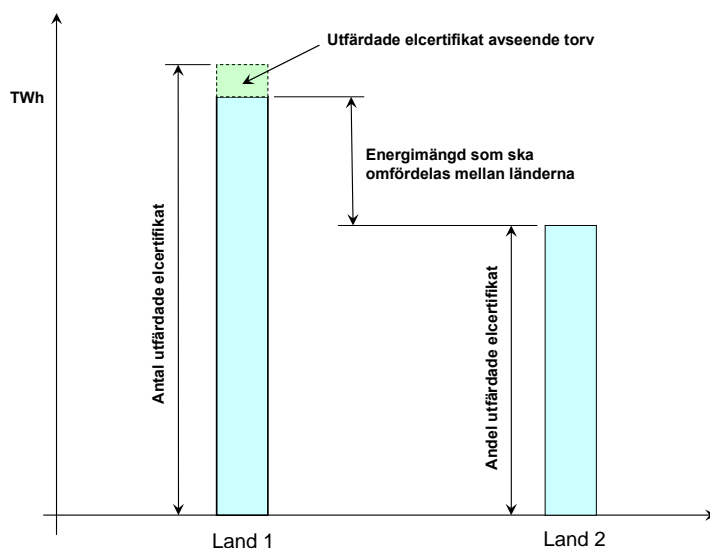
Figur 22. Schematisk bild över hur fördelningsnyckeln används vid beräkning andelen förnybar energianvändning i två länder med gemensamt elcertifikatsystem. Exemplet visar ett fall där ökningen har blivit större i land 1. Källa: Energimyndigheten.

7.2.1 Identifiering av den elproduktion från förnybara energikällor som har tillkommit inom ett gemensamt elcertifikatsystem

Utfärdade elcertifikat i respektive land är ett mått på hur mycket elproduktionen har ökat och i vilket land etableringar har skett. En sätt kan vara att studera antal utfärdade elcertifikat i respektive land till anläggningar idrifttagna efter 1 januari 2012, för att identifiera hur mycket elproduktionen från förnybara energikällor som har tillkommit till följd av ett gemensamt elcertifikatsystem. Ett annan variant kan vara att studera effekten på de anläggningar som har tillkommit i respektive land. Då erhålls dock inte samma koppling till energianvändning och

energiproduktion vilket det nationella åtagandet bygger på. Det ger inte heller en rättvis bild av elproduktionen i och med att den tid som maximal effekt utnyttjas varierar beroende både på anläggningstyp och på vilken energikälla som används. Exempelvis ger ett vattenkraftverk på 1 MW i normalfallet en årsproduktion på cirka 3,5 GWh vilket kan jämföras med ett vindkraftverk på 1 MW som ger cirka 2 GWh.

De anläggningar som bör studeras är de produktionsslag som ingår i den gemensamma ambitionsnivån. Det innebär att alla anläggningar som är att anse som nya från och med den 1 januari 2012, och alla anläggningar där åtgärder har utförts från och med den 1 januari 2012 för att öka produktionskapaciteten, ska identifieras. Elcertifikat utfärdade till dessa anläggningar, exklusive eventuella svenska elcertifikat som har tilldelats avseende torv⁵¹, motsvarar den ökning av elproduktion från förnybara energikällor som har tillkommit efter det att ett gemensamt elcertifikatsystem infördes. På samma sätt kan även ökningen i respektive land identifieras, se Figur 23. Genom att enbart studera anläggningar som tillkommit efter 1 januari 2012 identifieras inte de öknings- och minskningar som sker i de svenska anläggningar som togs i drift under åren 2003 till 2012. Det kan till exempel vara utbyggnader inom befintliga vindkraftparker eller öknings- i kraftvärmeverk.

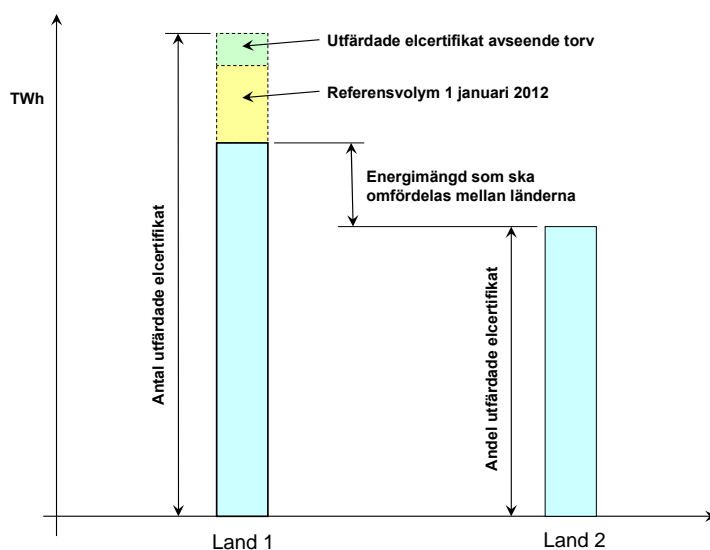


Figur 23. Schematisk bild över hur den energimängd som ska omfördelas med fördelningsnyckeln kan identifieras. Utfärdade elcertifikat under ett år till anläggningar idrifttagna efter år 2012. I aktuellt exempel ska en omfördelning ske till land 2. Källa: Energimyndigheten.

Om hänsyn även ska tas till de öknings- och minskningar som sker i anläggningar idrifttagna före år 2012 kan man välja att även studera de anläggningar som är idrifttagna efter år 2005, det år som direktivet använder som utgångspunkt. Det innebär att alla

⁵¹ Torv definieras inte som förnybar energikälla i förnybartdirektivet.

anläggningar som är att anse som nya från och med 2005 och alla anläggningar där åtgärder har utförts från 2005 för att öka produktionskapaciteten studeras. Det krävs då att en referensvolym fastställs för de anläggningar som byggdes före år 2012 motsvarar den produktion som de har möjlighet att producera den 1 januari 2012. Referensvolymen dras av från antalet utfärdade elcertifikat, för att erhålla fördelningen mellan länderna vilket illustreras i Figur 24. Även här exkluderas elcertifikat som har utfärdats avseende torv. På detta sätt tar metoden även hänsyn till ökning och minskningar i anläggningar som byggdes före 1 januari 2012 samt utbyggnad av vindkraftparker och nedläggning av verk.



Figur 24. Schematisk bild över hur den energimängd som ska omfördelas med fördelningsnyckeln identifieras. Utfärdade elcertifikat under ett år till anläggningar idrifttagna efter år 2005. I aktuellt exempel ska en omfördelning ske till land 2. Källa: Energimyndigheten.

För att de produktionsvolymerna som används som referensvolymerna vid start av ett gemensamt elcertifikatsystem, och för att omfördelningen ska motsvara produktionskapaciteten, bör produktionen normalårskorrigeras. Korrigeringen bör utgå från de normaliseringsregler för vindkraft och vattenkraft som beskrivs i direktivets annex II.

7.2.2 Fördelning av erhållna öknings

Antal annullerade elcertifikat i ett land och priset på elcertifikat är de parametrar som ger ett mått på ländernas finansiering av den gemensamma utbyggnaden av elproduktion från förnybara energikällor. Stödet till en anläggning sker över en 15 års period med varierande elcertifikatpris. Ländernas kvotutveckling är inte identiska utan är utformade utifrån ländernas förutsättningar. Sveriges kvotkurva är exempelvis anpassad för de anläggningar som byggdes före år 2012 och som successivt går miste om rätten till elcertifikat. Det finns alltså flera parametrar att

beakta för att bedöma respektive lands finansiering av den gemensamma utbyggnaden.

Sverige har idag en fastställd kvotkurva för att stimulera till utbyggnad av 13,2 TWh under åren 2012 till 2020, finansieringen av utbyggnaden sker ända till år 2035. Även Norges kvotkurva blir, vid ett gemensamt system, utformad för att finansiera en lika stor utbyggnad som Sverige, dvs. 13,2 TWh under åren 2012 till 2020. Norges finansiering kommer även den att ske till år 2035. Det är dock oklart hur ländernas finansiering fördelas över tiden. Utformas Norges kvotkurva med låga inledningsvis sker en förskjutning av Norges finansiering till efter år 2020. Även priset på elcertifikat kan ge samma effekt om prisnivån ligger på olika nivåer före och efter år 2020. Även avvikande elanvändning från prognos påverkar. Att den slutliga fördelningen enligt direktivet sker 2020, dvs. innan all finansiering är klar, innebär att det inte är möjligt att räkna fram en helt korrekt finansieringsfördelning mellan länderna.

Det är komplicerat att fastställa en rättvis fördelning. Om länderna antar samma ambitionsnivå för perioden 2012 till 2020, bör även ländernas finansiering kunna anses vara lika i och med att kvotkurvorna är konstruerade för att stimulera lika mycket produktion. Det innebär att erhållna ökningar bör fördelas lika, dvs. 50/50, mellan länderna. Länderna måste då acceptera att ländernas faktiska finansiering kan avvika från en lika fördelning beroende på hur den kvotpliktiga elanvändningen utvecklas i respektive land och hur priset på elcertifikat varierar över tiden. En viss reglering skulle kunna ske inom ramen för kontrollstationer då kvoterna kan justeras för att korrigera om elanvändningen avviker markant från prognos.

7.2.3 Möjlig hantering

Ovanstående resonemang ska betraktas som underlag till förhandlingsarbetet med Norge för att komma överens om hur ökningarna ska fördelas. Principen om hur erhållna ökningar ska fördelas bör ingå i den slutgiltiga överenskommelsen om ett gemensamt elcertifikatsystem. Metoder för att på ett korrekt sätt identifiera och beräkna ökningarna i båda länderna bör gemensamt diskuteras när ett gemensamt elcertifikatsystem är infört och slutligt fastställas innan första inrapporteringen.

7.3 En gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad berör troligen ländernas hantering av övriga mekanismer för samarbete.

Det avtal som tas fram vid ett gemensamt elcertifikatsystem mellan Sverige och Norge bör beröra hur länderna kan agera när det gäller hanteringen av de övriga mekanismerna för samarbete (avtal om projekt, ytterligare anslutande länder till elcertifikatsystemet). Sådana mekanismer kommer troligtvis i sin tur också påverka elcertifikatsystemet. Exempelvis om det försålda förnybara värdet säkras upp genom att elcertifikat köps och annulleras, så är det inte säkert att

produktionen hamnar i Sverige om det samtidigt skapas ett gemensamt elcertifikatsystem. Avtalet om samarbetsmekanismer behöver i en sådan situation troligen inbegripa både Sverige och Norge. Om ett av länderna ingår ett avtal om projekt så bör det enligt slutsats i delrapport⁵² i maj hanteras utanför elcertifikatsystemet. Det innebär samtidigt att två parallella stödsystem skapas på den svenska marknaden (eller den norska) och det gör att en viss del av den potential som finns inte kan användas till produktion i elcertifikatsystemet.

Det är svårt i nuläget att bedöma hur länderna kommer agera i denna fråga. Energimyndigheten anser att Sveriges strategi bör koordinera förhandlingsarbetet för ett gemensamt elcertifikatsystem med den övriga inriktningen för samarbetsmekanismerna. Det gemensamma elcertifikatsystemet med Norge eller annat land bör, enligt Energimyndigheten, vara Sveriges prioriterade inriktning. Ett eventuellt avtal om ett gemensamt elcertifikatsystem bör innefatta ländernas hantering av övriga samarbetsmekanismer. Användandet av projektbaserade mekanismen och påverkan på elcertifikatmarknaden bör analyseras. Om ett gemensamt certifikatsystem mellan Sverige och ett annat land realiserar, och fungerar väl, bör ytterligare analyser göras för att bedöma möjligheten till ytterligare utvidgning.

Principiellt bedömer Energimyndigheten att en användning av mekanismerna för samarbete i elsektorn kommer påverka elcertifikatmarknaden. Detta oavsett om elproduktionen det samarbetas kring hanteras inom eller utom elcertifikatsystemet⁵³. Alternativet med ett gemensamt stödsystem påverkar även det till viss del det nuvarande elcertifikatsystemet, se kapitel 5 och 6. En ren överföring av statistik behöver troligen inte påverka elcertifikatmarknaden. Åtminstone inte om strategin är att överföring endast görs om det inför år 2020 visar att Sverige, med endast de nationella ambitionerna i elcertifikatsystemet, kommer att klara det egna målet med råge.

7.3.1 Möjlig hantering

Energimyndigheten kan se tre inriktningar när det gäller samarbetsmekanismen om gemensamt stödsystem. I prioritetsordning:

- Om ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge uppnås, och om det fungerar som planerat, bör det vidare arbetet inriktas på att få med ytterligare länder.
- Om det inte går att få ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge bör arbetet inriktas på att få gemensamt system med ett annat land.

⁵² ER 2010:18

⁵³ ER 2010:18

- Om det inte finns någon möjlighet till ett gemensamt elcertifikatsystem bör arbetet inriktas på deltagande i det arbete som bedrivs inom EU när det gäller samarbetsmekanismer.

Tills vidare bör arbete ske parallellt med de olika möjligheterna, dels med att utvidga elcertifikatsystemet och dels med gemensamma EU-projekt.

7.4 Konsekvenser av att ytterligare länder skulle ansluta

En gemensam elcertifikatmarknad med Norge skulle kunna vara ett första steg till en nordeuropeisk gemensam certifikatmarknad. Kostnadsskillnader mellan länderna jämnas ut och förutsättningarna ökar för en kostnadseffektiv⁵⁴ utbyggnad av den förnybara elproduktionen inom EU. Dock minskar möjligheterna för det enskilda landet att påverka utbyggnaden av den förnybara elproduktionen och priset på certifikaten. Det är inte säkert att utbyggnaden av förnybar elproduktion görs i det egna landet. Länder som går in i gemensamt system måste i förväg acceptera detta. Det kan också finnas andra mål än sådana som rör kostnadseffektivitet, både ekonomiska och miljörelaterade, som kan göra det fördelaktigt att bygga ut den förnybara elproduktionen inom det egna landet. Det är inte bara kostnadseffektiviteten som avgör var produktionen till slut förläggs.

Flera länder som etablerar gemensamt stödsystem borde innebära en minskad risk för förändringar i systemet. Det finns dock en viss risk att den politiska osäkerheten ökar vid ett utvidgat certifikatsystem⁵⁵. Fler länder innebär fler energi- och miljöpolitiska viljor. Dessa förändras också över tid, vilket i sig kan skapa en osäkerhet. Kostnadseffektivitetsprincipen innebär att olika kraftslag och intressegrupper gynnas mer eller mindre. Det kan uppstå spänningar i energibranschen, och mellan länder, om vissa grupper eller något av länderna blir missnöjda med utfallet och därigenom vill initiera förändringar. En utvidgad marknad kan innebära ett större antal potentiella konflikter kring systemets utformning.

Om ett gemensamt system mellan två länder visar sig fungera ökar troligen intresset från fler länder att ansluta. Fler länder som deltar innebär ännu fler viljor. Dock bör grundprincipen kunna vara att ett anslutande land i huvudsak får acceptera det befintliga systemet och anpassa sig därefter.

Länder som går in i ett gemensamt certifikatsystem bör binda sig till en långsiktigt hållbar utformning av certifikatsystemet. Detta innebär bland annat med stor sannolikhet att länderna måste avhända sig en hel del möjligheter till nationella

⁵⁴ Givet en viss budget uppnås största möjliga effekt / Givet ett mål uppnås det till lägst möjliga kostnad.

⁵⁵ Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatmarknad. Söderholm och Ek. December 2004.

beslut som påverkar förutsättningarna för investeringar i förnybar elproduktion. Det är också av central betydelse att länderna kommer överens om en relativt lång livslängd för certifikathandeln och att det finns någon typ av mekanism i avtalet som gör det svårt för något land att avvika från denna överenskommelse.

Det arbete som gjorts för att förbereda för en gemensam elcertifikatmarknad mellan Sverige och Norge kan — även om det inte nås ett gemensamt system mellan dessa länder — ligga till grund för förhandlingar med andra länder.

7.5 Slutsatser

Energimyndigheten är positiv till samarbetsmekanismer och till en kostnadseffektiv utbyggnad av den förnybara elproduktionen. Det är dock viktigt att så långt som möjligt analysera hur en försäljning av förnybar elproduktion till år 2020 påverkar våra egna möjligheter att nå eventuella framtida ökade mål och hur de påverkar befintliga stödsystem.

Huvudstrategin för Sverige i arbetet med samarbetsmekanismerna bör, enligt Energimyndigheten, vara att få ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge. Detta eftersom det är inom elsektorn som samarbetsmekanismerna bör hanteras och eftersom elcertifikatsystemet är Sveriges primära styrmedel för att främja förnybar elproduktion. Projekt inom elsektorn men utanför elcertifikatsystemet skulle kunna påverka elcertifikatsystemet och behöver därför analyseras.

Om inte ett gemensamt elcertifikatsystem kan genomföras med Norge bör möjligheterna till gemensamt system med ett annat land undersökas. Parallellt är det viktigt att följa, och aktivt delta i, det arbete som idag bedrivs gemensamt inom EU. Huvudintressenter i arbetet med samarbetsmekanismerna bör vara de länder som har svårigheter att uppnå sina mål nationellt.

Energimyndigheten anser att Regeringen bör koordinera riktlinjerna för arbetet med övriga mekanismer för samarbete med innehållet i ett avtal med Norge om ett eventuellt gemensamt elcertifikatsystem.

Erhållna ökningar till följd av ett gemensamt elcertifikatsystem bör fördelas mellan länderna med en fördelningsnyckel. Antar Sverige och Norge samma ambitionsnivå bör principen vara att ökningarna fördelas lika mellan länderna.

8 Författningsändringar

8.1 Förslag på ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat

I Energimyndigheten uppdraget ingår att föreslå de ändringar i lag (2003:113) om elcertifikat som bör införas för att möjliggöra för ett gemensamt elcertifikatsystem med annan stat. Ändringar av följande lagrum kommer att behövas:

1 kap. Ändamål och definitioner m.m.

<i>Nuvarande lydelse</i>	<i>Föreslagen lydelse</i>
<p>2 § I denna lag används följande beteckningar med den betydelse som här anges:</p> <p>1. förnybar energikälla: vindkraft, solenergi, vågenergi, geotermisk energi, biobränslen och vattenkraft,</p> <p>2. elcertifikat: ett av staten utfärdat bevis om att en megawattimme förnybar el har producerats med iakttagande av bestämmelserna i denna lag och i föreskrifter som meddelats med stöd av lagen,</p> <p>3. certifikatberättigad producent: en innehavare av en godkänd produktionsanläggning för förnybar el,</p> <p>4. elleverantör: den som yrkesmässigt levererar el som har producerats av honom själv eller av någon annan,</p> <p>5. elintensiv industri: ett företag i sin helhet eller en del av ett företag som utgör en egen verksamhet eller verksamhetsgren, där det</p> <p>a) bedrivs och under de senaste tre åren har bedrivits industriell tillverkning i en process i vilken det använts i genomsnitt minst 190 megawattimmar el för varje miljon kronor av förädlingsvärdet av den elintensiva industrins produktion, eller</p> <p>b) bedrivs ny verksamhet med industriell tillverkning i en process i vilken det används eller beräknas</p>	<p>2. elcertifikat: ett av <i>en stat</i> utfärdat bevis om att en megawattimme förnybar el har producerats med iakttagande av bestämmelserna i <i>den utfärdade statens lagar</i> och i föreskrifter som meddelats med stöd av <i>sådana lagar</i>,</p>

<p>användas i genomsnitt minst 190 megawattimmar el för varje miljon kronor av förädlingsvärdet av den elintensiva industrins produktion, eller</p> <p>c) bedrivs verksamhet för vilken avdrag får göras för skatt på elektrisk kraft enligt 11 kap. 9 § 2, 3 eller 5 lagen (1994:1776) om skatt på energi,</p> <p>6. förädlingsvärde: skillnaden mellan den elintensiva industrins sammanlagda omsättning och sammanlagda inköp, så som dessa begrepp är att förstå enligt 1 kap. 8 § lagen om skatt på energi. Lag (2008:1332).</p>	
---	--

3 kap. Kontoföring av elcertifikat

<i>Nuvarande lydelse</i>	<i>Föreslagen lydelse</i>
<p>1 § Kontoföringsmyndigheten skall kontoföra elcertifikat i ett elcertifikatsregister. Registret skall föras med hjälp av automatiserad behandling.</p> <p>Lagen (1998:1479) om kontoföring av finansiella instrument skall inte tillämpas på kontoföringen av elcertifikat.</p>	<p>1 § Kontoföringsmyndigheten <i>ska</i> kontoföra elcertifikat i ett elcertifikatsregister. Registret <i>ska</i> föras med hjälp av automatiserad behandling.</p> <p>Lagen (1998:1479) om kontoföring av finansiella instrument <i>ska</i> inte tillämpas på kontoföringen av elcertifikat.</p> <p><i>Elcertifikat utfärdade av annan stat får kontoföras i elcertifikatsregistret och elcertifikat får överföras till annan stats register enligt de närmare föreskrifter som får meddelas av regeringen eller, efter regeringens bemyndigande, tillsynsmyndigheten.</i></p>

5 kap. Kvotpliktsavgift

<i>Nuvarande lydelse</i>	<i>Föreslagen lydelse</i>
<p>1 § Den som är kvotpliktig skall till staten betala en särskild avgift (kvotpliktsavgift), om</p> <p>1. den kvotpliktige i sin deklaration enligt 4 kap. 9 § 2 eller 6 kap. 7 c § första stycket har angett ett mindre antal elcertifikat än som omfattas av kvotplikten, eller</p> <p>2. i annat fall, det antal elcertifikat som omfattas av kvotplikten enligt en deklaration enligt 4 kap. 9 § eller 6 kap. 7 c § första stycket inte kunnat annulleras på den kvotpliktiges certifikatkonto.</p> <p>Avgiften beräknas per certifikat som enligt bestämmelserna i första stycket inte annullerats på den kvotpliktiges certifikatkonto och uppgår till 150 procent av det volymvägda medelvärdet av certifikatpriset under perioden från och med den 1 april beräkningsåret till och med den 31 mars påföljande år. De kvotpliktsavgifter som belöper på åren 2004 och 2005 skall inte överstiga 175 respektive 240 kronor per elcertifikat. Lag (2006:1016).</p>	<p>1 § Den som är kvotpliktig <i>ska</i> till staten betala en särskild avgift (kvotpliktsavgift), om</p> <p>1. den kvotpliktige i sin deklaration enligt 4 kap. 9 § 2 eller 6 kap. 7 c § första stycket har angett ett mindre antal elcertifikat än som omfattas av kvotplikten, eller</p> <p>2. i annat fall, det antal elcertifikat som omfattas av kvotplikten enligt en deklaration enligt 4 kap. 9 § eller 6 kap. 7 c § första stycket inte kunnat annulleras på den kvotpliktiges certifikatkonto.</p> <p>Avgiften beräknas per certifikat som enligt bestämmelserna i första stycket inte annullerats på den kvotpliktiges certifikatkonto och uppgår till 150 procent av det volymvägda medelvärdet av certifikatpriset under perioden från och med den 1 april beräkningsåret till och med den 31 mars påföljande år. De kvotpliktsavgifter som belöper på åren 2004 och 2005 <i>ska</i> inte överstiga 175 respektive 240 kronor per elcertifikat. Lag (2006:1016).</p> <p><i>Regeringen får meddela föreskrifter om vilka andra staters certifikatpriser som vid beräkningen av andra stycket även ska ligga till grund för kvotpliktsavgiften.</i></p>

9 Referenser

Energimyndigheten. Konsekvenser av en utvidgad elcertifikatmarknad. (2005)

Energimyndigheten. Uppdrag att föreslå nya kvoter i elcertifikatsystemet mm. Ökad ambitionsnivå, deluppdrag 1. ER 2009:29.

Energimyndigheten. Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv. ER 2010:18.

Länsstyrelsen i Halland. Checklista för nätanslutning av vindkraft. 091030.

Olje- og energidepartementet. Om lov om endringer i lov 14. desember 1917 nr. 16 om erverv av vannfall, bergverk og annen fast eiendom m.v. (industrikonsesjonsloven) og i lov 14. desember 1917 nr. 17 om vasdragsreguleringer (vassdragsreguleringsloven). Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 23. mai 2008, godkjent i statsråd samme dag. (Regjeringen Stoltenberg II)
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/otprp/2007-2008/otprp-nr-61-2007-2008-.html?id=5125663>

Olje- og energidepartementet. Pressmeddelande, 25.06.2010 Nr.: 74/1
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/pressecenter/pressemeldinger/2010/ny-forskrift-om-utleie-av-vannkraftanleg.html?id=610328>

Olje- og energidepartementet. Förordning om utleie av vannkraftanlegg
http://www.lovdata.no/cgi-wift/wiftldes?doc=/app/gratis/www/docroot/ltavd1/filer/sf-20100625-0939.html&emne=utleie*%20av*%20vannkraftanlegg*&

PROFU. Analys av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad (etapp III). Dnr 17-10-2354.

PÖYRY. Kortsiktiga effekter av en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad. En rapport till Energimyndigheten. Maj 2010. Dnr 17-10-1600.

SOU:2008:13 Bättre kontakt via nätet

SOU 2008:86 Prövning av vindkraft

Svenska Kraftnät. Vägledning för anslutning av vindkraft till stamnätet. 090326. Dnr 2009/392.

Svenska Kraftnät. Storskalig utbyggnad av vindkraft. Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. 080601. Dnr 617/2008/AN40

Söderholm och Ek. Långsiktiga konsekvenser av en utvidgad norsk-svensk elcertifikatmarknad (dec 2004)

Vattenfall. Dokument från hemsida: Kostnader och principer för inmatning på nätet.

WSP Environmental. Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat (sep 2009). Rapport till Energimyndigheten. Dnr 17-2009-3586.

XRGIA Analyse & Rådgivning. Harmoniseringsbehov ved etablering av et norsk-svensk marked for grønne sertifikater. Jan 2010.

Övrigt. Konferens 091118 Anslutning av vindkraft till elnätet, presentationer från Roger Husblad (EI), Erika Antonsson (Vattenfall), Anders Ekberg (Fortum)

BILAGA 1: Tillståndprocesser i Sverige (vindkraft)

Etablering av vindkraft

Sedan den 1 augusti 2009 gäller nya regler för prövning av vindkraft. Syftet med regelförändringarna är att förenkla prövningsprocessen utan att försämra rättssäkerheten. Bland annat gäller i och med regelförändringen att det införts sex olika prövningsklasser för vindkraftverk. Vilken prövningsklass ett verk tillhör beror på höjd och antal istället för som tidigare på produktion. Den tidigare omfattningen av kommunal anmälan enligt miljöbalken gällde anläggningar som hade en sammanlagd uteffekt på mer än 125 kW men högst 25 MW. Tillståndsprövning av länsstyrelsen var följaktligen nödvändig för anläggningar med en installerad effekt över 25 MW. Enligt den nya indelningen sker kommunal miljöprövning av enskilda vindkraftverk som är högre än 50 meter, medan mindre vindkraftverk behöver bygglov eller inga tillstånd alls. Miljöprövning hos länsstyrelsen sker om två eller fler vindkraftverk ska uppföras som vart och ett är högre än 150 meter, samt för gruppstationer om minst sju vindkraftverk som vart och ett är högre än 120 meter. De olika prövningsklasserna och deras processer beskrivs i mer detalj nedan.

Bygglov enligt plan- och bygglagen (1987:10) krävs i och med regeländringarna inte längre för att uppföra vindkraftverk som tillståndsprövas av länsstyrelsen eller regeringen. En bygganmälan måste dock göras enligt plan- och bygglagen även om anläggningen inte kräver bygglov.

En av förändringarna innebär införandet av en *kommunal vetorätt* för alla miljöbalkstillstånd för vindkraftverk. Kommunen måste alltså tillstyrka planerna på vindkraftverk för att tillstånd ska kunna ges. Om kommunen har invändningar bör dessa framkomma redan under samrådsprocessen för tillståndsansökan. Vektorätten gäller vid prövningsprocessen för stora landbaserade anläggningar och för havsbaserade anläggningar på svenskt vatten, med undantag för anläggningar som har prövats av regeringen enligt 17 kap. miljöbalken. Någon kommunal tillstyrkan krävs inte för små eller medelstora anläggningar, eftersom sådana etableringar redan handläggs uteslutande av kommunala nämnder.

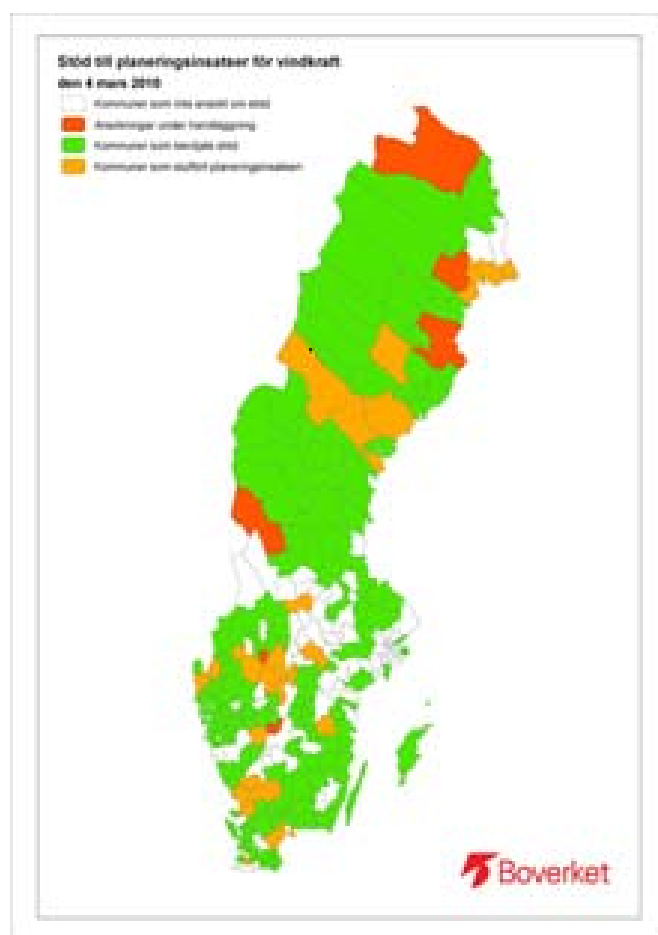
Planeringsstöd för vindkraft

Från och med år 2007 har kommuner, länsstyrelser, regionala självstyrelseorgan och kommunala samverkansorgan haft möjlighet att söka stöd från Boverket för planeringsinsatser för vindkraft. Syftet med planeringsstödet är att genom den fysiska planeringen skapa möjligheter för ökad utbyggnad av vindkraft. Stöd ges bland annat till fördjupning eller tillägg till översiktsplan men också till framtagande av en ny översiktsplan, för den del av arbetet som föranleds av

planering för vindkraft. En fördjupning av översiktsplanen innebär att en mer detaljerad planering sker för ett utvalt geografiskt område, medan ett tematiskt tillägg fördjupar en eller flera frågor avseende hela kommunen. Länsstyrelser, kommunala samverkansorgan och regionala självstyrelseorgan kan få bidrag för planeringsunderlag som underlättar för översiktsplanering för vindkraft, till exempel detaljerade vindkarteringar eller landskapsanalyser.

Under åren 2007-2009 har omkring 53 miljoner kronor i planeringsstöd fördelats till 198 kommuner och 13 länsstyrelser. Stödet förlängs under 2010 med ytterligare 30 miljoner kronor.

Ett trettiotal slutredovisningar har kommit in till Boverket. En sammanställning av den uppskattade potentialen för vindenergi i planerna visar att det redan finns planeringsberedskap för omkring 30 TWh per år.



Figur 25 Stöd till planeringsinsatser för vindkraft, lägesbeskrivning mars 2010 (orange = kommuner som slutfört planeringen, grönt = kommuner som beviljats medel, rött = ansökningar under handläggning)

Översiktsplaner är till skillnad från detaljplaner inte bindande, men ger en god indikation på kommunens avsikter för den framtida fysiska planeringen. Det ligger nära till hands att anta att kommunerna kommer att använda den nya

översiktsplanen (den s.k. vindkraftsplanen) som ett verktyg vid framtida handläggning. Genom att kommunen i översiktsplanen har pekat ut särskilda områden som särskilt lämpliga för vindkraft, får projektörer som önskar etablera vindkraft en större säkerhet att projektet kommer att godkännas. Det rapporteras dock att processen med att ta fram en vindkraftsplan i vissa fall bromsar upp det kommunala godkännandet av enskilda vindkraftprojekt, i väntan på att planen ska bli klar. Under en period kan det komma att innebära en fördröjning av vissa projekt på upp emot några år⁵⁶.

Den stödberättigade planeringen måste ha påbörjats tidigast den 1 januari 2007 och avslutas senast den 31 december 2011, men detta sista slutdatum kommer inte att vara aktuellt för särskilt många av planeringsinsatserna. Boverket beslutar om ett sista datum för inlämnande av slutredovisning för varje enskild ansökan⁵⁷.

Det går inte att helt garantera att kommunen trots allt inte väljer att utnyttja sin kommunala vetorätt mot ett visst projekt även om det ska etableras i ett område som i översiktsplanen utpekats som lämpligt. Det politiska ställningstagandet kan till exempel ha ändrats sedan beslutet om översiktsplanen togs. Allmänheten kan också överklaga en utbyggnad av vindkraft även i ett utpekat område, och ett sådant överklagande prövas i vanlig ordning.

I arbetet med översiktsplanen gör kommunen även avvägningar mellan olika riksintressen. Energimyndigheten har med hjälp av vindkarteringar utpekat ett antal områden som riksintresse för vindkraft.

Kortfattad beskrivning av tillståndprocessen för vindkraft

Sedan de nya reglerna för prövning av vindkraft trädde i kraft den 1 augusti 2009, gäller sex olika prövningsklasser för vindkraftverk. Vilken prövningsklass ett verk tillhör beror på höjd och antal istället för som tidigare på produktion.

Miniverk – kräver inga tillstånd

Ett så kallat miniverk definieras som ett vindkraftverk med en totalhöjd på maximalt 20 m och med en rotordiameter på maximalt 3 m. Det krävs inte bygglov enligt plan- och bygglagen för att bygga ett sådant vindkraftverk om inte verket ska monteras på en byggnad eller kommer uppföras på ett närmare avstånd från tomtgränsen än verkets höjd.

Gårdsverk – kommunalt bygglov

Ett så kallat gårdsverk definieras som ett vindkraftverk med en totalhöjd på 20-50 m eller ett verk vars rotordiameter överstiger 3 m. För att bygga ett sådant vindkraftverk krävs bygglov enligt plan- och bygglagen. Bygglov handläggs av kommunens byggnadsnämnd.

För både miniverk och gårdsverk, som varken är tillstånds- eller anmälningspliktiga enligt miljöbalken, gäller att de kan behöva anmälas till

⁵⁶ Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (sep 2009)

⁵⁷ Information om stöd till planeringsinsatser för vindkraft, Boverket 2008

tillsynsmyndigheten för samråd enligt 12 kap. 6 § miljöbalken de kan komma att väsentligt ändra naturmiljön.

Medelstora anläggningar – kommunal miljöprövning och bygglov

För att bygga en medelstor landbaserad vindkraftsanläggning krävs anmälan enligt miljöbalken samt bygglov enligt plan- och bygglagen. Såväl bygglov och anmälan enligt miljöbalken prövas av kommunen. Medelstora anläggningar definieras som antingen ett enskilt vindkraftverk som inklusive rotorblad är högre än 50 meter, två eller fler vindkraftverk som står tillsammans (gruppstation), eller ett tillkommande vindkraftverk som innebär att de vindkraftverk som står tillsammans kommer att utgöra en gruppstation.

Projektören har också möjlighet att söka frivilligt tillstånd hos länsstyrelsen för en anmälningspliktig verksamhet, oavsett om den förväntade miljöpåverkan är betydande eller inte (9 kap. 6 § miljöbalken).

Stora anläggningar – miljöprövning av länsstyrelsen

För att bygga en stor landbaserad vindkraftsanläggning krävs tillstånd enligt miljöbalken samt kommunens tillstyrkan. Ansökan om tillstånd enligt miljöbalken prövas av länsstyrelsen.

Stora anläggningar definieras som två eller fler vindkraftverk som står tillsammans (gruppstation) och vart och ett av vindkraftverken inklusive rotorblad är högre än 150 meter,

sju eller flera verk där vart och ett inklusive rotorblad är högre än 120 meter, samt varje tillkommande verk som tillsammans med redan uppförda verk innebär att man kommer upp till någon av de tidigare nämnda gränserna, eller varje verk som uppförs i en redan tillståndspliktig gruppstation.

Svenskt vatten – dubbel miljöprövning av miljödomstolen

Vindkraftverk i vattenområden är utöver tillståndspliktig miljöfarlig verksamhet enligt 9 kap miljöbalken även vattenverksamhet enligt 11 kap. miljöbalken. Enligt 11 kap. 9 § miljöbalken krävs som huvudregel tillstånd till vattenverksamhet. Sådant tillstånd söks hos miljödomstolen. Tillstånd för miljöfarlig verksamhet söks i normalfallet hos länsstyrelsen, men när en verksamhetsutövare söker 11 kap. tillstånd hos miljödomstolen är det enklast att inkludera 9 kap. prövningen direkt i prövningen vid miljödomstolen. Att detta är möjligt följer av 21 kap. 3 § miljöbalken. Liksom för stora landbaserade anläggningar krävs inte bygglov för att uppföra en tillståndsgiven vindkraftsetablering i vattenområde. En bygganmälan måste dock göras.

Även för vindkraftsanläggningar på svenskt vatten gäller att berörda kommuner har vetorätt.

Internationellt vatten – prövas av regeringen

Utanför territorialgränsen men inom Sveriges ekonomiska zon krävs, enligt 5 § lagen (1992:1140) om Sveriges ekonomiska zon, tillstånd av regeringen för uppförande och användning i kommersiellt syfte av anläggningar och andra inrättningar. Vid en tillståndsprövning ska 2–4 kap., 5 kap. 3 § samt 16 kap. 5 §

miljöbalken tillämpas. Ansökan ska innehålla en miljökonsekvensbeskrivning som ska tas fram enligt reglerna i 6 kap. miljöbalken.

För vindkraftetablering både på svenskt och internationellt vatten krävs även tillstånd enligt kontinentalsockellagen (1966:314) för undersökning av havsbotten och nedläggning av ledningar vid vindkraftsetableringar i allmänt vatten och i den ekonomiska zonen.

Vindkraft under planering- och tillståndsprocess

WSP Environmental hade under 2009 uppdraget att uppdatera den utredning om ledtider som genomfördes år 2004. I den uppdaterade utredningen ingick vindkraft (land- och havsbaserad) och industriellt mottryck. Resultatet har delvis redovisats redan i detta uppdrags första delrapport, ”Uppdrag att föreslå nya kvoter för elcertifikatsystemet, m.m”. För ett landbaserat vindkraftprojekt uppskattades ledtiderna till i genomsnitt cirka 4,5 år från projektstart till driftsättning. För ett havsbaserat vindkraftprojekt är genomsnittliga ledtiden minst 7,5 år⁵⁸. I genomgången 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 påverkas därför särskilt starkt av finanskrisen och av den svaga kronan. Handläggningstiden för 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 instans⁵⁹. Nedan beskrivs några etapper i prövningsprocessen utifrån hur aktörerna upplever att de fungerar, bland annat i relation till syftet med genomförda regelförenklingar.

Samråd

För att uppföra och driva stora vindkraftanläggningar krävs att projektören som ett första steg i ansökan om miljöbalkstillstånd genomför ett samråd med alla som berörs av projektet. Från den 1 augusti 2005 behövs inte längre både tidigt och utökat samråd, som tidigare var fallet. Ändå uppger tillfrågade länsstyrelser att de flesta sökande först har ett samråd med myndigheter och därefter ett med allmänheten. Vissa av länsstyrelserna bedömde att många samråd skedde utan att de sedan resulterade i inkomna tillståndsansökningar. Orsaken kan vara att samrådet visar på de potentiella konflikter som kan uppstå under projektets gång, till exempel om kommunen, försvarsmakten eller andra intressenter visar sig vara negativa.

Detaljplan

Om planer på att anlägga vindkraftverk finns i ett område där det råder stor efterfrågan på mark för byggnader och andra anläggningar, kan detaljplan komma att krävas. För små och medelstora anläggningar aktualiseras en sådan prövning i samband med ansökan om bygglov, och för stora anläggningar krävs att det i

⁵⁸ Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (sep 2009)

⁵⁹ Prövning av vindkraft, SOU 2008:86

sådana fall finns en fastställd detaljplan för området innan tillståndet prövas. Det tar omkring ett och ett halvt år för en kommun att ta fram en detaljplan, vilket kan medföra en fördröjning av berörda vindkraftsprojekt.

Frivillig ansökan om tillstånd

Som tidigare nämnts har projektörer för anmälningspliktiga anläggningar möjlighet att söka frivilligt tillstånd. De länsstyrelser och kommuner som tillfrågats av WSP har genomgående uppfattningen att ansökan om frivilligt tillstånd är mycket vanligt. Projektörer vill ha den större rättssäkerhet som ett tillstånd medför och slippa risken med att endast ha ett tillsynsbeslut baserat på en anmälan, i händelse av framtida klagomål. Denna försiktighet gäller i synnerhet vid lokaliseringar som kan medföra konflikter, eller om projektet är omfattande och kräver stora investeringar. Det har också framkommit att banker ofta kräver miljötillstånd för att ge krediter och rimliga lånevillkor. Någon statistisk sammanställning över hur stor andel ärenden hos länsstyrelsen som utgörs av frivilliga tillstånd finns inte, men den uppskattade omfattningen tyder på att gränsen mellan anmälningspliktig och tillståndspliktig verksamhet inte haft så stor betydelse som lagstiftaren kanske avsåg vid höjningen från 1 MW till 25 MW den 1 december 2006.

Miljökonsekvensbeskrivning och ansökan

Det framgår av aktörernas svar i WSP:s undersökning att projektörer och handläggare har olika uppfattningar om vilken omfattning av underlag som kan anses som tillräcklig för att fatta beslut. Kompletteringar krävs i princip alltid in, ofta rörande analysen av anläggningens miljöpåverkan och vilka åtgärder som ska vidtas för att begränsa denna. En bra dialog mellan handläggare och projektör redan från samrådsskedet krävs för att minimera antalet krav på kompletteringar.

Kommunal tillstyrkan

För att miljöprövningsdelegationen ska kunna meddela tillstånd enligt miljöbalken krävs först att den eller de berörda kommunerna tillstyrker projektet. Många aktörer upplever detta nya krav som den mest begränsande faktorn för vindkraftsutbyggnad i dagsläget. Stor osäkerhet råder kring bland annat när i processen den kommunala tillstyrkan ska ske. I bästa fall kan kommunens synpunkter framkomma redan under samrådsskedet, men kanske vill kommunen vänta med att ta ställning tills beslutsunderlaget är så komplett som möjligt, strax före beslut om tillstånd. Det sistnämnda fallet innebär en stor osäkerhet och onödiga kostnader för projektörerna. Kommunen behöver inte motivera beslutet och det är inte heller överklagbart. Det finns en oro bland aktörerna att det kommunala vetot kommer att innebära en så stor risk att vindkraftsutbyggnaden stagnerar.

Faktorer som kan motverka ett negativt inflytande från det kommunala vetot är dels den pågående kommunala översiktplaneringen med inriktning mot vindkraft (som trots att den inte är bindande ändå ger indikationer om hur kommunen ställer sig till etableringar av vindkraft), dels de nya bestämmelserna om regeringens tillåtlighetsprövning. Regeringen får även sedan tidigare förbehålla sig rätten att

tillståndspröva en verksamhet som kan antas få en betydande omfattning eller bli av ingripande slag, för att beakta de hållbarhetsintressen som miljöbalken enligt 1 kap 1 § ska främja. I vanliga fall krävs kommunfullmäktiges tillstyrkan även för att tillåta sådan verksamhet, men regeländringarna från den 1 augusti 2009 innebär att detta inte krävs om anläggningar som är tillståndspliktiga anses vara synnerligen angelägna ur nationell synpunkt och att de måste komma till stånd med just den lokaliseringen. De båda regelförändringarna rörande kommunal tillstyrkan och regeringens tillåtlighetsprövning bedöms kunna leda till att allt fler projektörer begär tillåtlighetsprövning av regeringen, i avsikt att undvika kommunalt veto⁶⁰.

Projekt under tillståndsprövning

I mars 2010 gjordes en sammanställning av de ärenden som vid det tillfället fanns hos länsstyrelserna i form av samrådsärenden och tillståndsansökningar. Totalt fanns 170 samrådsärenden och 115 tillståndsansökningar hos länsstyrelserna vid tillfället, omfattande 2500 respektive 3300 vindkraftverk. De sammanställda samrådsärendena omfattar en installerad effekt om cirka 7500 MW, och tillståndsärendena drygt 11 100 MW. Sammanställningen omfattar bara de vindkraftsärenden som är tillräckligt stora för att behöva genomgå prövning av miljöprövningsdelegationen. De kommunala vindkraftsärendena som ofta meddelas till länsstyrelsen har inte medtagits i statistiken. Det är dessutom viktigt att poängtera att många av de ärenden som anmäls för samråd aldrig kommer till stånd.

En regelbunden eller rentav automatisk sammanställning av de vindkraftsärenden som finns hos länsstyrelserna och kommunerna i form av tillståndsansökningar (även frivilliga), anmälningar och samrådsärenden, skulle på flera punkter avsevärt förbättra statistiken kring vindkraft. En uppföljning skulle kunna ske av ledtider inom olika prövningsklasser, för att identifiera flaskhalsar i prövningsprocessen och säkerställa att alla aktörer möter en prövning som är proportionerlig mot anläggningens storlek och placering. Skillnader i praxis mellan olika kommuner och länsstyrelser skulle bli lättare att upptäcka, vilket skulle kunna bana väg för en handläggning som är mer harmoniserad på riksnivå. Sådan information skulle slutligen också ge en mer heltäckande bild av den volym småskalig vindkraft som kan förväntas tillkomma i systemet, vilket underlättar bland annat vid översyner av elcertifikatsystemet och generellt vid arbete med prognoser för förnybar energi.

En ansats att undersöka hur många anläggningar och hur mycket installerad kapacitet från varje prövningsklass som har kommit in i elcertifikatsystemet, har visat sig vara alltför komplex och tidskrävande att genomföra på grund av svårigheten att på ett tillförlitligt sätt översätta vindkraftverks installerade effekt till höjd och rotordiameter. Vindkraftverk är olika och statistiken visar inte vilken modell som använts för en viss anläggning. Av den vindkraftskapacitet som driftsattes inom elcertifikatsystemet under 2009 kom dock omkring 40 procent

⁶⁰ Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (sep 2009)

från anläggningar eller vindkraftsparker med mindre än 10 MW total installerad kapacitet. En avgränsning på 10 MW är dessutom långt under den tidigare gränsen för tillståndsprövning hos länsstyrelsen på 25 MW. En uppdelning av samtliga elcertifikatberättigade vindkraftverk som hittills tillkommit visar att endast omkring 20 procent har ingått i projekt med större total installerad kapacitet än 25 MW. Statistiken bekräftar att de små anläggningarnas tillskott till det totala utbudet på vindkraft inte bör underskattas. Det tyder också på att en stor andel av den tillkomna vindkraften inte har behövt tillståndsprövas av länsstyrelsen, även om en del kan ha tillståndsprövats enligt gränsen 1 MW som gällde före den 1 december 2006.

Marknadsinformation som feltolkas kan leda till osäkerhet och prisspekulation, och därför är det viktigt att eventuella framtida sammanställningar av vindkraft under tillståndsprövning är tydliga med att mycket av den uppskattade installerade effekt som omfattas av miljöprövning inte kommer att resultera i produktion.

Från tillstånd till drifttagning

När vindkraftsprojektet väl har fått alla de tillstånd som krävs enligt miljöbalken och PBL, är det ändå 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.

Verksamhetsutövaren måste ta tillståndet i anspråk inom en viss tid efter att beslutet har vunnit laga kraft: den s.k. 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 5 år, men kan variera mellan 2-3 år och mer än 5 år. Det finns en risk att vissa 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. Hur långa igångsättningstider specifika projekt har i sina tillstånd har inte utretts närmare här.

I enlighet med miljöbalken och förordningen om miljöfarlig verksamhet får miljötillstånd för vindkraftverk tidsbegränsas. I en förfrågan ställd av miljöprövningsdelegationen i Västra Götaland⁶¹ 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

⁶¹ Kontakt med MPD i Västra Götaland, 12 april 2010

miljötillståndsbeslut och dom från miljödomstolen bestäms tillståndstiden till 25 år efter igångsättningstiden som vanligen är 5 år från beslutsdatum. Länsstyrelsen i Västra Götaland har däremot ingen tidsbegränsning på utfärdade tillstånd.

Tabell 2 Antalet landbaserade vindkraftsprojekt som i februari 2010 fått alla tillstånd men ännu inte börjat byggas. Endast projekt med en total effekt över 10 MW⁶²

Antal tillstånds-givna projekt	Antalet tillstånds-givna vindkraftverk	Tillståndsgiven effekt (MW)	Förväntad årlig produktion (TWh)
20	291	748,5	1,98

Åtta av de tjugo listade landbaserade vindkraftsprojekten hade godkända tillstånd redan i februari 2009. Fem av dessa hade tillstånd redan i oktober 2008 eller tidigare. Information på projektörernas hemsidor visar att orsakerna till den sena byggstarten varierar. De flesta projekten verkar trots allt vara på gång. Ett av tillstånden har överklagats till regeringsrätten, en annan projektör har för avsikt att utöka ett projekt så att det därmed kommer att kräva en ny tillståndprocess och en tredje uppger att en senare leverans av vindkraftverket än väntat skapat en fördröjning⁶³. En av projektägarna har sålt delar av vindkraftparken till en annan aktör som kommer att delfinansiera byggande och drift⁶⁴.

De fyra havsbaserade vindkraftsprojekt som hade godkända tillstånd i februari 2010 hade alla fått tillstånd redan i februari 2009 eller tidigare. Det är oklart när eller om dessa projekt kommer att byggas och tas i drift, då lönsamheten för havsbaserad vindkraft i nuläget bedöms som otillräcklig.

En havsbaserad vindkraftspark fick under år 2009 sitt tidigare beviljade tillstånd återkallat efter att Miljööverdomstolen godkände ett överklagande av tillståndsbeslutet.

Tabell 3 Tillståndsgivna havsbaserade vindkraftverk som ännu inte börjat byggas i februari 2010. Endast projekt med en total installerad effekt >10 MW⁶⁵

Antal tillstånds-givna projekt	Antalet tillstånds-givna vindkraftverk	Tillståndsgiven effekt (MW)	Förväntad årlig produktion (TWh)
4	287	1420	6,4

Leveranstiderna på vindkraftverk har förkortats jämfört med för några år sedan, som ett resultat av lägre efterfrågan och högre produktionstakt, och ligger nu på omkring 9 månader till 2 år. Markarbeten, byggnation av fundament och kabeldragning kan ta mellan 1,5 och 6 månader. Varken tillgången på

⁶² www.svenskvindenergi.org

⁶³ <http://www.o2.se/Default.aspx?id=173> , <http://www.rabbalshedekraft.se/default.asp> , <http://www.kafjardensvind.se/>

⁶⁴ <http://www.rabbalshedekraft.se/default.asp>

⁶⁵ www.svenskvindenergi.org

vindkraftverk, anläggande av vägar och fundament eller uppförande av verket upplevs längre som ett problem av projektörerna. Komponenter för anslutningen, t.ex. transformator, har en leveranstid på omkring ett år och processen att ansöka om tillstånd för nätkoncession och bygglov i de fall det behövs, bedöms vara omkring 6-12 månader, vilket en del projektörer nämner som en bromsande faktor⁶⁶. I stort sett bedöms dock inte de delar av processen som rör uppförandet och anslutningen av vindkraften som lika problematisk som tillåtlighetsprövningen.

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. Den dåliga lönsamheten gör att många efterfrågar ett kompletterande stödsystem.

Tabell 4 Vindkraftverk under byggnation i februari 2010 (projekt > 10 MW)⁶⁷

Antal projekt under byggnation	Antal vindkraftverk under byggnation	Effekt under byggnation (MW)	Förväntad årlig produktion (TWh)
17	199	425	1,216

Sammanfattning

- Sedan den 1 augusti 2009 gäller nya regler för prövning av vindkraft. Vilken prövningsklass ett verk tillhör beror på höjd och antal istället för som tidigare på produktion. De nya prövningsklasserna är miniverk, gårdsverk, medelstor anläggning, stor anläggning, samt anläggningar på svenskt respektive internationellt vatten.
- En av regelförändringarna är införandet av en kommunal vetorätt som innebär att kommunen måste tillstyrka planerna på vindkraftverk för att tillstånd ska kunna ges. Vetorätten gäller för stora landbaserade anläggningar och för havsbaserade anläggningar på svenskt vatten. Många aktörer upplever detta nya krav som den mest begränsande faktorn för vindkraftsutbyggnad i dagsläget.
- Fr.o.m 2007 har kommuner, länsstyrelser, regionala självstyrelseorgan och kommunala samverkansorgan kunnat söka bidrag för planeringsinsatser för vindkraft. Stöd ges till arbete med översiktsplaner och planeringsunderlag som till exempel detaljerade vindkarteringar eller landskapsanalyser. En sammanställning av det trettiotal slutredovisningar som hittills kommit in visar på en planeringsberedskap för omkring 30 TWh per år.

⁶⁶ Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (sep 2009)

⁶⁷ www.svenskvindenergi.org

- Genom att kommunen i översiktsplanen har pekat ut lämpliga områden för vindkraft, får projektörer en ökad säkerhet att ett vindkraftsprojekt kommer att godkännas. Processen med att ta fram en vindkraftsplan har dock i vissa fall bromsat upp det kommunala godkännandet av enskilda vindkraftsprojekt, i väntan på att planen ska bli klar.
- Ansökan om frivilligt tillstånd är vanligt. Den uppskattade omfattningen tyder på att gränsen mellan anmälningspliktig och tillståndspliktig verksamhet som höjdes från 1 MW till 25 MW den 1 december 2006, inte har haft så stor betydelse.
- En uppdelning av de vindkraftverk som hittills godkänts för tilldelning av elcertifikat visar att endast omkring 20 procent har ingått i projekt med större total installerad kapacitet än 25 MW. Statistiken bekräftar att små anläggningars tillskott till det totala utbudet på vindkraft inte bör underskattas. Det tyder på att en stor andel av den tillkomna vindkraften inte har behövt tillståndsprövas av länsstyrelsen. Hur uppdelningen ser ut utifrån de nya prövningsklasserna går inte att säga.
- Återkommande sammanställningar av länsstyrelsernas och kommunernas vindkraftsärenden i form av tillståndsansökningar (även frivilliga), anmälningar och samrådsärenden, skulle förbättra statistiken kring vindkraft. Bättre statistik skulle bidra till förbättrad uppföljning av ledtider inom olika prövningsklasser, för identifiering av flaskhalsar i prövningsprocessen och för att säkerställa att alla projekt får en rimlig prövning.
- Fem av de tjugo listade landbaserade vindkraftsprojekten (med en installerad effekt över 10 MW) som hade godkända tillstånd men ännu inte börjat byggas i februari 2010, hade tillstånd redan i oktober 2008 eller tidigare. Överklaganden av tillståndet eller förseningar hos leverantören är exempel på faktorer bakom fördröjning eller nedläggning av projekt. De flesta projekt uppges vara på gång.
- De fyra havsbaserade vindkraftsprojekt som hade godkända tillstånd men ännu inte påbörjats i februari 2010 hade alla fått tillstånd redan i februari 2009 eller tidigare. Det är oklart när eller om dessa projekt kommer att byggas och tas i drift, då lönsamheten för havsbaserad vindkraft i nuläget bedöms som otillräcklig.
- För ett landbaserat vindkraftsprojekt uppskattas ledtiderna till i genomsnitt cirka 4,5 år från projektstart till driftsättning, för ett havsbaserat vindkraftsprojekt till minst 7,5 år⁶⁸. De största hindren för utbyggnad av landbaserad vindkraft bedöms vara kravet på kommunal tillstyrkan samt

⁶⁸ Ledtider för vindkraftsprojekt mm berättigade till elcertifikat, WSP Environmental (sep 2009)

tillståndprocessen i övrigt. Havsbaserad vindkraft påverkas stort av konjunkturen och av den svaga kronan.

- Verksamhetsutövaren måste ta tillståndet i anspråk inom en viss tid efter att beslutet har vunnit laga kraft. Den s.k. igångsättningstiden bedöms i genomsnitt vara omkring 5 år, men kan variera mellan 2-3 år och mer än 5 år. Det finns en risk att vissa fördröjda projekt inte hinner påbörjas inom igångsättningstiden, och att projektören missar att ansöka om förlängning.
- I enlighet med miljöbalken och förordningen om miljöfarlig verksamhet får miljötillstånd för vindkraftverk tidsbegränsas. Hanteringen skiljer sig mellan länsstyrelser. I Skåne är t.ex. vindkrafttillstånd tidsbegränsade till 25 år efter igångsättningstiden. Länsstyrelsen i Västra Götaland har däremot ingen tidsbegränsning på utfärdade tillstånd.
- I stort sett bedöms inte de delar av processen som rör uppförandet och anslutningen som lika problematisk som tillåtlighetsprövningen, med undantag för havsbaserad vindkraft där tillgången på havsanpassade vindkraftverk, installatörer och utrustning i större utsträckning upplevs som en trång sektor.

Processen och kostnader för nätutbyggnad

Det som beskrivs under detta avsnitt är processen för att ansluta vindkraftsanläggningar till elnätet och övergripande om kostnaderna för det.

Allmänt

För att bygga och använda en elektrisk starkströmsledning krävs enligt ellagen tillstånd från regeringen (nätkoncession). Enligt bemyndigande av regeringen prövar Energimarknadsinspektionen de flesta ärenden om nätkoncession. Det är endast anläggningar för överföring av el som omfattas av kravet på nätkoncession. Vissa ledningar för produktion av el faller utanför koncessionskravet⁶⁹. De vindkraftsanläggningar vi avser här syftar dock till att även överföra el till nätet och omfattas på så vis eftersom ledningar krävs för att överföra denna produktion.

Nätet är indelat i lokal-, region- och stamnät. Det lokala nätet (0,4-vanligtvis 20 kV) drivs mestadels med stöd av nätkoncession för område och på 25 år. Regionnät (40-145 kV) och stamnät (220-400 kV) drivs med stöd av nätkoncession för linje och på 40 år. Det finns i Sverige idag cirka 300 koncessioner för område och cirka 3000 koncessioner för linje. Notera att nätkoncession för linje, dvs. tillstånd för ledningar över 20 kV, kan fås inom ett område för koncession.

⁶⁹ Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen, 22 a §

Koncessionsägarens viktigaste rättigheter är att denne har;

- monopol på verksamheten,
- goda chanser till förlängning av koncessionen,
- en garanterad kundstock,
- en garanterad rätt att ta ut skäliga tariffer.

Koncessionsägarens viktigaste skyldigheter är att;

- på skäliga villkor ansluta elektriska anläggningar för produktion och användning,
- på skäliga villkor överföra el för annans räkning, utföra mätning,
- tillämpa skäliga, objektiva och icke-diskriminerande nättariffer,
- rapportera till nätmyndigheten (Energimarknadsinspektionen (EI)).

Den som bygger en mindre vindkraftsanläggning för överföring av el till nätet kan ansluta till befintligt nät via det företag som har nätkoncession för nätet i området. Det är i så fall det bolag som redan har koncession som bygger de ledningar som behövs för anslutning. Nätbolaget har då rätt att ta ut avgifter för kostnaderna för anslutning och överföring av el. I större projekt kan vindkraftsbolaget vilja bygga och driva sitt eget nät som kopplar ihop vindkraftverken och som ansluter till region- eller stamnät. I dessa fall måste en särskild koncession sökas. Det får då inte vara samma bolag som driver elnätet som bedriver själva produktionen. Om det interna nätet, dvs. ledningar mellan vindkraftverk i en vindkraftpark, uppfyller vissa krav behövs inte koncession för sådant nät⁷⁰.

Anslutningsprocessen

Koncession för elnät söks normalt efter det att miljötillstånd erhållits för vindkraftsanläggningen. Det är generellt mest samhällsekonomiskt lönsamt att ansluta till lägsta möjliga spänningsnivå. Vindkraftsägaren kontakter därför i första hand det lokala nätbolaget för att diskutera alternativa anslutningsmöjligheter och för en prisindikation på anslutningen. Större grupper av vindkraftsanläggningar kan ofta inte anslutas till lokala nät utan får anslutas till nät med högre spänning, dvs. till regionnät eller stamnät. Nätföretaget som innehar koncession för område/linje är skyldig att ansluta produktionsanläggningar till nätet. Om det lokala nätföretaget inte har möjlighet att ansluta vindkraftsanläggningen till sitt nät kan vindkraftsföretaget vända sig till den som i området innehar koncession för linje, i första hand till regionnätsägare och i andra hand till Svenska Kraftnät.

Det finns en väl definierad process för anslutning till stamnätet, men inte för anslutning till regionala och lokala nät. Detta kan ibland innebära långa väntetider för svar på nätanslutningsansökan. Förnybarhetsdirektivet innebär här krav på förändringar.

Anslutning till lokal- och regionnät görs enligt nedan.

⁷⁰ Om nätet uppfyller kravet i 22 a § förordning om undantag från kravet på koncessionsplikt.

För anslutning inom koncession för område, dvs. på lokalnätnivå, gäller följande:

- Producenten anmäler hos elnätsföretaget med områdeskoncessionen att producenten vill ansluta en produktionsanläggning inom området
- Elnätsföretaget sköter allt praktiskt och administrativt arbete i samband med anslutningen, t.ex. att ordna med tillstånd att dra ledningar över annan fastighetsägares mark

För anslutning med nätkoncession för linje gäller följande:

Det finns två möjligheter för vem som kan administrera en ansökan om nätkoncession för linje (och bygger ledningen).

- 1) Elproducenten ingår ett civilrättsligt avtal med ett etablerat elnätsföretag och detta elnätsföretag administrerar ansökan om koncession och utför arbetet med anslutningen.
- 2) Elproducenten administrerar själv ansökan och utför arbetet. Dock måste detta ske i ett annat bolag/företag (det måste vara åtskillnad mellan produktions- och elnätsverksamhet).

- Ansökan om nätkoncession för linje görs hos Energimarknadsinspektionen
- Förfarandet vid en ansökan är relativt komplicerat, tidskrävande och därmed kostsamt, bl.a. ska en miljökonsekvensbeskrivning tas fram
- I regel tar det cirka sex månader från ansökan till beslut hos Energimarknadsinspektionen
- Beslutet kan överklagas⁷¹

Ansökan ska innehålla teknisk beskrivning, överföringsbehov, alternativa ledningssträckningar, redogörelse över samråd, miljökonsekvensbeskrivning, beslut enligt miljöbalken om "betydande miljöpåverkan", bestyrkt förteckning över överenskommelser med markägare, registreringsbevis och beskrivning av organisation.

För koncessionshandläggningen på EI gäller att nybyggnationer är prioriterade, myndigheten har, som nämns ovan, som mål att handläggningen maximalt ska ta sex månader.

När koncession för linje erhållits återstår att:

- Elnätsföretaget måste få rätt att genom avtal eller med ledningsrätt dra ledning över de fastigheter som berörs av nätkoncessionen för linje
- Elnätsföretaget måste komma överens om en anslutningsavgift för anslutningen till det befintliga elnätet (huvudregeln är att producenten har rätt att ansluta)

För anslutning till stamnätet etableras alltid ett nät mellan produktionsanläggningen och stamnätet. Avtal tecknas mellan Svenska Kraftnät och nätägaren. Besked om anslutningsmöjlighet ges normalt inom sex månader från det att komplett ansökan lämnats in.

⁷¹ Görs idag till regeringen, förslag till förändring finns

Kostnader och ersättningar

Nätföretagen beslutar själva om nättarifferna, i begreppet ingår även avgifter för anslutning. Nättarifferna prövas i efterhand av EI, årligen på en övergripande nivå. Den totala intäkten bedöms i förhållande till kostnaderna. Om EI kommer fram till att kostnaderna som tagits ut är för höga kan nätföretaget bli skyldigt att betala tillbaka till kundkollektivet. Någon prövning av inmatningstariffer har, såvitt vi förstått, inte gjorts.

Anslutningsavgiften prövas endast om kunden som ska betala för anslutningen begär prövning hos EI. Det är inte särskilt vanligt att anslutningsavgifter för vindkraftsanläggningar prövas.

Vindkraftbyggaren betalar alltså dels för *anslutningen* (individuell engångsavgift) och dels en *nättariff* (löpande kostnad) för att få mata in el på nätet. Nättariffen beror av på vilken nivå i nätet anslutningen sker (lokal-, region-, stamnät). Det är stora skillnader i prissättning mellan de olika nätnivåerna. Vattenfall har till exempel så kallade punkttariff för anslutning till lokalnätet, dvs. alla producenter betalar samma inmatningstariff oavsett var i lokalnätet anslutningen görs. Alla lokalnätföretag tillämpar inte den principen. För anslutning till regionnätet blir inmatningstariffen alltid individuell för varje producent. För anslutning på lokal- och regionnät finns kostnaden för överliggande nät med som en parameter.

Anslutningskostnad

För utmatningskunder tillämpas schabloniserade anslutningsavgifter. Denna typ av prissättning kan dock inte tillämpas för inmatningskunder (en vindkraftsägare i vårt fall) eftersom kostnaderna här är mer varierande och svårare att förutse.

Ägaren till vindkraftsanläggningen betalar för anslutningsledningen fram till anslutningspunkten till det befintliga nätet. Förstärkningar i lokal-, region- och stamnät som behövs och som bara gynnar vindkraftsägaren betalas av denne. Kostnader för förstärkningar som gynnar även andra delas. Förstärkningar i stamnätet som gäller en så kallad radialledning⁷² betalas av vindkraftsägaren.

Anslutningsavgiften är kundspecifik och ska täcka nätföretagets kostnader för att ansluta den aktuella vindkraftsanläggningen. Kostnaden varierar naturligtvis, men brukar för landbaserad vindkraft uppgå till ca x procent av investeringskostnaden.

Det pågår arbete för att komma till rätta med problemet med tröskelavgifter, dvs. att den producent som först ansluter i ett område får betala oproportionellt mycket jämfört med producenter som ansluter senare.

⁷² En ledning som bara är ansluten till övriga nätet i ena änden (SvK)

Nättariff

För vindkraftsanslutning till lokalnätet kan olika schabloniserade punkttariffer tillämpas och beror av storleken på anläggningen. Vissa lokalnätföretag tillämpar individuella nättariffer.

För vindkraftsanslutning till regionnätet används individuell prissättning, ibland s.k. kanaltariff⁷³, som beror av anläggningens nyttjande av nätet, dvs. hur stor del av kostnaderna som beror på just denna anläggning. Kanaltariffen påverkas om nätet byggs om och om kunder tillkommer eller försvinner, dvs. kanaltariffen kan variera från år till år. I kanaltariffen ligger även kostnader för överliggande nät (stamnätet).

För anslutning till stamnätet finns uppgifter på Svenska Kraftnäts hemsida över kostnaden i varje anslutningspunkt. För anslutning på lägre spänningsnivåer finns idag inte någon översikt över vilka inmatningstariffer en vindkraftsproducent i Sverige möter.

Nättarifferna är utformade för att ge signaler om rätt placering i elnätet, vilket innebär att producenter som minskar nätförlusterna får ekonomisk kompensation för det. Detta resulterar i att producenter i södra Sverige får lägre nätkostnader än producenter i norr.

⁷³ Summan av kapital- drift- och underhållskostnader i proportion till producentens nyttjande, samt kostnader för stamnätet