

Översyn av elcertifikatsystemet

Delrapport etapp 2

- Allmän översikt av elcertifikatsystemet
- De framtida kvotnivåerna
- Villkor för konsumenten
- Effekter för vindkraften
- Statistik om elcertifikatsystemet

ER 2005:09

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

© Statens energimyndighet
Upplaga: 200 ex

ER 2005:09

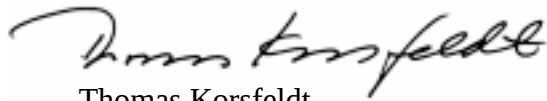
ISSN 1403-1892

Förord

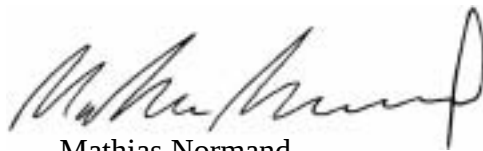
Regeringen har givit Statens Energimyndighet i uppdrag att genomföra en översyn av elcertifikatsystemet (N2003/9037/ESB). Uppdraget ska redovisas i två etapper. Etapp 1 redovisades 1 maj 2004. Etapp 2, som redovisas i denna rapport, innehåller en allmän översikt av elcertifikatsystemet, de framtida kvotnivåerna, konsumentens villkor, effekter för vindkraften samt statistik om elcertifikatsystemet.

För kapitel 3 "Allmän översikt av elcertifikatsystemet" har Anna Nilsson ansvarat. Kapitel 4 "De framtida kvotnivåerna" har författats av Göran Andersson och Marcus Larsson. Kapitel 5 "Villkor för konsumenten" har författats av Andreas Nilsson, Remy Kollesar, Brigitta Klemensson och Martin Vallstrand. Sara Hallert och Martin Vallstrand har författat kapitel 6 "Effekter för vindkraften". Kapitel 7 "Statistik om elcertifikatsystemet" har Per Gruneus och Roger Östberg ansvarat för. Projektledare för arbetet har varit Mathias Normand.

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



Thomas Korsfeldt
Generaldirektör



Mathias Normand
Projektledare

Innehåll

1	Sammanfattning	13
2	Inledning	27
2.1	Bakgrund.....	27
2.2	Uppdraget.....	27
2.3	Avgränsningar.....	29
2.4	Definitioner.....	30
2.5	Rapportdisposition.....	30
3	Allmän översikt av elcertifikatsystemet	31
3.1	Uppdrag	31
3.2	Inledning	31
3.3	Metod	32
3.4	Elcertifikatsystemet som styrmedel	33
3.5	En beskrivning av utvecklingen under det första året.....	36
3.6	Hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastlagda målen	43
3.7	Inverkan på nyinvesteringar och kapacitetsökningar.....	61
3.8	Slutsatser och rekommendationer	67
3.9	Referenser	70
4	De framtida kvotnivåerna	71
4.1	Uppdraget.....	71
4.2	Inledning	71
4.3	Stödbehov för förnybara energikällor.....	71
4.4	Potential för förnybar elproduktion	85
4.5	Förutsättningar för att öka ambitionsnivån till år 2012	97
4.6	Scenarier för elcertifikatsystemets framtida utveckling	102
4.7	Slutsatser och rekommendationer	136
4.8	Referenser	139
5	Villkor för konsumenten	141
5.1	Uppdraget.....	141
5.2	Inledning	141
5.3	Avgränsningar.....	142
5.4	Konsumenternas kostnader för elcertifikat	142
5.5	Information till konsumenten.....	149
5.6	Konsumenternas situation på marknaden	154
5.7	Möjliga åtgärder för att förbättra konsumentens villkor.....	160
5.8	Slutsatser och rekommendationer	169
5.9	Referenser	172
6	Effekter för vindkraften	173
6.1	Uppdraget.....	173
6.2	Inledning	173

6.3	Effekter av elcertifikatsystemet för vindkraftens utveckling.....	173
6.4	Ekonomiska villkor för befintliga anläggningar	176
6.5	Förutsättningar för framtida utbyggnad.....	184
6.6	Aktörer inom elcertifikatsystemet	197
6.7	Eventuella ytterligare kompletterande insatser	203
6.8	Slutsatser och rekommendationer	210
6.9	Referenser	213
7	Statistik om elcertifikatsystemet	215
7.1	Uppdraget.....	215
7.2	Inledning	215
7.3	Syfte	216
7.4	Metod	216
7.5	Beskrivning av datamaterialet och dess avgränsningar	216
7.6	Brister i datamaterialet.....	217
7.7	Presentation av statistik	217
7.8	Slutsatser och rekommendationer	226
7.9	Referenser	228

Bilagor

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

- Bilaga 1 – Regeringsuppdrag (N2003/9037/ESB)
- Bilaga 2 – Produktionskostnader för förnybara elproduktionstekniker
- Bilaga 3 – Potential för vindkraft
- Bilaga 4 – Potential för biobränslebaserad kraftvärme i fjärrvärmenäten
- Bilaga 5 – Potential för vattenkraft
- Bilaga 6 – Potential industriellt mottryck
- Bilaga 7 – Potential för sol, våg och geometri
- Bilaga 8 – Potential för biobränsle
- Bilaga 9 – Torvens roll i elcertifikatsystemet – analys med MARKAL
- Bilaga 10 – Exempel på avstämningsfaktura
- Bilaga 11 – Exempel på preliminärfaktura
- Bilaga 12 – Förnybar elproduktion
- Bilaga 13 - Antal utfärdade elcertifikat den 16 augusti 2004

Tabellförteckning

Tabell 1 Saker som fungerat mindre väl under det första året som elcertifikat-systemet varit i drift och hur problemen åtgärdats. Merparten av problemen kan hänföras till kategorin barnsjukdomar.	37
Tabell 2 Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat uppdelat per kraftslag september 2004.....	38
Tabell 3 Antal aktörer registrerade för hantering av kvotplikt september 2004....	38
Tabell 4 Tekniker för vilka produktionskostnader redovisas	72
Tabell 5 Fördelar och nackdelar med att tidsbegränsa tilldelningen av certifikat ..	84
Tabell 6 Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat den 1 maj 2004 med drifttagsdatum efter den 1 maj 2003.....	86
Tabell 7 Planerad utbyggnad enligt Energimyndighetens rundringning (GWh)...	87
Tabell 8 Potential för vindkraft inklusive befintlig produktion (TWh)	88
Tabell 9 Potential för kraftvärme inklusive befintlig produktion (TWh)	90
Tabell 10 Potential för vattenkraft inklusive befintlig produktion (TWh)	92
Tabell 11 Potential för industriellt mottryck inklusive befintlig produktion (TWh)	94
Tabell 12 Sammanställning av rimliga potentialer inklusive befintlig produktion (TWh).....	96
Tabell 13 Rimliga potentialer baserat på avsnitt 4.4 (TWh).....	98
Tabell 14 Prognostiserad utveckling av förnybar el	101
Tabell 15 Trolig fördelning av produktionen om ambitionsnivån ökar till 15 TWh, (TWh)	102
Tabell 16 Energimyndighetens antaganden i scenarioanalysen	105
Tabell 17 Prognostiserad utveckling av förnybar el scenario 1.....	108
Tabell 18 Trolig fördelning av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet enligt scenario 1 (TWh)	109
Tabell 19 Troliga konsekvenser för konsumenten av scenario 1.....	111
Tabell 20 Krav som ställs för att uppnå målet enligt scenario 1.....	113
Tabell 21 Prognostiserad utveckling av förnybar el scenario 2.....	115
Tabell 22 Scenario 2 med begränsad tilldelningsperiod.....	117
Tabell 23 Trolig fördelning av produktionen enligt scenario 2 (TWh)	118
Tabell 24 Troliga konsekvenser för konsumenten - scenario 2	120
Tabell 25 Krav som ställs för att uppnå målet enligt scenario 2.....	122
Tabell 26 Urval av planerade offshoreprojekt i Sverige (WSP 2004).....	123

Tabell 27 Prognostiserad utveckling av förnybar el scenario 3.....	125
Tabell 28 Trolig fördelning av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet enligt scenario 3 (TWh)	126
Tabell 29 Troliga konsekvenser för konsumenten - scenario 3	128
Tabell 30 Krav som ställs för att uppnå målet enligt scenario 3.....	130
Tabell 31 Sammanfattning av scenario 1-3	132
Tabell 32 Överför kvotplikten från konsumenterna till elleverantörerna och låt kostnaderna för elcertifikat inkluderas i elpriset	162
Tabell 33 Inför ett standardiserat jämförpris så att konsumenten kan se den totala elkostnaden per kWh, inklusive el, elcertifikat, skatter och fasta avgifter, direkt på elräkningen.....	164
Tabell 34 Tillåt konsumenter att köpa elcertifikat från en leverantör och el från en annan.....	165
Tabell 35 Möjliggör för alla konsumenter att enkelt köpa elcertifikat	167
Tabell 36 Minska konsumentens kostnader för att hantera sin egen kvotplikt....	168
Tabell 37 Kräv av elleverantörerna att på förhand bestämma priset på elcertifikat för samma avtalsperiod som kunden förbinder sig att köpa el	169
Tabell 38 Miljöbonusens avtrappning (öre/kWh), (Budgetprop. 2003/04:1).....	178
Tabell 39 Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat den 1 maj 2004 uppdelat per kraftslag	218
Tabell 40 Andel förnybara bränslen av totalt tillfört bränsle i biobränsleanläggningar samt total elproduktion under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004	219
Tabell 41 Andel nyttjade bränslen av totalt tillfört bränsle i industriella mottrycksanläggningar under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004 ..	220
Tabell 42 Andel nyttjade bränslen av totalt tillfört bränsle i kraftvärmeanläggningar under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004.	221
Tabell 43 Total elförbrukning i elintensiv tillverkningsprocess år 2003 för olika industribranscher	222

Figurförteckning

Figur 1 Ingående delar i översynens etapp 1 respektive etapp 2	28
Figur 2 Överskott i certifikatproduktion fram till år 2007 vid nuvarande kvoter och bibehållen produktion.....	45
Figur 3 Boxdiagram med miljökostnader för olika elproduktionstekniker. Som det framgår av figuren är miljökostnaderna för biomassabaserad elkraftkraft ungefär lika höga som de för naturgas och avsevärt högre än för de andra förnybara alternativen.	58
Figur 4 Rörliga produktionskostnader för befintlig elproduktionskapacitet i elcertifikatsystemet	74
Figur 5 Elproduktionskostnad för dagens teknik för ny förnybar produktion.....	77
Figur 6 Elproduktionskostnader inklusive riskpremie för dagens teknik.....	78
Figur 7 Elproduktionskostnad som funktion av avskrivningstid, 8 % kalkylränta.....	79
Figur 8 Elproduktionskostnad som funktion av kalkylränta. Avskrivningstid 20 år.	80
Figur 9 Elproduktionskostnad för vidareutveckling av dagens teknik för ny förnybar produktion år 2020	81
Figur 10 Elproduktionskostnader inklusive riskpremie för vidareutveckling av dagens teknik för förnybar produktion år 2020	82
Figur 11 Kvot utveckling och tillkommande förnybar el	100
Figur 12 Kvotutveckling och tillkommande förnybar el i scenario 1.....	107
Figur 13 Kostnad för konsumenten i scenario 1 vid fyra olika antaganden om certifikatpris	111
Figur 14 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 1 vid antagande om ett certifikatpris på 200 kr/MWh.....	112
Figur 15 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 1 vid antagande om ett certifikatpris på 400 kr/MWh.....	112
Figur 16 Scenario 2, den förnybara elen ökar med 19 TWh mellan år 2002 och år 2015	115
Figur 17 Scenario 2 med exempel på begränsad tilldelningsperiod	116
Figur 18 Certifikatavgift i scenario 2 vid fyra olika antaganden om certifikatpris	120
Figur 19 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 2 vid antagande om ett certifikatpris på 200 kr/MWh.....	120
Figur 20 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 2 vid antagande om ett certifikatpris på 400 kr/MWh.....	121

Figur 21 Scenario 3, den förnybara elen ökar med 25 TWh mellan år 2002 och år 2015	125
Figur 22 Elcertifikatavgift vid olika antaganden om certifikatpris.....	128
Figur 23 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 3 vid antagande om ett certifikatpris på 300 kr/MWh.....	129
Figur 24 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 3 vid antagande om ett certifikatpris på 600 kr/MWh.....	129
Figur 25 Utveckling av elcertifikatpriset för konsumenten under de första 14 månaderna	143
Figur 26 Årskostnad för elcertifikat för <i>Lägenhet</i> , 2000 kWh/år	144
Figur 27 Årskostnad för elcertifikat för <i>Villa utan elvärme</i> , 5000 kWh/år	145
Figur 28 Årskostnad för elcertifikat för <i>Villa med elvärme</i> , 20 000 kWh/år.....	145
Figur 29 Elcertifikatprisets utveckling uppdelad på elleverantörens kostnader för inköp av elcertifikat, administration och vinstmarginal samt moms.	146
Figur 30 Utveckling av elleverantörernas påslag som ska täcka administrativa kostnader och eventuell vinst.....	147
Figur 31 Ungefärlig fördelning av intäkterna från elcertifikatsystemet år 2003 .	148
Figur 32 Antal pressklipp per månad som handlar om elcertifikat.....	149
Figur 33 När kan det löna sig att hantera sin egen kvotplikt?	158
Figur 34 Elcertifikatkostnad för <i>lägenhet</i> , max 2000 kWh/år	159
Figur 35 Elcertifikatkostnad för <i>Villa utan elvärme</i> , 2000-5000 kWh/år.....	159
Figur 36 Elcertifikatkostnad <i>Villa med elvärme</i> , 5000-20 000 kWh/år.....	160
Figur 37 Kostnad för elcertifikat, typgrupper	161
Figur 38 Utvecklingskurvan för vindkraft i Sverige 1982-2003 (Energimyndigheten, Elforsk).....	174
Figur 39 Ägarandel av installerad effekt 2003 (Driftuppföljning av vindkraftverk 2003, 2004)	177
Figur 40 Genomsnittlig årlig kostnad för vindkraft mätt i kronor per kWh på vänster y-axel och investeringskostnaden per installerad kilowatt på höger y-axel. Uppgifterna baseras på 448 verk.....	182
Figur 41 Utveckling av intäkter, produktionskostnad samt kostnad per kW baserat på ansökningar om investeringsstöd under åren 1997 och 2003. Dataunderlaget 1998-2003 innehåller totalt 73 verk där 1998 års data baseras på 44 verk. Källa: Vindkraft – fördjupad driftuppföljning samt Energimyndigheten.	183
Figur 42 Jämförelse av producerad el uppdelat efter anläggningars storlek.	198

Figur 43 Omsättningen för de tio största producenterna av el från vindkraft inom elcertifikatsystemet samt deras beräknade produktion av vindkraft.....	200
Figur 44 Statlig garanti mot produktionsbortfall orsakat av vindbrist.....	205
Figur 45 Ansökningarnas fördelning mellan stödområden.....	207
Figur 46 Andel förnybara bränslen av totalt tillfört bränsle i biobränsleanläggningar samt förnybar elproduktion under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004.....	220
Figur 47 Total elförbrukning i elintensiv tillverkningsprocess år 2003 för olika industribranscher.....	222
Figur 48 Utfärdade elcertifikat för maj 2003-juli 2004	223
Figur 49 Tillrinning i GWh, 2000-2004	224
Figur 50 Relativt graddagstal, 2000-2004, normalår=100.....	225

1 Sammanfattning

Regeringen har givit Energimyndigheten i uppdrag att genomföra en översyn av elcertifikatsystemet (N2003/9037/ESB). Det övergripande syftet med översynen är att utvärdera elcertifikatsystemets funktion och effekter samt överväga möjligheterna till en höjning av ambitionsnivån. Uppdraget redovisas i två etapper. En första delrapport har redovisats den 1 maj 2004 inkluderande deluppgifterna att analysera torvens roll inom elcertifikatsystemet, kvotpliktsavgiftens utformning samt den elintensiva industrins undantag från kvotplikt. Föreliggande rapport innefattar etapp 2 av översynen vilket inkluderar en allmän översyn av elcertifikatsystemet, de framtida kvotnivåerna, effekter för vindkraften, villkor för konsumenten samt statistik.

Energimyndighetens rekommendationer till förändringar i elcertifikatsystemet

Energimyndigheten har i arbetet med översynens etapp 2 analyserat många olika komponenter av elcertifikatsystemet. Utifrån de slutsatser och rekommendationer som Energimyndigheten kommit fram till kommer det krävas vissa förändringar i elcertifikatsystemet. De förändringar i systemet som Energimyndigheten rekommenderar framgår nedan.

Energimyndighetens rekommendationer till förändringar i elcertifikatsystemet

- Energimyndigheten rekommenderar att elcertifikatsystemet permanentas som en bestående del i den svenska politiken för ett uthålligt samhälle.
- Energimyndigheten rekommenderar att ambitionsnivå och kvoter sätts så långt fram i tiden att det skapar rimliga investeringsvillkor för aktörerna i systemet.
- Energimyndigheten rekommenderar att kvotplikten för fysiska personer läggs på elleverantörerna. Utformningen av kvotplikten för juridiska personer bör inte förändras.
- För att ytterligare stärka konsumenternas villkor på elcertifikatmarknaden rekommenderar Energimyndigheten att elcertifikatpriset bakas in i elpriset.

Permanent elcertifikatsystemet som en bestående del av omställningen till uthålligt samhälle...

Energimyndigheten anser att elcertifikatsystemet bör permanentas som en bestående del av den svenska politiken för att få ett uthålligt samhälle. Något slutdatum för elcertifikatsystemets livslängd bör således inte sättas.

... samt fastställ långsiktig ambitionsnivå och kvoter

Den största bristen i elcertifikatsystemet är avsaknaden av långsiktighet. Med dagens utformning av systemet skapas inte rimliga villkor för investeringar och förtroendet för systemet undergrävs. Energimyndigheten rekommenderar därför att ambitionsnivån och kvoter sätts så att förutsättningar skapas för rimlig utbyggnadstakt samt så att intäkterna från elcertifikatsystemet skapar möjlighet för aktörerna att få en tillräcklig avkastning på sina investeringar. Ambitionsnivån bör utgå från de potentialer som finns för utbyggnad av ny förnybar el med beaktande av framförallt samhällets och de enskilda konsumenternas kostnader. I de scenarier som redovisas i rapporten har Energimyndigheten antagit att kvoter fastställs till 2025, med stigande kvoter till 2015 och därefter konstanta kvoter. Tre scenarier för utbyggnad redovisas.

För att permanenta elcertifikatsystemet krävs en förändring av lagen. Den långsiktiga ambitionsnivån och kvoter för varje år måste fastställas.

Lägg kvotplikten på elleverantörerna för alla fysiska personer

Energimyndigheten rekommenderar att kvotplikten läggs på elleverantörerna för alla fysiska personer till vilka el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet. För näringsidkare ligger kvotplikten kvar och de kan välja om de vill hantera den själva eller låta elleverantören ta hand om den. I praktiken innebär detta inte någon större skillnad eftersom det ändå är elleverantörerna som administrerar kvotplikten idag.

Lagen om elcertifikat (SFS 2003:113) måste förändras. Lagen behöver ändras så att hushållskunder inte längre har möjlighet att hantera sin egen kvotplikt.

Priset för elcertifikat bör ingå i elpriset

Energimyndigheten rekommenderar att priset för elcertifikat ska ingå som en enhet i elpriset. På det sättet ökar kostnadseffektiviteten samt enkelheten för konsumenterna i elcertifikatsystemet och på elmarknaden i stort. En av fördelarna med detta alternativ är att kostnaden för elcertifikat ingår i elpriset, som redan är konkurrensutsatt. Vidare kan en konsument lättare jämföra de olika priserna hos elleverantörerna samt i avtal binda upp både elpris och kostnaden för elcertifikat. Fakturan får en post mindre vilket underlättar konsumentens möjligheter att läsa och förstå fakturan. Det kan dock finnas skäl att föreskriva att elleverantören på lämpligt sätt informerar kunden om den ersättning som elleverantören tar ut för sin hantering av elcertifikat. Elleverantörerna har en skyldighet enligt 6 kap 10 a § lag (2003:113) om elcertifikat att till Energimyndigheten fortlöpande rapportera den ersättning de tar ut för att hantera kvotplikten åt elanvändare som förbrukar mindre än 50 000 kWh el per år. Energimyndigheten anser att denna rapporteringsskyldighet bör kvarstå för att skapa transparens och möjlighet att jämföra elcertifikatpriser.

Lagen om elcertifikat (SFS 2003:113) måste förändras. Lagen behöver tydliggöra att elcertifikatpriset ska ingå i elpriset för konsumenter.

Slutsatser och rekommendationer i de enskilda delarna av översynen

Allmän översikt av elcertifikatsystemet

Syftet med deluppgiften ”Allmän översikt av elcertifikatsystemet” är att redovisa hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastlagda målen för systemet, vad som praktiskt fungerat väl och mindre väl i systemet samt redovisa hur systemet inverkat på berörda aktörers agerande vad avser nyinvesteringar och kapacitetsökningar m.m.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer

- Energimyndigheten bedömer att det finns en risk att målet om 10 TWh ny förnybar elproduktion till 2010 inte kommer nås om systemet inte permanentas och långsiktiga kvoter fastställs.
- De övriga underliggande målen med certifikatsystemet har goda förutsättningar att uppnås.
- Energimyndigheten bedömer dock att elcertifikatsystemet inte utgör ett tillräckligt stöd för teknisk utveckling och i förlängningen marknadsintroduktion av ännu ej etablerade och spridda tekniker. Energimyndigheten vill understryka vikten av att parallella satsningar på forskning och teknikutveckling för förnybara elproduktionstekniker fortsätter.
- Inga större nyinvesteringar har skett som ett resultat av elcertifikatsystemet det första kvotåret. Då systemet bara funnits i ett år behöver det inte ses som ett problem men aktörernas agerande vid investeringar har präglats av osäkerhet om systemet fortlevnad efter 2010.
- Praktiskt har systemet i stort fungerat väl. Det som fungerat mindre väl har varit av karaktären barnsjukdomar som har åtgärdats.

Risk att målet om 10 TWh till 2010 inte kommer uppnås

Energimyndigheten konstaterar att elcertifikatsystemet ännu inte har lett till några större nyinvesteringar av förnybar el. Eftersom investeringar tar tid är detta inte något anmärkningsvärt utan helt i linje med det förväntade utfallet.

Energimyndigheten anser inte att det finns skäl att betvivla att elcertifikat utgör ett tillräckligt stöd även för nyinvesteringar och att dessa kommer till stånd när möjligheterna till produktionsökningar till låg kostnad är uttömda. Dock är en förutsättning för att nyproduktion kommer tillstånd att aktörerna i systemet kan få en rimlig avkastning från stödsystemet under investeringens livslängd. De fem år som återstår av systemets livslängd är inte tillräckligt för att skapa den långsiktighet och trovärdighet som krävs. Om målet om 10 TWh ny förnybar el till 2010 ska

nås krävs således med största sannolikhet att systemets permanentas samt att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt.

De övriga målen med elcertifikatsystemet har goda förutsättningar att uppnås...

Energimyndigheten kan konstatera att elcertifikatsystemet överlag uppfyller de fastlagda målen för systemet, d.v.s. att skapa stabila spelregler, att det ska vara möjligt att internationalisera, att störningar i elmarknadens funktion ska undvikas, att skapa rimliga villkor för befintliga anläggningar, att stimulera teknikutveckling, att stimulera kostnadseffektivitet, att främja nyetablering. I de fall där elcertifikatsystemet inte fungerat tillfredställande kan detta förklaras med att systemet ännu verkat under en för kort tid, alternativt hänföras till övergångslösningar som på förhand satts att bara gälla under en begränsad tid.

...men elcertifikatsystemet utgör inte ett tillräckligt stöd för teknisk utveckling

I likhet med vad som sagts i elcertifikatutredningen befarar Energimyndigheten att elcertifikat inte utgör ett tillräckligt stöd för teknisk utveckling och marknadsintroduktion av de mer omogna teknikslagen. Det krävs istället en kombination av generella och riktade åtgärder som skapar förutsättningar för teknik- och marknadsutveckling för ännu ej etablerade och spridda tekniker. Även om teknisk utveckling inte är det primära syftet med elcertifikatsystemet går det inte att bortse från att teknisk utveckling är kopplat till långsiktig kostnadseffektivitet och därmed förmågan att uppnå det kvantitativa målet på sikt. För att möjliggöra utveckling av de teknikslag som har kommersiell potential på lång sikt, vill Energimyndigheten betona vikten av att parallella satsningar på forskning och teknikutveckling för förnybara elproduktionstekniker fortsätter (exempelvis nya effektivare krafverksprocesser som svartlutsförgasning, förgasning av biobränslen och ångturbinscykler, havsbaserad vindkraft, vågkraft, avancerade solceller etc.). Hur dessa satsningar på teknikutveckling effektivast ska bedrivas ligger inte inom ramen för detta uppdrag att utreda. Det är dock en viktig fråga som Energi-myndigheten anser bör utredas ytterligare.

Aktörernas agerande vid investeringar – inga större investeringar i ny förnybar produktion

Elcertifikatsystemet ger tillräckligt stöd för mindre investeringar. Åtgärder som inte kräver några nyinvesteringar genomförs relativt omgående. Flertalet aktörer avvaktar med större investeringar eftersom de uppfattar osäkerheten om certifikatsystemets långsiktighet som så allvarlig. Olika kraftslag påverkas i olika stor utsträckning av de osäkerheter som är förknippade med elcertifikatsystemet. Osäkerheten hanteras olika av olika aktörer. Är elproduktionen en del av kärnverksamheten är företagen generellt mer riskbenägna. Vissa aktörer har ingen önskan att utvidga sin produktion utan nöjer sig med existerande produktion. I sådana fall spelar det ingen roll att elcertifikaten gör möjliga investeringar uppenbart lönsamma. Att elcertifikatsystemet inte resulterat i några omfattande nyinvesteringar så här långt är inte alarmerande. För att omfattande investeringar ska komma tillstånd räcker det inte med ett generöst produktionsbidrag i form av elcertifikat verkat under en kortare tid. Några förändringar i elcertifikatsystemets

funktionssätt är därför inte nödvändigt. Det väsentliga är att systemet permanentas samt att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt efter 2010.

Praktiskt har elcertifikatsystemet fungerat tillfredställande

Erfarenheterna från det första året som elcertifikatsystemet varit i drift är överlag goda. Merparten av de mindre problem som ändå uppstått kan alla hänföras till kategorin barnsjukdomar. De synpunkter som inkommit från aktörer stämmer väl överens med de brister i elcertifikatsystemets funktion som har lyfts fram i andra delar av denna översyn. Ett flertal har påpekat att kvotpliktsavgiften har fungerat prisstyrande, att den obegränsade livslängden på certifikaten har inneburit att producenterna fått stor marknadsmakt samt att pengarna i alltför stor utsträckning går till staten istället för till förnybar elproduktion.

De framtida kvotnivåerna

Syftet med deluppgiften ”De framtida kvotnivåerna” är att bedöma det framtida stödbehovet för de förnybara energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet, göra en prognos för den förnybara elproduktionen fram till 2012 och göra en bedömning om det finns förutsättningar att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet till 15 TWh ny förnybar elproduktion till 2012 jämfört med nivån 2002. Vidare ska olika scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden redovisas.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer

- Det framtida stödbehovet för de energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet kvarstår.
- De ekonomiska villkoren för befintliga anläggningar är generellt goda.
- Energimyndigheten anser att det finns anledning att vidare analysera en begränsning av tiden en anläggning kan erhålla elcertifikat och därmed även fasa ut befintliga anläggningar ur systemet. Frågan kräver ytterligare utredning och kommer tas upp i Energimyndighetens uppdrag att utvärdera en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad.
- Energimyndigheten bedömer att den högsta rimliga potentialen för ny förnybar elproduktion är en ökning med ca 16 TWh till 2012 respektive ca 19 TWh till 2015 jämfört med 2002 års nivå.
- En förutsättning för att uppnå potentialerna är dock att ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt även efter 2010.
- Energimyndigheten bedömer att förutsättningarna finns för att öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet till 15 TWh till 2012, givet att systemet permanentas och kvoter sätts långsiktigt även efter 2012 så att rimliga investeringsvillkor och förtroende för systemet skapas.

- Energimyndigheten redovisar tre scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden med olika antaganden om mängd ny förnybar elproduktion till 2025 jämfört med 2002 års nivå. Scenarierna antar en utbyggnadsfas till 2015 och därefter fasta kvoter till 2025.
- Scenario 1 (10 TWh): innebär att ingen ytterligare förnybar elproduktion byggs ut efter 2010.
- Scenario 2 (19TWh): innebär att hela den potential som Energimyndigheten anser vara högsta rimliga tas i anspråk.
- Scenario 3 (25TWh): innebär att kvoterna sätts betydligt högre än den potential Energimyndigheten anser vara den högsta rimliga.

Stödbehovet för investeringar i dagens energikällor kvarstår i framtiden

Det är många osäkra faktorer så som elpris, teknikutveckling, lånevillkor mm som påverkar en anläggnings ekonomiska villkor och således behov av stöd. Energimyndigheten har analyserat dagens och framtida produktionskostnader och kan konstatera att stödbehovet kvarstår även i framtiden för nyinvesteringar i energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet.

Befintliga anläggningar har generellt goda ekonomiska villkor

Med utgångspunkt från de rörliga produktionskostnaderna har befintliga anläggningar som idag ingår i elcertifikatsystemet goda ekonomiska förutsättningar. Det ger dock inte hela bilden av deras ekonomiska situation och eventuella behov av stöd. Energimyndigheten bedömer dock att merparten av de befintliga anläggningarna som idag ingår i systemet är kommersiellt självbärande (främst industriellt mottryck men även en del kraftvärmeverk och vattenkraftverk) eller har baserat sina investeringsbeslut endast på investeringsstöd men inget driftstöd (främst kraftvärmeverk och vattenkraftverk). Endast ca 10% av elproduktionen i elcertifikatsystemet innefattar anläggningar (framförallt vindkraft) som har baserat sina investeringar på investeringsstöd och driftstöd ur det tidigare kortsiktiga programmet vilka således ett fortsatt behov av stöd från elcertifikatsystemet.

En begränsning i tilldelningsperioden för anläggningar bör analyseras utförligare

Det finns anledning att överväga en begränsning av tiden en anläggning kan erhålla elcertifikat och därmed även fasa ut befintliga anläggningar ur systemet. Det främsta skälet till detta är att låta konsumenterna via sin kvotplikt finansiera nyinvesteringar och inte kommersiellt självbärande anläggningar. Det är således en fråga om att upprätthålla konsumentens förtroende för systemet. Frågan kräver ytterligare utredning och kommer tas upp i Energimyndighetens uppdrag att utvärdera en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad.

Potentialen för förnybar elproduktion är god

Under elcertifikatsystemets första 12 månader ökade produktionen i befintliga anläggningar till sammanlagt knappt 10 TWh. Den högsta möjliga förnybara elproduktionen år 2012 är enligt Energimyndighetens prognos totalt ca 23 TWh,

vilket innebär en ökning med ca 16 TWh från 2002 års nivå. Till 2015 bedömer Energimyndigheten att den högsta möjliga rimliga potentialen för förnybar elproduktion uppgår till ca 26 TWh, vilket innebär en ökning från 2002 års nivå med ca 19 TWh.

Förutsättningar finns för att öka ambitionsnivån med 15 TWh till 2012...

Det finns förutsättningar att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet så att tillförseln av förnybar el ökar med 15 TWh till år 2012 relaterat till de 6,5 TWh som beräknades finnas år 2002. Den totala förnybara produktionen uppgår då till totalt 21,5 TWh.

...men en det kräver att systemet permanentas och att kvoter sätts långsiktigt även efter 2012

Att öka ambitionsnivån till 15 TWh ny förnybar elproduktion till 2012 är möjligt utifrån Energimyndighetens potentialbedömningar. Förutsättningen för att nå en sådan potential är att det finns en tilltro till systemet så att investeringar kommer till stånd, vilket kräver en längre tidshorisont än till 2012.

Den framtida utvecklingen av elcertifikatsystemet – tre scenarier

Energimyndigheten redovisar tre scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden med olika antaganden om mängd ny förnybar elproduktion till 2025 jämfört med 2002 års nivå – 10 TWh, 19 TWh samt 25 TWh. Samtliga scenarier har en utbyggnadsfas till 2015 med därefter fasta kvoter.

Scenario 1 – 10 TWh innebär att ingen ytterligare förnybar elproduktion byggs ut efter 2010, d.v.s. att kvoterna ligger fast därefter. Storskalig vindkraft kommer krävas, troligen även till havs. Tillståndshanteringen måste effektiviseras.

Scenario 2 – 19 TWh innebär att hela den potential som Energimyndigheten anser vara högsta rimliga tas i anspråk. Det kommer kräva storskalig utbyggnad av vindkraft. Planeringsmålet för vindkraft måste uppfyllas och efterföljas. Höga krav på effektiv tillståndshantering kommer att ställas. Kostnaden för konsumenten blir hög.

Scenario 3 – 25 TWh innebär att kvoterna sätts högre än den potential Energimyndigheten anser vara rimlig. Detta scenario med en mycket kraftfull utbyggnad av förnybar elproduktion kommer kräva att nya tekniker som exempelvis förgasning tas i anspråk. Mycket storskalig utbyggnad av vindkraft både till land och havs krävs. Parallellt stöd för pilotprojekt med ny teknik kommer troligen krävas. Mycket höga krav kommer att ställas på tillståndsmyndigheter och extra resurser behövs troligen. En uppenbar risk i ett sådant scenario är att det inte kommer att byggas förnybar el i den takt som kvoterna kräver, med skenande konsumentpriser på elcertifikat som följd.

Utestående frågor att ta ställning till för att fastställa de framtida kvoterna

Energimyndigheten har gjort flera antaganden om osäkra variabler i analysen av kvoterna i det framtida elcertifikatsystemet. När elcertifikatsystemets fortlevnad

efter 2010 ska fastställas finns några nyckelfrågor som beslutsfattarna måste klargöra och ta ställning till.

- Elcertifikatsystemets livslängd
- Utvecklingsprofil för systemet
- Undantagsreglerna för den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin.
- Eventuell begränsning för hur länge anläggningar ska kunna få elcertifikat.
- En eventuell mekanism för att kunna initiera ytterligare en tillväxtperiod i systemet.

Villkor för konsumenten

Syftet med deluppgiften ”*Villkor för konsumenten*” är att bedöma om det behövs kompletterande åtgärder för att förbättra konsumentens villkor och information vad avser elcertifikatsystemet. Fakturans roll som informationsbärare ska särskilt belysas. Utvecklingen av konsumentpriserna på elcertifikat ska också kartläggas och analyseras.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer

- Priset på elcertifikat har i genomsnitt legat på ca 3 öre/kWh under 2003/2004.
- Kostnaden för elcertifikat utgör en liten del av kundens totala elkostnad.
- Konsumenten har fått betala mycket för stödet till förnybar el vilket urholkar förtroendet för systemet. Endast 49% av det konsumenterna betalat går till förnybar elproduktion. Resten går till moms, transaktionsavgifter samt kvotpliktsavgift.
- Villkoren för konsumenten sätts av elleverantörerna och konsumenten har begränsade möjligheter att påverka sin elcertifikatkostnad.
- Det är krångligt och dyrt för konsumenten att hantera sin kvotplikt. (brytpunkt vid årsförbrukning på drygt 25 000 kWh).
- Incitamenten för elleverantören att pressa kostnader är dåliga.
- Energimyndigheten rekommenderar att kvotplikten läggs på elleverantören för alla fysiska personer. Ingen förändring för juridiska personer.
- Energimyndigheten rekommenderar att priset på elcertifikat ingår i elpriset

Priset på elcertifikat har i genomsnitt legat på cirka 3 öre/kWh

Det genomsnittliga priset på elcertifikat har legat på ca 3 öre/kWh under 2004. Medelpriset för 2003 var något lägre. Skillnaderna mellan högsta och lägsta pris har under 2004 legat på ca 1,25 öre vilket är en mindre spridning jämfört med föregående år. Den 1 juli 2004 började elleverantörerna rapportera in till Energi-myndigheten priser för elcertifikat till konsument. Dessa priser presenteras på myndighetens hemsida och gör att alla konsumenter kan se hur mycket de betalar och vad andra leverantörer tar betalt.

Kostnaden för elcertifikat utgör en liten del av den totala elkostnaden...

Den kostnad som elcertifikaten utgör är en liten del av konsumenternas totala elkostnad. För en villa med elvärme, 20 000 kWh/år, utgör elcertifikatkostnaden cirka 2,4 % av total elkostnad, och är cirka 572 kronor per år.

...men endast hälften av pengarna har gått till elproducenter vilket kan urholka trovärdigheten för systemet

Endast 49 % av de totala intäkterna från elcertifikatsystemet gick till producenter av förnyelsebar el. 34 % gick till statskassan i form av moms samt kvotplikts-avgifter och övriga 17 % stannade hos elleverantörerna i form av administrativa avgifter samt eventuell vinst. Det finns en betydande risk att elcertifikatsystemet tappar trovärdighet om endast en mindre del av det konsumenterna betalar går till förnyelsebara energikällor. Förmodligen kommer dock intäkterna från kvotplikts-avgifter att minska under 2005 eftersom taket för kvotpliktsavgiften försvinner.

Villkoren för konsumenten sätts av elleverantörerna och konsumenten har begränsade möjligheter att påverka sin elcertifikatkostnad

För konsumenter är det både krångligt och dyrt att hantera sin egen kvotplikt. De ekonomiska incitamenten börjar bli intressanta först vid en hög elförbrukning. För närvarande ligger denna förbrukning så högt att det inte längre handlar om konsumenter utan näringsidkare. Villkoren för konsumenten i elcertifikatsystemet sätts av elleverantörerna, och de kan ta ut vilken ersättning de vill för att hantera konsumenternas kvotplikt. Det medför att konsumentens situation kan beskrivas som instabil.

Lägg kvotplikten på elleverantörerna för alla fysiska personer

Energimyndigheten rekommenderar att kvotplikten läggs på elleverantörerna för alla fysiska personer till vilka el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet. För näringsidkare ligger kvotplikten kvar och de kan välja om de vill hantera den själva eller låta elleverantören ta hand om den. I praktiken innebär detta inte någon större skillnad eftersom det ändå är elleverantörerna som administrerar kvotplikten idag.

Lagen om elcertifikat (SFS 2003:113) måste förändras. Lagen behöver ändras så att hushållskunder inte längre har möjlighet att hantera sin egen kvotplikt.

Priset för elcertifikat bör ingå i elpriset

Energimyndigheten rekommenderar att priset för elcertifikat ska ingå som en enhet i elpriset och inte särredovisas för konsumenter. På det sättet ökar kostnadseffektiviteten samt enkelheten för konsumenterna i elcertifikatsystemet och på elmarknaden i stort. En av fördelarna med detta alternativ är att kostnaden för elcertifikat ingår i elpriset, som redan är konkurrensutsatt. Vidare kan en konsument lättare jämföra de olika priserna hos elleverantörerna samt i avtal binda upp både elpris och kostnaden för elcertifikat. Fakturan får en post mindre vilket underlättar konsumentens möjligheter att läsa och förstå fakturan. Det kan dock finnas skäl att föreskriva att elleverantören på lämpligt sätt informerar kunden om den ersättning som elleverantören tar ut för sin hantering av elcertifikat. Elleverantörerna har en skyldighet enligt 6 kap 10 a § lag (2003:113) om elcertifikat att till Energimyndigheten fortlöpande rapportera den ersättning de tar ut för att hantera kvotplikten åt elanvändare som förbrukar mindre än 50 000 kWh el per år. Energimyndigheten anser att denna rapporteringsskyldighet bör kvarstå för att skapa transparens och möjlighet att jämföra elcertifikatpriser.

Lagen om elcertifikat (SFS 2003:113) måste förändras. Lagen behöver tydliggöra att elcertifikatpriset ska ingå i elpriset för konsumenter.

Effekter för vindkraften

Syftet med deluppgiften ”*Effekter för vindkraften*” är att analysera effekterna på vindkraftens utveckling i Sverige av elcertifikatsystemet, att kartlägga de ekonomiska villkoren för befintliga anläggningar och förutsättningarna för framtida utbyggnad, att analysera vindkraftens specifika förutsättningar i jämförelse med andra förnybara energikällor samt att lämna förslag på eventuella ytterligare kompletterande insatser för vindkraften som bedöms relevanta.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer:

- Elcertifikatsystemet har inte genererat några större nyinvesteringar i vindkraft.
- Kraftbolag och projektörer har långtgående planer på storskalig utbyggnad men med nuvarande stödsystem anses de inte vara genomförbara.
- Befintliga vindkraftsanläggningar har goda ekonomiska förhållanden (hög elpris, höga elcertifikatpriser, miljöbonus, investeringsstöd från staten, hade goda förutsättningar för lån, bra vindlägen)
- Förutsättningarna för framtida utbyggnad osäker, då aktörerna inte anser systemet tillräckligt långsiktigt och tillförlitligt samt att ett marknadsbaserat stöd upplevs riskfyllt.
- Vindkraftsbolagen får sämre lånevillkor än statliga och kommunala kraftbolag samt andra större företag som dominerar biobränsle- och vattenkraftsektorn.

- Havsbaserad vindkraft är en omogen teknik vilket innebär högre teknisk risk och kan betyda sämre finansieringsmöjligheter än andra förnybara produktionsslag.
- Permanentas elcertifikatsystemet samt långsiktig ambitionsnivå och kvoter fastställs bedömer Energimyndigheten att något ytterligare kompletterande stöd till vindkraft inte är motiverat.

Elcertifikatsystemet har inte genererat nyinvesteringar i vindkraft

Effekterna av införandet av elcertifikat har inte resulterat i någon större utbyggnad av vindkraft. Kraftbolag och projekteringsbolag har långtgående planer på att bygga storskaligt men med nuvarande system anser de att planerna inte är genomförbara. En viss utbyggnad finns och förväntas fortsätta, drivet av intresse för vindkraft och möjligheten till lägre elpris genom kooperativt ägda vindkraftverk.

De ekonomiska villkoren för befintliga anläggningar är gynnsamma

En vindkraftsinvestering har de senaste åren haft god vinstmarginal, oaktat vindens energiinnehåll. De verk som byggdes tidigt fick också mycket goda vindlägen vilket är en avgörande faktor för att investeringen ska bli lönsam. Dessutom reducerades risken vid investeringen tack vare investeringsstödet. Investeringsstödet minskning från 15% till 10% av investeringskostnaden år 2002 vägdes upp av betydligt högre elpriser på marknaden. År 2003 var elpriset högt och dessutom infördes elcertifikat vilket gjorde investeringarna särskilt lönsamma. Miljöbonus hade inte heller påbörjat sin avtrappning det året utan låg på den högsta nivån sedan införandet 1994. År 2003 bröts den dittills stigande kurvan för kostnaden per installerad kilowatt.

Framtida utbyggnad är avhängigt ett långsiktigt certifikatsystem med stabila villkor...

En förutsättning för en framtida storskalig utbyggnad är att den politiska risken minimeras genom ett långsiktigt certifikatsystem med stabila villkor. Det skulle minimera riskpremien för investerare. Den ekonomiska risken är större idag när endast en liten del av ersättningen är statligt finansiellt stöd; den avtrappande miljöbonusen. I framtiden förväntas vindkraften kunna klara sig även utan miljöbonusen och den ekonomiska risken kommer vara en naturlig del av investeringen.

...samt att den tekniska utvecklingen fortsätter

En förutsättning för att vindkraftsutbyggnaden ska äga rum i stor skala är också att den tekniska utvecklingen kring de storskalig vindkraft fortsätter. De tekniska riskerna ger ett extra påslag på kostnaden för vindkraft och det drabbar till sist konsumenten som får betala höga elcertifikatpriser (alternativt höga straffavgifter om elhandelsbolaget väljer det alternativet). I en marknad med enbart tre, fyra

stora tillverkare krävs en stark köpgrupp för att kunna påverka tillverkarna. Ju större investeringarna blir, desto större kommer köparnas finansiella styrka att vara och därmed ökar möjligheten att påverka utvecklingen av verken.

Vindkraft har annan ägarstruktur och är mer tekniskt omogen än andra förnybara energislag...

Anläggningarnas storlek och utnyttjande skiljer sig åt mellan produktionsslagen. Till skillnad från biobränsle och vattenkraft sker uteslutande vindkraftsinvesteringar i nya anläggningar. Biobränsle- och vattenkraftsbranschens ägarstruktur domineras av stora bolag medan vindkraftens ägarstruktur idag har en större spridning från stora kraftkoncerner till mindre bolag. Den havsetablerade vindkraften är i större utsträckning obeprövad vilket är en principiell skillnad mellan de certifikatberättigade anläggningarna.

...vilket kan ge vindkraft sämre finansieringsmöjligheter

Oprövad teknik (storskalig vindkraft till havs) i kombination med låntagare med hög riskprofil (småbolag och projektbolag) ger sämre lånevillkor än beprövad teknik (vattenkraft, befintlig teknik inom biobränsle) där låntagaren har låg riskprofil (statligt eller kommunalt kraftbolag). De två större kraftbolagen, Vattenfall och Sydkraft, som idag producerar vindkraft besitter en betydligt större finansiell styrka jämfört med övriga vindkraftsproducenter. Detta förhållande återspeglas dock inte i andelen producerad vindkraft.

Vindkraft behöver inget kompletterande stöd

Storskalig utbyggnad av vindkraft krävs för att produktionsmålet i elcertifikatsystemet till 2010 ska kunna nås samt för att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet efter 2010. Under förutsättning att elcertifikatsystemet permanentas samt ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt bedömer Energimyndigheten att en stor utbyggnad av vindkraft kommer att kunna ske utan ett kompletterande stöd. Bristen på annan produktion bör generera högre elcertifikatpriser än idag och således tillräckliga stödnivåer för investeringar i vindkraft.

Statistik

Syftet med deluppgiften ”Statistik” är att sammanställa och presentera statistik för den förnybara elproduktionen under kvotåret 2003.

Energimyndighetens slutsatser och rekommendationer

- Den förnybara elproduktionen uppgår till ca 10 TWh under elcertifikatsystemets första år.
- Per den 1 maj 2004 fanns 1028 vattenkraftanläggningar, 562 vindkraftsanläggningar, 100 biokraftsanläggningar och 1 solenergianläggning godkända i elcertifikatsystemet.

- Av den förnybara elproduktionen svarade per den 1/5 2004 biobränslen för 74%, vattenkraft för 18% och vindkraft för 7%.
- I april var biobränslenas del av det totalt tillförda bränslet i godkända kraftvärmeverk i elcertifikatsystemet ca 67,5%.
- De 67,5% utgjordes av restprodukter från skogsindustrin (ca 42%), torv (19%), källsorterat träavfall och träavfall (ca 5%), energigrödor/spannmål mm (ca 1%), biogas (ca 0,2%).
- Elförbrukningen i elintensiv tillverkningsprocess var för år 2003 37,8 TWh och 58 procent av förbrukningen inom elintensiv industri sker i 54 företag inom massa- och pappersindustri.
- Den månadsvisa inlämningen av biobränsledeklaration fungerar bristfälligt.
- Energimyndigheten anser att Svenska Kraftnät bör överväga att skärpa sin tolkning av gällande regler vilket skulle innebära att de som lämnar sina bränsledeklarationer för sent går miste om elcertifikat.
- Energimyndigheten anser att statistiken bör specificeras så att det framkommer hur mycket biobränsle som utgörs av skogsbruk respektive skogsindustri.
- Energimyndigheten anser att Svenska Kraftnät bör överväga att ändra bränsledeklarationerna för att erhålla bättre statistik.

Månadsvis inlämning av biobränsledeklaration.

Vid sammanställning av statistiskt material från biobränsleanläggningar har det visat sig att det finns en eftersläpning i inlämnandet av biobränsledeklarationer. Utfärdandet av en betydlig mängd elcertifikat fördröjs och påverkar marknaden på ett ofördelaktigt sätt. Det saknades biobränsledeklarationer motsvarande 0,6 TWh elproduktion vilket motsvarar minst 3 procent av de elcertifikat som utfärdas under ett år. Detta givet ett antagande att cirka 50 procent av dessa 0,6 TWh utgörs av biobränslebaserade elcertifikat. Enligt Energimyndighetens föreskrifter och allmänna råd om elcertifikat är anläggningsinnehavaren skyldig att månadsvis i efterskott rapportera andelen producerad el som berättigar till elcertifikat. För marknadens bästa krävs att alla aktörer lämnar sin biobränsledeklaration enligt gällande bestämmelser. Detta medför att aktörerna har korrekt information inför handel på marknaden och medverkar till att stabilisera elcertifikatsystemet.

För närvarande utfärdar Svenska Kraftnät elcertifikat med 12 månaders retroaktivitet men övergår från årsskiftet till 6 månaders retroaktivitet (datatekniska skäl). På detta sätt minskas möjligheten till eftersläpning en aning. Energimyndigheten planerar även en informationsinsats där myndigheten redogör för sin tillsyn och problemet med sent inkomna bränsledeklarationer. En lösning på problemet

är att Svenska Kraftnät skärper tolkning av gällande regler vilket medför att de som lämnar sina bränsledeklarationer för sent går miste om elcertifikat.

Specificera statistiken så det framkommer hur mycket biobränsle som utgörs av skogsbruk respektive skogsindustri

Utformningen av bränsledeklarationen idag medför att det vid sammanställning av statistik inte går att särskilja rest- och biprodukter från skogsbruk och rest- och biprodukter från skogsindustri. Bränslena utgör en mycket stor andel av de biobränslen som nyttjas och därför skulle en ändrad utformning av bränsledeklarationen ge en bättre möjlighet att följa upp de biobränslen som används. Anledningen till att detta vore önskvärt är kvaliteten på biobränslestatistiken är bristfällig och att en mer specificerad rapportering av biobränslen skulle öka förståelsen vid analyser av biobränslemarknaden. Vidare skulle kvaliteten vid fortsatta uppdrag kring biobränsle och löpande rapporteringar (exempelvis prisblad för biobränsle) förbättras. För att erhålla bättre statistik bör Svenska Kraftnät överväga att ändra bränsledeklarationerna.

2 Inledning

2.1 Bakgrund

Elcertifikatutredningen tillkallades i augusti 2000 för att ta fram ett förslag till ett elcertifikatsystem baserat på kvoter. Under hösten 2001 presenterade utredningen sitt betänkande *Handel med elcertifikat* (SOU 2001:77).

I juni 2002 beslutade riksdagen om energipolitikens inriktning under de närmaste åren. I detta beslut ingick ett mål, för att öka den årliga användningen av el som produceras med användning av förnybara energikällor. Målet var en ökning med 10 TWh från 2002 års nivå till år 2010 (prop. 2001/02:143, bet. 2001/02:NU17, rskr. 2001/02:317). I propositionen presenterade regeringen en bedömning av principerna för ett certifikatsystem.

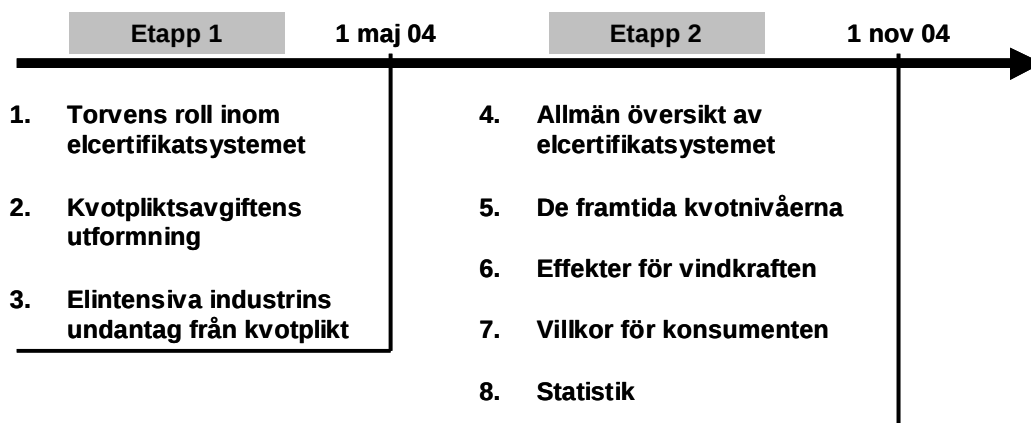
I januari 2003 lades ett förslag till elcertifikatsystem fram i propositionen *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor* (prop. 2003/03:40).

I propositionen redovisade regeringen bl.a. sin bedömning att en översyn av de framtida kvotnivåerna bör göras varannat år med start 2004. Den första översynen skall göras i samband med kontrollstationen för klimatpolitiken år 2004. I översynen skall en utvärdering av systemets funktion och effekter göras samt möjligheten övervägas till en höjning av ambitionsnivån.

Energimyndigheten har redovisat en första etapp av elcertifikatöversynen den 1 maj 2004. I den rapporten analyserades torvens roll inom elcertifikatsystemet, kvotpliktsavgiftens utformning samt den elintensiva industrins undantag från kvotplikt. Föreliggande rapport, etapp 2, innehåller en allmän översikt av elcertifikatsystemet, de framtida kvotnivåerna, villkor för konsumenten, effekter för vindkraften samt statistik om elcertifikatsystemet.

2.2 Uppdraget

Uppdraget är uppdelat i åtta delar av vilka tre redovisades i etapp 1 den 1 maj 2004 och de resterande fem delarna vid slutredovisningen den 1 november 2004. De ingående delarna i översynen framgår av Figur 1 nedan.



Figur 1 Ingående delar i översynens ettapp 1 respektive ettapp 2

I regeringsuppdraget (N2003/9037/ESB) framgår syftet med uppdraget som helhet och de ingående deluppgifterna.¹ Nedan återges uppdraget för de uppgifter som ingår i ettapp 2.

Allmän översikt av elcertifikatsystemet

Energimyndigheten bör redovisa en första översikt av hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastlagda målen för systemet. I det fall brister identifieras bör förslag lämnas på förändringar som gör systemet mer ändamålsenligt. Redovisningen bör ge en beskrivning av utvecklingen under det första året systemet varit i drift, vad som har fungerat väl och vad som fungerat mindre väl i systemet. Redovisningen bör vidare innehålla bedömning av hur systemet inverkat på berörda aktörers agerande vad avser nyinvesteringar och kapacitetsökningar m.m.

De framtida kvotnivåerna

Regeringens bedömning i proposition *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor* (prop. 2003/03:40) var att möjligheten till en höjning av ambitionsnivån i elcertifikatsystemet skall övervägas. Vid en positiv utveckling av systemet skulle en lämplig justering av målet kunna vara att öka den förnybara elproduktionen från 10 TWh till år 2010 och till 15 TWh till år 2012.

Energimyndigheten bör bedöma om det finns förutsättningar att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet. En analys bör ske av hur systemet bör utvecklas över tiden om ambitionsnivån förändras, bl.a. vad avser kvotnivåer och certifikatberättigade energikällor. Energimyndigheten bör vidare bedöma det framtida stödbehovet för de förnybara energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet. Energimyndigheten bör också analysera olika scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden.

¹ Uppdraget som helhet återfinns i bilaga 1.

Villkor för konsumenten

Energimyndigheten bör kartlägga och analysera hur konsumentpriserna på elcertifikat utvecklats. Myndigheten bör bedöma om det behövs kompletterande åtgärder för att förbättra konsumentens villkor och information vad avser elcertifikatsystemet. Fakturans roll som informationsbärare för kunden bör särskilt belysas. Resultat från arbetet med kvotpliktens utformning bör vara en viktig utgångspunkt.

Effekter för vindkraften

Energimyndigheten bör göra en första analys av vilka effekter elcertifikatsystemet har fått för vindkraftens utveckling i Sverige, i relation till det fastställda planeringsmålet. Analysen bör omfatta en fördjupad kartläggning av de ekonomiska villkoren för befintliga vindkraftsanläggningar och förutsättningarna för framtida utbyggnad. En analys av vindkraftens specifika förutsättningar i jämförelse med övriga förnybara energikällor inom elcertifikatsystemet bör också ske. Detta kan t.ex. gälla att oprövad teknik ger större risker eller att finansieringen av vissa projekt möter särskilda svårigheter. Baserat på erhållna resultat och utifrån övriga insatser inom vindkraftsområdet, som Energimyndigheten administrerar bör, förslag lämnas på eventuella ytterligare kompletterande insatser som bedöms relevanta.

Statistik

Energimyndighetens översyn bör redovisa statistik för den förnybara elproduktionen under kvotåret 2003. Statistiken bör bl.a. innehålla sammanställningar av den befintliga förnybara elproduktionskapaciteten, uppdelad på kraftslag. För biobränsleeldade kraftvärmeverk bör biobränslen redovisas. Uppgifter från tidigare år bör inkluderas för att möjliggöra jämförelser av variationer mellan år, t.ex. vad avser nederbörd och temperatur.

Energimyndigheten bör vidare redovisa en prognos för den möjliga förnybara elproduktionskapaciteten fram till år 2012. Bedömningar av faktisk och planerad utbyggnad bör redovisas liksom en bedömning av produktionskostnaderna för olika kraftslag som är berättigade till elcertifikat. Vidare bör en bedömning av de framtida produktionskostnaderna i relation till den prognostiserade elprisutvecklingen göras.

Redovisningen bör också omfatta uppgifter om hur stor andel av den totala elförbrukningen som den från kvotplikt undantagna elintensiva industrin står för uppdelat på relevanta industribranscher.

2.3 Avgränsningar

I uppdraget ingår inte att ta fram lagförslag och därför är det inte heller gjort. Det bör dock påpekas att de förslag och rekommendationer som presenteras i rapporten kan behöva justeras något för att en fungerande lagtext ska kunna utformas. Ytterligare analys av förslagets lämplighet kommer därför att behöva göras i samband med att lagförslag formuleras.

2.4 Definitioner

I rapporten likställs begreppet ”förnybar elproduktion” med ”certifikatberättigad elproduktion” om inte annat anges. Begreppet elcertifikatpris för konsumentens kostnad på elräkningen används konsekvent i kapitlet om konsumentens villkor. I övriga kapitel används i vissa fall begreppet elcertifikatavgift med samma innebörd.

2.5 Rapportdisposition

I denna rapport redovisas etapp 2 av översynen av elcertifikatsystemet. Rapporten består av fem huvudkapitel (3-7) vilka motsvaras av de fyra deluppgifterna i uppdraget. I dessa kapitel ges en inledande beskrivning av problemet, en utförlig analys och avslutningsvis slutsatser och rekommendationer.

3 Allmän översikt av elcertifikatsystemet

Detta kapitel innehåller en översikt över elcertifikatsystemets funktionssätt. I kapitlet analyseras hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastställda målen för systemet. I de fall då brister identifieras lämnas förslag på möjliga förändringar. Kapitlet innehåller vidare en redogörelse över hur elcertifikatsystemet fungerat under det första året. Dessutom redovisas i kapitlet en bedömning av elcertifikatsystemets inverkan på aktörers agerande avseende nyinvesteringar och kapacitetsökningar i förnybar elproduktion. Avslutningsvis redovisas slutsatser och Energi-myndighetens rekommendationer.

3.1 Uppdrag

Inom ramen för delprojektet *Allmän översikt av elcertifikatsystemet* ska Energi-myndigheten redovisa:

- En beskrivning av utvecklingen under det första året systemet har varit i drift, vad som fungerat väl och mindre väl.
- En översikt av hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastlagda målen för systemet. Identifieras brister i systemet bör förslag på förändringar göras.
- En bedömning av hur systemet har inverkat på aktörers agerande avseende nyinvesteringar och kapacitetsökningar.

3.2 Inledning

Den svenska energipolitikens mål är att trygga tillgången på el och annan energi på med omvärlden konkurrenskraftiga villkor. Energipolitiken ska skapa villkoren för en effektiv energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg negativ påverkan på hälsa, miljö och klimat samt underlätta omställningen till ett ekologiskt uthålligt samhälle. En konsekvens av denna inriktning är bland annat att energisektorn ska sträva mot ökad andel el från förnybara energikällor.

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

störningar i elmarknadens funktion, att skapa stabila spelregler oberoende av statsfinansiella förhållanden och att möjliggöra internationell harmonisering. Det som kommer att analyseras här är hur väl man har lyckats i denna föresättning.

3.3 Metod

Två personer på Svenska Kraftnät och Energimyndigheten som arbetat med uppbyggnaden av elcertifikatsystemet har ombetts att beskriva utvecklingen under det första året systemet varit i drift. Deras beskrivningar har tillsammans med synpunkter som kommit fram genom tidigare studier förmedlat en bild av vad som har fungerat väl och mindre väl och vad som har gjorts för att komma till rätta med problemen.

I syfte att göra en samlad bedömning över hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastlagda målen för systemet har Energimyndigheten uppdragit åt fyra olika grupper av forskare att studera frågan utifrån olika perspektiv. Forskarna besitter olika kompetenser och behandlar frågan med skilda angreppssätt.

Anna Bergek studerar påverkan på spridning av olika elproduktionstekniker. Bergek är universitetslektor vid Linköpings universitet. Bergeks intresseområde är företagsstrategier vid teknikskiften och framväxt av nya industrier inom förnybar energiteknik.

Tomas Kåberger och Thomas Sterner med kollegor studerar hur elcertifikatsystemet påverkar elmarknadens funktionssätt. Kåberger är universitetslektor inom fysisk resursteori vid Lunds universitet. Sterner är professor i miljöekonomi på Handelshögskolan vid Göteborgs universitet.

Patrik Söderholm studerar elcertifikatsystemets förmåga att främja kostnadseffektivitet och teknisk utveckling. Söderholm är docent i nationalekonomi vid Luleå tekniska universitet med inriktning mot energi- och miljöekonomi. Söderholm har tidigare bland annat studerat bränsleflexibilitet och värderat externa kostnader vid kraftgenerering.

Kerstin Åstrand studerar hur ändamålsenligt elcertifikatsystemet är för att främja förnybar elproduktion på ett kostnadseffektivt sätt på kort och lång sikt. Åstrand är doktorand vid avdelningen för Miljö- och energisystem vid Lunds universitet. Hon har tidigare bland annat studerat styrmedel för vindkraftens utveckling i Sverige.

I syfte att studera hur elcertifikatsystemet påverkar aktörers agerande vid nyinvesteringar och kapacitetsökningar har Energimyndigheten lämnat ett särskilt uppdrag till professor Thomas Sandberg vid Kungliga Tekniska Högskolan.

Forskarnas inlagor, resultat från samtal och intervjuer av mer generell karaktär som Energimyndigheten genomfört samt övrig tillgänglig information leder sedan fram till en samlad bedömning av systemets övergripande funktion.

3.4 Elcertifikatsystemet som styrmedel

3.4.1 Valet av styrmedel²

En huvudregel vid val mellan olika slags styrmedel är att medlet i görligaste mån bör riktas direkt mot det problem som man vill lösa eller mildra. När politiken är avsedd att uppfylla flera mål behöver den innehålla flera olika styrmedel. I praktiken blir det därför ofta fråga om en avvägning, där högre måluppfyllelse på ett område uppnås på bekostnad av andra mål. Valet av styrmedel måste bestämmas med utgångspunkt i dels de grundläggande energipolitiska målen och dels karaktären hos de marknadsbrister som motiverar ett statligt ingripande. När det gäller miljöeffekter är någon form av internalisering den åtgärdstyp som i första hand bör övervägas.

Att utforma åtgärderna så att de tillämpas olika för olika slags produktion eller konsumtion är i regel inte kostnadseffektivt. Detsamma gäller då åtgärderna inriktas på att gynna eller stimulera bestämda tekniker eller kraftslag. Bristen på kunskap om de möjligheter som kan erbjudas av nya tekniska och ekonomiska alternativ ger starka skäl för att inte binda styrmedlen till vad som idag framstår som bästa teknik.

Det finns naturligtvis många praktiska begränsningar mot att utforma styrmedlen i enlighet med dessa principer. Därför är man i många fall hänvisad till att finna "näst bästa" lösningar, som i görligaste mån undviker de samhällsekonomiska kostnader som är förbundna med selektiva eller diskriminerande styrmedel. Ett exempel på en sådan "näst bästa" lösning är elbeskattningen. De externa effekterna är här förbundna med bestämda produktionstekniker för elkraft. Hänsyn till internationell konkurrenskraft gör det emellertid i praktiken svårt att rikta beskattningen mot produktionsledet. Man är därför hänvisad till att beskatta elanvändningen istället, vilket gör beskattningen mindre effektiv som styrinstrument. Styrmedlets effekt försvagas ytterligare av att den elintensiva industrin undantas.

3.4.2 Styrmedel för förnybar energi

Möjliga styrmedel för att stödja förnybar energi kan enligt Fischer & Newell (2004) delas in i följande sex typer:

- 1 Koldioxidskatt eller utsläppshandelssystem
- 2 Subventioner till förnybar energi
- 3 Skatt på energi som framställts från fossila källor
- 4 Gröna certifikat
- 5 Handel med koldioxidintensitetstillstånd (produktion med låga koldioxidutsläpp kan sälja tillstånd)
- 6 Teknikstöd för forskning och utveckling inom förnybar energi.

² Mål och styrmedel för resurshushållning SOU 2001:2

Styrmedelsalternativen har utvärderats utifrån sin förmåga att reducera koldioxidutsläpp, åstadkomma en ökad produktion av förnybar energi, stimulera teknisk utveckling inom energiområdet samt påverka på välfärden.

Fisher & Newell menar att koldioxidsskatt eller utsläppshandelsystem (1) är det mest effektiva styrmedelsalternativet. Detta beror på att alternativet ger ett förstärkt incitament för konsumenter att använda mindre energi, för producenter att använda sig av tekniker med lägre koldioxidutsläpp samt för förnybar produktion att expandera då den är obeskattad. Ett viktigt antagande för att detta ska gälla är att koldioxidskatten eller utsläppshandelssystemet täcker samtliga sektorer. Annars måste det till en oproportionerlig hög skatt eller utsläppspris för vissa sektorer för att åstadkomma samma reduktion totalt sätt, vilket är en uppenbar källa till ineffektivitet. Problemet är att koldioxidskatt och utsläppshandel (felaktigt) uppfattas som ett hot mot tillväxten.

Subventioner till förnybar energi (2) eller teknikstöd för forskning och utveckling inom förnybar energi (6) är enligt Fisher & Newell de minst effektiva metoderna. Eftersom alternativen inte innebär något incitament för konsumenten att dra ned sin energikonsumtion blir subventionerna onödigt stora. Även om ett system med subventioner inte lägger någon kostnad på konsumenten så innebär det ett ineffektivt utnyttjande av skattepengar. I själva verket är det alltså subventioner och inte koldioxidskatt eller utsläppshandel som hotar den ekonomiska tillväxten på sikt.

Gröna certifikat (4) och handel med koldioxidintensitetstillstånd (5) innebär enligt Fisher & Newell på ett liknande sätt ett gott stöd till förnybar produktion men ger inget incitament till minskad konsumtion eller till att utveckla ny mer energieffektiv teknik. Koldioxidintensitetstillstånd innebär en ökad flexibilitet jämfört med gröna certifikat genom att samtliga elproduktionstekniker med låga utsläpp av koldioxid (till exempel tekniker med koldioxidavskiljning) gynnas. Vilket alternativ som är att föredra är naturligtvis beroende av vad det är man vill uppnå. Är det explicita målet att gynna förnybar energi är ett system med gröna certifikat mer ändamålsenligt.

Om målet är att reducera de externa kostnaderna vid konventionell elproduktion, skulle det alltså vara effektivare att internalisera kostnaderna (med hjälp av koldioxidskatt eller utsläppshandel). Om målet är *att reducera produktionskostnaden för förnybar el* krävs det kompletterande åtgärder till exempel i form av ett elcertifikatsystem.

3.4.3 Syftet med elcertifikat

Syftet med elcertifikatsystemet är att åstadkomma en kostnadseffektiv produktionsökning av förnybar el. Tanken är att systemet ska sänka produktionskostnaderna för förnybar el och stärka utvecklingen av ny förnybar elproduktion på sikt. Detta åstadkoms genom att skapa konkurrens mellan olika elproduktionstekniker. På samma sätt som ett företag ofta väljer att genomföra den mest lön-

samma investeringen först är tanken att certifikatsystemet gör att samhällets stöd går till de mest lönsamma investeringarna i förnybar kraft.

Sverige har tidigare subventionerat produktion av el från förnybara energikällor med traditionella stödsystem som bidrag och skatter. En ambitiös satsning på en ökad andel el från förnybara källor kräver emellertid nya angreppssätt. Med traditionella stödsystem är konkurrenstryck och drivkrafter för utveckling av teknik begränsade. Både konkurrenstryck och teknikutveckling är viktigt för att sänka kostnaderna och långsiktigt öka tillgången på el från förnybara energikällor. (2001/02:143)

Skälet till att välja en lösning som elcertifikatsystemet är flera. Stödet till förnybar el frikopplas från statsbudgeten. På så sätt säkerställs ett kontinuerligt stöd som är oberoende av statens finanser. Pengar överförs från elkonsumenter till producenter av förnybar el utan att gå omvägen via statsbudgeten. Systemet innebär dessutom en lösning på problemet att en EU-harmonisering kräver att inhemska subventioner avskaffas.

Ett sektorsövergripande införande av koldioxidskatter och utsläppshandel kan väcka motstånd. De argument som lyfts fram är farhågor om försämrad konkurrenskraft och färre antal arbetstillfällen. Även om valet mellan de olika styrmedelsalternativen inte förefaller särskilt svårt ur ett ekonomiskt perspektiv finns det argument för att hävda att elcertifikatsystemet utgör den bästa "näst bästa" lösningen. Även om ett produktionsstöd som elcertifikatsystemet är att föredra framför sektorsövergripande koldioxidskatter eller utsläppshandel ur ett företagsperspektiv kan styrmedlet bli kostsamt för samhället i stort. (Kåberger m.fl., 2004)

Någon åtskillnad mellan olika elproduktionstekniker görs inte inom elcertifikatsystemet. Stödet styrs inte mot omogna kraftslag som behöver mer stöd för att bli konkurrenskraftiga eller produktionstekniker som kan anses mest gynnsamma ur ett miljöperspektiv. Istället är det möjligheten att producera förnybar el till låg marginalkostnad som enligt teorin ska vara avgörande för hur stort stöd producenten erhåller via elcertifikatsystemet.

Elcertifikatsystemet garanterar inte någon ökad elproduktion från förnybara källor utan bara att förnybar el står för en ökad *andel* av elanvändningen. Syftet sägs ändå vara att öka den förnybara elproduktionen och målet är också uttryckt i TWh. Generellt gäller att mål som formuleras som andel av produktionen ger en ökad inhemsk produktion medan mål som formuleras som andel av användningen även ger stimulans för import och energieffektivisering. (Energimyndigheten, 2001)

Argumenten för att från samhällets sida stödja förnybar el generellt kan sammanfattas under följande punkter:

- Ökad försörjningstrygghet genom ökad diversifiering och större inslag av inhemska energikällor.
- Ökat antal arbetstillfällen.
- Ökade möjligheterna för goda exportinkomster genom en stark hemmamarknad för förnybar energi.
- Reducerad klimatpåverkan

Reducerad klimateffekt är alltså inte ett explicit syfte med elcertifikatsystemet utan bara ett av flera skäl till att stödja förnybar energi.

En utvärdering av det svenska elcertifikatsystemets funktion kan inte enbart handla om dess inre utformning utan också om vad det är som ska stödjas inom ramen för systemet. Detta är ingen lätt fråga men den är mycket väsentlig då det kommer till att utvärdera hur ändamålsenligt elcertifikatsystemet är.

3.5 En beskrivning av utvecklingen under det första året

I uppdraget ingår det att göra en beskrivning över det första året som elcertifikatsystemet varit i drift. Syftet är att peka på de saker som fungerat väl respektive mindre väl och beskriva hur de kan eller har åtgärdats. Faktorer med en direkt koppling till systemets funktionssätt behandlas utförligare i andra avsnitt. Beskrivningen nedan fokuserar på praktiska detaljer och administrativa rutiner samt grundläggande marknadsstatistik som antalet godkända anläggningar och registrerade kvotpliktiga. I Tabell 1 nedan sammanfattas de saker som fungerat mindre väl och hur dessa problem har åtgärdats.

Tabell 1 Saker som fungerat mindre väl under det förta året som elcertifikatsystemet varit i drift och hur problemen åtgärdats. Merparten av problemen kan hänföras till kategorin barnsjukdomar.

Saker som fungerat mindre väl	Åtgärd
Att ha två myndigheter har försvårat för aktörerna att veta vem som ansvarar för vad. Många har tyckt att det har varit krångligt att behöva vända sig till Energimyndigheten för att ändra sina uppgifter i kontoföringssystemet Cesar.	Ett mycket gott samarbete med Svensk Energi, SERO och övriga aktörer. Aktörerna har dessutom visat stor förståelse för alla de problem som kan uppstå vid införandet av ett nytt system.
Inmatningsfel och felaktiga uppgifter i ansökningarna ledde till mycket merarbete	För att göra Cesar mer användarvänligt har vissa kundanpassningar gjorts och idag sker en prestandaökning av Cesar för att snabba upp systemet. Svenska Kraftnät har infört en funktion i Cesar som gör det möjligt för nätägarna att se om mätvärden saknas eller har rapporterats in felaktigt.
Många mindre aktörer som inte har tillgång till dator har valt att använda sig av Svenska Kraftnäts kundtjänst istället för att ha direktåtkomst till Cesar. Det har inneburit mycket jobb för Svenska Kraftnät och försvårat för aktörerna att kontrollera sina uppgifter. Glömmer aktörerna att ändra priset på sina automatiska överföringar registreras ett felaktigt pris i marknadsstatistiken.	Information och ökad användarvänlighet i Cesar.
I och med införandet av elcertifikatsystemet så övergick ansvaret för administration från elleverantören till den enskilde kraftproducenten. Många mindre producenter upplevde detta som ett problem och har haft svårigheter att förstå de krav som ställs på dem.	Energimyndigheten har informerat kraftproducenterna via olika utskick, deltagit på informationsträffar och varit behjälpliga per telefon för att förklara systemets funktion. Direkt telefonkontakt har visat sig vara det mest effektiva.
Det var endast ett fåtal anläggningar som hunnit bli godkända då de första certifikaten utfärdades. Det innebar ett problem då aktörerna inte kunde få betalt för sina elcertifikat förrän de var utfärdade och kunde överföras till köparen. Det innebar även ett intäktsbortfall för Svenska Kraftnät och bidrog till att snedvrider marknadsstatistiken. Det var först under hösten som utfärdande kunde ske för de allra flesta anläggningarna och då utfärdades elcertifikat retroaktivt från 1 maj för de anläggningar som inkommit med sin ansökan i tid.	Under hösten utfärdade Svenska Kraftnät elcertifikat varje vecka för att aktörerna skulle få sina elcertifikat så snabbt som möjligt efter det att deras anläggningar blivit godkända. Idag sker utfärdandet den 15:e varje månad eller därpå följande vardag. Ytterligare utfärdande kan ske vid speciella behov. För att ingen aktör skulle gå miste om sina elcertifikat lät Svenska Kraftnät förlänga perioden för utfärdande bakåt i tiden till ett år istället för de planerade sex månaderna.
Ett stort antal ansökningar som inte var kompletta och mycket hög telefonbelastning medförde att anläggningar inte kunde godkännas i önskad takt.	Under september 2003 genomfördes en kraftsamling inom Energimyndigheten. Tio internt rekryterade handläggare togs in som extra resurs för att i stor volym godkänna anläggningar för tilldelning av elcertifikat.

Källor: Svenska Kraftnät och Energimyndigheten

3.5.1 Året i siffror

Uppbyggnadsarbetet av elcertifikatsystemet inom Energimyndigheten startade januari 2002 och övergick den 1 maj 2003 till handläggning av ärenden och administration av elcertifikatsystemet. Svenska Kraftnät utfärdade de allra första elcertifikaten den 16 juni 2003. Elcertifikatprojektet inom Energimyndigheten har under året bestått av projektledare, administratör och fyra handläggare med ekonomisk, teknisk och juridisk kompetens samt två personer med tidsbegränsad anställning.

Under elcertifikatsystemets två första månader tog Energimyndigheten emot cirka 1 550 ansökningar om godkännande av anläggning, 500 anmälningar om att hantera kvotplikt och en stor mängd telefonsamtal från berörda aktörer och enskilda konsumenter. Av samtliga ansökningar om godkännande inkom drygt en tredjedel via Energimyndighetens IT-stöd för elcertifikat. Handläggningen av alla inkomna ansökningar och anmälningar startade omedelbart.

Under hösten 2003 tvångsregistrerades de kvotpliktiga aktörer som inte anmält sig själv. Totalt tvångsregistrerades ett 80-tal aktörer. I september 2004 var totalt 1716 anläggningar godkända och 732 kvotpliktiga registrerade, fördelat enligt Tabell 2 och Tabell 3 nedan.

Tabell 2 Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat uppdelat per kraftslag september 2004

	Godkända anläggningar [st]	Avregistrerade anläggningar [st]
Vatten	1027	14
Vind	580	
Biobränsle	108	
Sol	1	
Totalt	1716	

Källa: Energimyndigheten

Tabell 3 Antal aktörer registrerade för hantering av kvotplikt september 2004

	Kvotpliktiga aktörer [st]	Avregistrerade [st]
Egen förbrukning	228	29
Elintensiv industri	273	4
Elleverantörer	208	8
Frivilligt kvotpliktiga	64	0
Totalt	732	

Källa: Energimyndigheten

Senast den 1 april är de som hanterar kvotplikt skyldiga att inlämna sin deklaration till Energimyndigheten. Utifrån deklarationen beräknas aktörens kvotplikt. Totalt var det 688 aktörer som var skyldiga att lämna deklaration för kalenderår

2003 och av dessa inkom 78 inte i rätt tid och ålades därmed att betala förseningsavgift på 1 000 kr. Under april månad skickades föreläggande om vite á 10 000 kr ut till 34 aktörer som ännu inte inkommit med sin deklaration. Av dessa har tre skickats vidare till Länsrätten för utdömande av vite.

Enligt inkomna deklarationer så uppgår den kvotpliktiga elförbrukningen under år 2003 totalt till cirka 61,1 TWh och med en kvotplikt för 2003 på 0,074 så skulle totalt cirka 4,52 miljoner elcertifikat annulleras per 1 april 2004 för att kvotplikten ska vara fullföljd. Den 1 april annullerades 3,5 miljoner (3 489 984) elcertifikat vilket innebar 77,1 procents kvotuppfyllnad. Det saknades därmed drygt 1 miljon (1 032 782) elcertifikat. De företag som inte annullerat tillräckligt med elcertifikat har fått erlägga kvotpliktsavgift på 175 kr per certifikat vilket har gett en kvotpliktsintäkt på 180,7 miljoner kronor.

Ett antal mindre producenter missade övergångsregeln om att ansökningar om godkännande ska inkomma till Energimyndigheten före den 1 juli 2003 för att tilldelning av elcertifikat ska ske retroaktivt från den 1 maj 2003. Det rör sig om cirka 75 anläggningar där producenterna i genomsnitt gått miste om intäkter på 60 000 kr från elcertifikat. Av dessa har 17 företag överklagat till Länsrätten men någon ändring av beslut har inte skett.

3.5.2 Marknadsutveckling

På den framväxande elcertifikatmarknaden var prisförväntan några månader innan systemet togs i drift cirka 100 kronor/MWh men utvecklingen har blivit en helt annan. Större delen av 2003 och de första månaderna 2004 låg priset på cirka 240 kronor/MWh. Efter att i april tillfälligt ha sjunkit till cirka 200 kronor/MWh är priset uppe i ungefär 240 kronor/MWh igen. Bortsett från en tillfällig prisnedgång i april har certifikatpriset alltså legat relativt konstant kring 240 kronor/MWh.

För att få en fungerande marknad är det viktigt att marknadsaktörer kan mötas på en transparent marknadsplats. Elcertifikat introducerades på den nordiska elbörsen Nord Pool i mars 2004. Detta förväntas öka förutsättningarna för att bedriva handel med elcertifikat och bidra med en mer homogen prisbild. Handeln sker elektroniskt direkt eller indirekt via telefon och minsta tillåtna kontraktsvolym är 100 certifikat. Nord Pools handelssystem är elektroniskt uppknutet mot CESAR. För att kunna handla elcertifikat på Nord Pool krävs ett börs- och/eller clearing-medlemskap. Ingen etableringsavgift kommer att åläggas för att handla elcertifikat. Nord Pool kräver initialt heller ingen årsavgift. Handelsavgiften är satt till 1,00 krona per elcertifikat och täcker både handel och avräkning. Nord Pool tillhandahåller även löpande information om priser och marknadsstatistik. Handeln sker dock fortfarande i stor utsträckning bilateralt och marknaden är fortfarande mäklardriven. En förklaring till detta är att Nord Pool än så länge bara erbjuder spothandel och det är inte vad kunderna främst efterfrågar.

3.5.3 Administrativa rutiner

Följande beskrivning ger en bild av administration som elcertifikatsystemet är förknippat med.

Ansvar för att godkänna produktionsanläggningar för elcertifikatberättigad elproduktion ligger på Energimyndigheten. När anläggningen är godkänd utfärdas sedan certifikat månadsvis utgående från mängden certifikatberättigad el som produceras i anläggningen. Energimyndighetens huvudsakliga uppgifter vad gäller elcertifikatsystemet är att:

- Godkänna anläggningar
- Registrera kvotpliktiga
- Ta emot deklARATIONER från kvotpliktiga för fakturerad/förbrukad el
- Lösa in certifikat till garantipriser
- Ta ut kvotpliktsavgift
- Utöva tillsyn
- Informera om elcertifikatsystemet

Svenska Kraftnät registrerar genomförda affärer med uppgift om antal certifikat och pris. Svenska kraftnäts huvudsakliga uppgifter vad gäller elcertifikat är att:

- Upprätta och driva registret över innehav av elcertifikat
- Utfärda certifikat baserat på mätvärden från elproduktion som är berättigad till certifikat
- Tillhandahålla marknads- och prisinformation
- Annullera certifikat som kvotpliktig angett i deklARATIONEN

De båda myndigheterna är inte involverade i själva handeln. Handel med elcertifikat sker direkt mellan parterna eller på handelsplatser som etablerats av kommersiella aktörer.

Elförbrukningen ska deklarerar till Energimyndigheten den 1 mars varje år. Den 1 april ska elcertifikat motsvarande kvotplikten finnas på respektive kvotpliktigs certifikatkonto. För dem som inte uppfyllt sin kvotplikt har Energimyndigheten möjlighet att ta ut en kvotpliktsavgift. Energimyndigheten och Svenska Kraftnät använder samordnade Internetbaserade stödsystem för att underlätta för användarna och ge en effektiv administration.

Samarbetet mellan Energimyndigheten och Svenska Kraftnät har övergripande fungerat mycket väl. Till en början var belastningen på Svenska Kraftnäts kundtjänst mycket hög, men den har nu avtagit avsevärt. Många mindre aktörer som inte har tillgång till dator har dock valt att använda sig av Svenska Kraftnäts kundtjänst istället för att ha direktåtkomst till Cesar. Det har inneburit mycket merarbete för Svenska Kraftnät, men även försvårat för aktörerna att kunna

kontrollera att deras mätvärden kommer in och är korrekta. Det innebär också ett problem om dessa aktörer inte kommer ihåg att ändra priset på sina automatiska överföringar då det medför att ett felaktigt pris registreras i marknadsstatistiken.

Av de kvotpliktsärenden som krävde komplettering så var det främst underskrift av behörig firmatecknare som saknades eller att företaget inte hade utsett en kontoansvarig. I slutet av augusti månad var de flesta som anmälts sig för hantering av kvotpliktig registrerade. De kvotpliktiga företagen bestod framförallt av elleverantörer, producenter som använder egenproducerad el samt industriföretag inom vissa branscher med hög elförbrukning.

Ett mycket stort antal av alla ansökningar om godkännande som inkom via pappersformulär krävde någon form av komplettering. Av de uppgifter som ska anges i en ansökan så var det mycket frekvent förekommande att serie-id saknades eller var felaktig. Serie-id är en unik identitet som det rapporterade företaget använder som identitet på den mätserie som rapporteras till Svenska Kraftnät. Mätserien kopplas sedan med hjälp av serie-id samman med den anläggning som elproduktionen gäller. Korrekt serie-id är en grundförutsättning för att elcertifikat överhuvudtaget ska kunna tilldelas. Ett stort antal anläggningar registrerades med felaktigt serie-id vilket innebar att uppskattningsvis 200 anläggningar krävde förändringar under hösten 2003. Att problemet uppstod berodde dels på att många producenter inte förstod hur pass viktig uppgiften var samt många felkällor från att nätägaren lämnade uppgiften till producenten till inmatning av uppgifter hos Energimyndigheten. Detta försvårades av att nätägarna inte hade tillgång till Cesar och kunde kontrollera om mätvärdena kom in. Dessa problem är nu åtgärdade. För att underlätta ytterligare har Svenska Kraftnät infört en funktion i kontoföringssystemet Cesar, som gör det möjligt för nätägarna att se om mätvärden saknas eller har rapporterats in felaktigt.

Ett stort antal ansökningar som inte var kompletta och mycket hög telefonbelastning medförde att anläggningar inte kunde godkännas i önskad takt. Under september 2003 genomfördes därför en kraftsamling inom Energimyndigheten, ytterligare tio internt rekryterade handläggare hjälpte till för att i stor volym godkänna anläggningar för tilldelning av elcertifikat. Kraftsamlingens mål var att godkänna då återstående 1 300 anläggningar för tilldelning av elcertifikat. Av dessa godkändes 1 100 anläggningar.

En stor mängd uppgifter om kvotpliktiga och producenter skulle inledningsvis registreras hos Energimyndigheten och därefter överföras till Cesar. På grund av inmatningsfel och felaktiga uppgifter i aktörernas ansökan ledde detta till mycket merarbete för såväl Energimyndigheten som Svenska Kraftnät. Dessa problem har nu avtagit, men förekommer dock fortfarande i viss utsträckning.

För att göra Cesar mer användarvänligt har vissa kundanpassningar gjorts och idag sker en prestandaökning av Cesar för att snabba upp systemet då den förlängda perioden av utfärdande bakåt i tiden har bidragit till att belasta systemet

ytterligare och gjort att det vid vissa tillfällen har gått trögt för de aktörer som har många konton eller anläggningar.

3.5.4 Synpunkter från aktörer

De synpunkter som kommit in från aktörerna har god överensstämmelse med de brister i elcertifikatsystemets funktion lyftes fram i elcertifikatöversynens etapp 1. Ett flertal har påpekat att kvotpliktsavgiften har fungerat prisstyrande. Att den obegränsade livslängden på certifikaten har inneburit att producenterna fått stor marknadsakt och att det felaktiga i att pengarna går till staten och inte till förnybar elproduktion är också synpunkter som förts fram.

Enligt en undersökning³ som Energimyndigheten lät genomföra i september 2003 är leverantörerna mer informerade än producenterna samtidigt som det är producenterna som är mest positiva till systemet. Majoriteten av både producenterna och leverantörerna anser att de fått tillräckligt med information för att kunna uppfylla sina skyldigheter. För att ytterligare förbättra informationen lämnades det önskemål om att Energimyndigheten ska:

- lämna bättre information på sin hemsida
- lämna mer förenklad information
- tydliggöra aktörernas skyldigheter
- tydliggöra syftet med elcertifikatsystemet
- kommunicera resultaten

Elcertifikatsystemet har fått stor uppmärksamhet i massmedierna, de negativa inslagen är dock dominerande. De negativa budskap som förs fram anspelar ofta på att systemet är krångligt och leder till höga elpriser.⁴

Ytterligare en synpunkt som förts fram av aktörerna är önskemål om förbättrad marknadsinformation. Särskilt de mindre aktörerna framhåller att det är dyrt att handla med certifikat och önskar att Nord Pool tar en mer ledande roll vad gäller certifikathandel. Många önskar också att affärer registreras pris redovisas när affärerna ingås och inte när certifikaten byter ägare. Myndigheterna har emellertid inte någon sådan information att tillgå i och med att handeln sker bilateralt. Synpunkter har också lyfts fram om att även övrig prispåverkande information måste hanteras som den viktiga information den är. Energimyndigheten visar inte alltid önskvärd förståelse för att informationen är prisstyrande och avgörande för aktörernas agerande.

Aktörer har inkommit med förslag och synpunkter på vad som bör och inte bör berättiga till elcertifikat. För att bedöma vilka investeringar som är ekonomiskt

³ Energimyndighetens information om elcertifikat – en utvärdering september 2003

⁴ Medieanalys Energimyndigheten 2003-09-08

motiverade är det angeläget för aktörerna att det råder fullständig klarhet i vilka bränslen som är godkända för tilldelning av elcertifikat. Till exempel finns det olika typer av flytande förnyelsebara oljor och fetter som kan komma ifråga för att ersätta fossila oljor. För att undvika tvivel kring framtida investeringar önskar aktörerna att samtliga elcertifikatberättigade bränslen nämns i klartext i förordningen.⁵

Synpunkter om att *biobaserad mekanisk direktdrift* bör berättiga till elcertifikat har inkommit till Energimyndigheten. Det finns enligt de synpunkter som inkommit en teknisk och ekonomisk potential för turbindrif med mekanisk direktdrift både som komplement till eller istället för konventionell el-genererande turbin-kraft. För att göra alternativet tillräckligt attraktivt för att motivera till nyinvesteringar krävs det enligt aktörerna att det berättigar till elcertifikat på samma sätt som el-genererande kraftproduktion.

Energimyndigheten instämmer visserligen med att lösningen är önskvärd då den är energihygienisk. Elcertifikatsystemet leder till att mekanisk direktdrift blir mindre attraktivt relativt el-generering. Eftersom det är fråga om energieffektivisering och inte förnybar elproduktion har mekanisk direktdrift emellertid ingenting i elcertifikatsystemet att göra.

Synpunkter har även inkommit om att elcertifikatsystemet snedvrider konkurrensen på pappersmassamarknaden. Elcertifikaten beräknas ge stora intäkter för de flesta av landets massa- och pappersproducenterna i landet. Integrerade pappersbruk kompenseras därigenom för eventuellt ökade elkostnader. Sulfatmassafabriker för marknads massa påverkas inte av elpriset i och med att de är självförsörjande på el men erhåller intäkter från elcertifikat. För fabriker för tillverkning av kemimekanisk pappersmassa innebär elcertifikatsystemet emellertid en konkurrensnackdel i och med att de drabbas av eventuellt höjda el- och råvarupriser utan att erhålla några intäkter från elcertifikat.

3.6 Hur väl elcertifikatsystemet uppfyller de fastlagda målen

I anslutning till det övergripande målet att stimulera till introduktion av förnybara energikällor i elkraftsektorn har ett antal sekundära mål satts upp. De mål som satts upp för systemet kan sammanfattas i följande punkter: (se till exempel SOU 2001:77)

⁵ vegetabiliska oljor och fetter (till exempel olja och/eller fett från raps, sojabönor, kakaobönor, sheanötter, kokospalm, oljepalm, tallolja), samt motsvarande biprodukter.
animaliska oljor och fetter (till exempel fiskolja) samt motsvarande biprodukter.

Systemet ska

- Skapa stabila spelregler
- Vara möjlig att internationalisera
- Undvika störningar i elmarknadens funktion
- Skapa rimliga villkor för befintliga anläggningar
- Stimulera teknikutveckling och kostnadseffektivitet
- Främja nyetablering

Det är viktigt att beakta att elcertifikat ännu varit i drift en så pass kort tid att det kan vara vanskligt att dra några slutsatser om långsiktiga konsekvenser baserat på praktiska erfarenheter under det första året. I den diskussion som förs är man därför i stor utsträckning hänvisad till teorier om förväntade utfall snarare än praktiska erfarenheter. Samtidigt är det naturligtvis viktigt att skilja på förväntade farhågor och verkligt utfall. Ambitionen har därför varit att tydligt ange vad som baserar sig på teori och vad som baserar sig på praktiska erfarenheter.

3.6.1 Nås produktionsmålet?

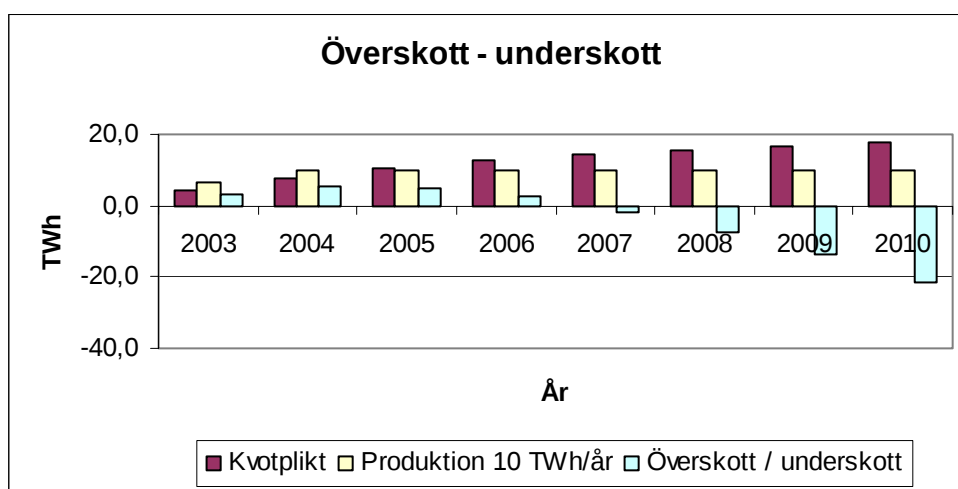
Under det första året som certifikatsystemet var i drift producerades fler certifikat än kvotplikten krävde. I regeringens proposition 2002/03:40 bedömdes den befintliga förnybara certifikatberättigade produktionen till 6,5 TWh. Efter det första året med elcertifikat (1 maj 2003 till 31 april 2004) var den totala certifikatproduktionen 10 TWh. Kvoterna under perioden krävde baserat på periodens elanvändning cirka 6,7 TWh elcertifikat. Överskottsproduktionen de första 12 månaderna var alltså cirka 3,3 TWh.

Elcertifikatutredningen bedömde att tillförseln utöver den befintliga produktionen år 2002 (som av utredningen bedömdes till 6,1 TWh) kunde uppgå till 10 TWh. Av detta bedömdes ungefär hälften tillkomma genom expansion i befintliga anläggningar och hälften genom produktion i nya anläggningar. Bedömningen var att expansionen i existerande anläggningar kan ske snart efter införandet av certifikatsystemet. Det skulle ske genom måttliga eller inga investeringar och små omställningsinsatser, till exempel genom bränslebyten och ökad mängd fullasttimmar. Elcertifikatutredningen var avsiktligt försiktig vid kvotsättningen för år 2003 för att ge alla aktörer en god möjlighet att finnas sig tillrätta i systemet (SOU 2001:77).

Med facit i hand förefaller det som att elcertifikatutredningen underskattade mängden befintlig produktion år 2002. Alternativt så har konvertering och förlängda drifttider ökat certifikatproduktionen i en snabbare takt än vad certifikatutredningen antog. Det är framförallt den biobränslebaserade elproduktionen som har ökat snabbare än vad elcertifikatutredningen

prognostiserade⁶. Hursomhelst finns det nu en mycket större mängd certifikat på marknaden än vad kvoterna motiverar.

Enligt Energimyndighetens beräkningar kommer behovet av certifikatberättigad produktion för helåret 2004 att uppgå till cirka 7,4 TWh. Om vi antar att helårsproduktionen för år 2004 blir 10 TWh så kommer det alltså vid årsskiftet år 2004/2005 att finnas $10 + 3,18 - 7,9 = 5,28$ TWh överskott på certifikat, förutsatt att ingen kvotpliktig väljer att ta kvotpliktsavgift. Vid ingången av år 2005 kommer det alltså att finnas 51 procent mer certifikat på marknaden än vad kvoten kräver det året. Om vi antar att den höga produktionen fortsätter och att alla löser in sin kvotplikt blir trenden som i Figur 2 nedan:



Figur 2 Överskott i certifikatproduktion fram till år 2007 vid nuvarande kvoter och bibehållen produktion.

Om den höga certifikatproduktionen fortsätter kommer således dagens förhållande minst att generera ett överskott av elcertifikat fram till och med år 2007 även om ingen ny kraft byggs.

För att produktionsmålet till år 2010 ska kunna nås krävs det att elcertifikaten trigger investeringar enligt följande cykel. Investeringar i förnybar produktionskapacitet ökar den totala produktionen vilket leder till lägre elpris. Ett lägre elpris stimulerar efterfrågan vilket leder till ökad efterfråga på elcertifikat, ett högre certifikatpris, ökad lönsamhet för förnybar produktion, investeringar i ny produktionskapacitet, ökad produktion och så vidare tills det kvantitativa målet uppnåtts.

⁶ En liten del av den höga produktionen kan förklaras med att elcertifikat ofta utfärdas på bruttoproduktionen, alltså nettoproduktionen + den kraft som förbrukas i kraftverket, "hjälpkraft". Siffran 6,5 TWh samt 6,1 TWh som figurerade i propositionen och certifikatutredningen ovan relaterade till nettoproduktionen. "Hjälpkraften" i kraftvärme och industriellt mottryck brukar schablonmässigt anges till 3 procent i statistiken. Det innebär drygt 0,2 TWh/år.

Av allt att döma har denna cykel som i förlängningen leder till att det kvantitativa målet uppnås ännu inte fullföljts. En förklaring kan vara att kvoterna initialt satts så lågt att någon brist på förnybar produktion som tvingar fram investeringar inte uppstått. Klart är emellertid att investeringsprocessen inte är momentan utan det kommer alltid att ta en tid innan produktion från nya anläggningar kommer in i systemet. Ett tillräckligt högt certifikatpris är inte det enda som måste till för att trigga investeringar. Istället är det en rad andra faktorer som spelar in som elpris, tillståndsfrågor och långsiktigheten i stödsystemet.

Med ett certifikatsystem som inte garanterat sträcker sig bortom år 2010 är det svårt att garantera att det kvantitativa målet uppnås. För att åstadkomma ett tillskott på 10 TWh förnybar el är kapacitetsökningar i befintliga anläggningar inte tillräckligt. För att få fram investeringar krävs det att certifikatsystemet ger ett mer långsiktigt stöd. Oavsett vad överskottet på certifikat beror på, underskattad befintlig produktion eller underskattad takt på kapacitetsökningar i befintliga anläggningar, är det bättre att sätta kvoter bortom år 2010 än att i efterhand gå in och ändra på kvoterna som redan är satta. Att ändra redan satta kvoter skapar osäkerhet och minskad trovärdighet för systemet. Förändringen kan därigenom hindra snarare än främja investeringar i ny produktionskapacitet.

3.6.2 Skapar systemet stabila spelregler?

Nyckeln till stabila spelregler är att ange kvoter för en lång tid framåt i tiden. Stabila spelregler är kopplat till förutsägbarheten i stödnivån, det vill säga priset på certifikaten. Den ekonomiska risk som är förknippad med certifikaten hänger ihop med priset. Många aktörer tycks använda ett lägre pris än det aktuella som ett sätt att hantera denna risk. (Sandberg, 2004) De större elproducenterna har också möjlighet att använda finansiella instrument för att hantera denna prisrisk precis som man gör med elpriset. Prisbildningen på certifikaten är ett resultat av utbud och efterfrågan på certifikat. Det finns en elasticitet i utbudet genom att ett stort antal anläggningar med olika produktionsförutsättningar bjuder ut sin elproduktion och sina certifikat. Efterfrågan är initialt oelastisk genom att staten bestämmer efterfrågan genom att sätta kvotnivå.

Oförutsägbarheten i stödnivån har att göra med att marknaden för elcertifikat är så liten att ny produktion resulterar i kraftigt sänkt certifikatpris. Detta har inte inträffat under den tid som systemet varit i drift men något omfattande tillskott av ny produktionskapacitet har heller inte förekommit. För att öka förutsägbarheten i stödnivån kan Energimyndigheten eller annan organisation presentera aktuell marknadsinformation. Det kan exempelvis röra sig om prognoser om förnybar elproduktion. Problemet är att informationen behöver uppdateras frekvent för att fylla någon funktion, vilket naturligtvis kräver stora resurser. Oavsett vilken typ av marknadsinformation som är möjlig att upprätthålla är det väsentligt att informationen hanteras på ett korrekt sätt. Informationen bör exempelvis göras tillgänglig för alla aktörer vid samma tidpunkt.

Spelreglerna förändras kraftigt när kriterierna för vad som ska berättiga till elcertifikat ändras. Att torv i efterhand inkluderats i systemet har gett upphov till en flora av synpunkter och önskemål om vad som kan stå näst i tur att berättiga till certifikat. Lösningar som innebär en ökad effektivitet i kraftvärmeverk men inte innebär att el produceras med förnybara bränslen (liknande situation som gäller för torv) har lyfts fram till Energimyndigheten som lämpliga kandidater.

I sammanhanget bör nämnas att det är många faktorer utöver elcertifikat som bidrar till en osäkerhet över hur det framtida energisystemet kommer att utvecklas. Några exempel på sådana faktorer är elpriset, kärnkraftens avveckling, klimatförändringar, EU-politik och internationell säkerhetspolitik. Mångfald är en viktig strategi för att kunna möta osäkerheter och krav på säker energitillförsel. Ur denna aspekt är det naturligtvis angeläget med en diversifierad elmarknad och därför angeläget att elcertifikatsystemet inte leder till en alltför stor likriktning. (Åstrand, 2004) Trots kärnkraftspolitikens delvis förlamande inverkan har sedan början av 90-talet ändå drivits en relativt konsekvent energipolitik i hållbar riktning; införandet av elcertifikaten är ett viktigt inslag i denna. (Sandberg 2004)

Åtminstone teoretiskt kan det uppstå problem på grund av kombinationen av ett absolut mål (10 TWh ny förnybar elproduktion) och en relativ kvotplikt (procent av elanvändningen). Om tillräckligt många elanvändare väljer att minska sin användning istället för att investera i fler certifikat kan det absoluta målet hamna i farozonen. (Bergek, 2004) Energimyndigheten anser att denna risk snarare är av teoretisk karaktär och bedömer inte att det ska bidra till osäkerheten om systemets fortlevnad.

Inom ramen för det existerande elcertifikatsystemet finns det dock möjligheter att minska prisosäkerheten. Den mycket centrala betydelsen av att tillämpa en längre tidshorisont för certifikathandeln existens har redan betonats. Det finns dessutom ett behov av att underlätta för långsiktig handel med certifikat (terminshandel).

En förhoppning är att en fungerande andrahandsmarknad för elcertifikat ska leda till ökad prisstabilitet, därigenom minskad osäkerhet och högre kostnadseffektivitet. Kåberger m.fl. utreder varför en andrahandsmarknad inte har uppstått genom att utvärdera certifikatens egenskaper som finansiella instrument. Med tanke på den korta tid som systemet har varit i drift och med tanke på att certifikaten är att anse som ett komplicerat styrmedel snarare än ett traditionellt finansiellt instrument är certifikatens prisosäkerhet inte onormalt stor. I själva verket är såväl olje-, gas, IT- och mineralmarknaden behäftade med en större prisosäkerhet. Det är istället andra orsaker till risk som gör att aktörer utanför energisektorn inte attraheras av certifikathandeln.

En av de främsta fördelarna med elcertifikatsystemet som anfördes vid dess införande var att det innebär ett säkert, förutbestämbart och långsiktigt stöd till förnybar energi. Det kan därför tyckas paradoxalt att det är just avsaknaden av säkerhet och långsiktighet som anföras som systemets främsta brister.

3.6.3 Är systemet möjligt att internationalisera?

Regeringen har tidigt angivit att de ställer sig positiva till internationell handel med elcertifikat (se till exempel prop. 2001/02:143). Bland annat sades att handel med elcertifikat mellan olika länder är önskvärd och att regeringen avser att inom EU och det nordiska samarbetet driva frågan vidare. En kvotbaserad certifikathandel på minst en europeisk nivå skulle enligt SOU 2001:77 utgöra en idealisk situation. Ett europeiskt system innebär att det finns aktörer med än mer skiljda förutsättningar vilket är en bra utgångspunkt för handel.

Den bärande idén med certifikatsystem är att de olika nationella systemen harmoniseras. När länder bygger upp sina system är det många frågeställningar som kan hanteras gemensamt. Detta rör frågor som vilka energikällor som ska ingå i systemet, vilken information certifikaten ska innehålla och certifikatens livslängd.

Certifikathandelsmodellen konstrueras så att den är möjlig att harmonisera med andra länders certifikatmodeller. Harmonisering kan emellertid inte ske genom att det svenska systemet ensidigt anpassas till de system som finns eller ska byggas upp i andra länder. De system som utvecklats i Europa är därtill alltför olika i sin utformning.

Det finns vissa förutsättningar som måste vara uppfyllda för att systemet ska vara möjligt att internationalisera. Dessa förutsättningar gäller inte enbart systemets utformning utan lika mycket de deltagande länderna.

- Elmarknaden bör vara avreglerad i samma utsträckning.
- Den certifikatberättigade elproduktionen får inte åtnjuta andra permanenta driftstöd.
- Certifikatsystemen måste baseras på kvoter.

För att kunna genomföra internationell handel med certifikat finns det ett antal frågor som deltagande stater måste komma överens om. Hit hör bland annat hur olika nationella stödnivåer för förnybar elproduktion ska beaktas. Vidare måste man komma överens om vilket land som ska tillgodoräkna sig den förnybara elen till sin nationella kvot om certifikatet produceras och konsumeras i olika länder.

Att länder med en gemensam certifikatmarknad använder sig av olika definitioner på certifikatberättigad produktion behöver inte innebära något problem rent marknadstekniskt. Problemet är att olika definitioner kan leda till försämrad trovärdighet för systemet och vara svårt att argumentera för gentemot investerare, producenter, konsumenter och övriga aktörer. Det finns således en pedagogisk aspekt och rättvisaspekt som gör att en så lik definition som möjligt är önskvärd. Således kan det exempelvis innebära ett problem vid en eventuell internationalisering om vi godtar torv i det svenska systemet. Då måste vi också godta elproduktions-tekniker baserade på icke förnybara bränslen i andra länders system.

Det finns ett problem vid en internationalisering av kvotssystemet som är kopplat till det faktum att elcertifikatsystemet motverkar snarare än gynnar utvecklingen av de omogna teknikslagen för förnybar elproduktion. Den marknadsutveckling som pågår i andra länder gör att elcertifikatsystemet inte får sådan negativ inverkan på den tekniska utvecklingen totalt sett. Entreprenöriella aktiviteter i andra länder gör att Sverige kan ta till sig de nya teknikerna när de blivit mer attraktiva. Problemet uppstår då systemet internationaliseras. Då krävs i än högre utsträckning att elcertifikatsystemet kompletteras med andra stödformer särskilt utformade för att stödja utveckling av förnybara elproduktionstekniker. Annars riskerar vi att hamna i en situation när stora delar av marknaden låser sig till ett fåtal elproduktionstekniker. Att elcertifikatsystemet har denna negativa påverkan på den tekniska utvecklingen måste beaktas vid en internationalisering av certifikatsystemet.

En internationalisering innebär att det huvudsakliga syftet med elcertifikatsystemet, att åstadkomma en kostnadseffektiv produktionsökning av förnybar el, underlättas. För att argumenten för att från samhällets sida stödja förnybar el ska kvarstå krävs det att man tittar på dessa frågor ur ett geografiskt vidare perspektiv. Vilka länder som omfattas av systemet avgör om vi ska se på försörjningstrygghet, arbetstillfällen och exportinkomster ur ett nationellt-, nordiskt-, europeiskt- eller i extremfallet globalt perspektiv.

En betydande fördel med en internationalisering är att det starkaste argumentet mot att belägga den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin med kvotplikt försvinner.⁷ För att konkurrenskraften inte ska påverkas negativt krävs i strikt bemärkelse en global internationalisering. Så starka krav är emellertid inte rimliga; ett EU-gemensamt system bör vara tillräckligt. Att den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin beläggs med kvotplikt är naturligtvis önskvärt då styrmedlets effektivitet höjs avsevärt om så stor del som möjligt av den totala elanvändningen ingår i systemet. Med dagens nationella system är det förståeligt att Sverige undantar den elintensiva industrin.

I ett pågående uppdrag utreder Energimyndigheten förutsättningarna för ett samarbete med Norge. Vilka förändringar som skulle vara nödvändiga utreds där mer i detalj.

3.6.4 Undviks störningar i elmarknadens funktion?

De förändrade förutsättningarna sedan elmarknaden avreglerades ställer nya krav på stödsystemen. På den konkurrensutsatta marknaden får den billigaste elen först tillträde till marknaden. Det pressar kostnader och gynnar kostnadseffektiviteten i hela systemet. En konkurrensutsatt marknad innebär också att producenter och andra aktörer måste agera utifrån affärsmässiga ställningstaganden. Riktade stöd till enskilda tekniker eller energikällor kan snedvrida konkurrensen och verka hämmande på den tekniska utvecklingen. Ett generellt stödsystem minskar denna

⁷ Formellt är den konkurrensutsatta elintensiva industrin redan kvotpliktig men kvoten är satt till noll.

snedvridning eftersom de förnybara energikällorna får konkurrera inbördes med varandra. En marknadslösning där utbud och efterfrågan avgör stödets storlek ger incitament att pressa kostnaderna. (2001/02:143)

Elcertifikatsystemet påverkar elmarknaden på två sätt. För det första åstadkommes en extra intäkt till producenter av certifikatberättigad el. Detta ökar utbudet på el och reducerar efterfrågan på icke certifikatberättigad el. Eftersom konsumenten måste köpa certifikat ökar konsumentpriset för el vid ett givet elpris. Förutsatt en viss priselasticitet på efterfrågesidan innebär det att elpriset (exklusive certifikat) reduceras. Dessa båda effekter gör att intäkterna till producenter av icke förnybar el minskar. Effekten på konsumentpriset är emellertid mer komplex. Elpriset exklusive certifikatpris går ner medan certifikatpriset bidrar till att öka konsumentpriset. Nettoeffekten beror av priselasticiteten på efterfrågan, priselasticiteten på utbudet av el, priselasticiteten på utbudet av certifikatberättigad el samt på själva certifikatpriset. Särskilt vid låga kvotpliktsnivåer kan nettoeffekten vara att konsumentpriset reduceras.

Givet en aktiv certifikatmarknad sänker införandet av en certifikathandel alltså marginalkostnaden för elproduktion. Det finns därför i teorin en mycket tydlig koppling mellan elpris och certifikatpris. (Nordleden, 2003) I takt med att elpriset stiger till följd av ökad efterfrågan på kraft i Norden behövs allt lägre certifikatpris för att motivera utbyggande av förnybar elproduktion. Ett lågt elpris medför att en större del av kostnaden för elproduktionen från de certifikatberättigade produktionsteknikerna måste bäras av intäkter från certifikatsystemet. Högt elpris innebär alltså låga certifikatpriser och vice versa. Elcertifikatsystemet kan sägas ha en prisdämpande effekt på el. Om den förnybara elen tränger undan dyr marginalet dämpas priset.

Priset på elcertifikaten ökar när kvoten ökar. Markalkörningar visar att det krävs en viss lägsta kvotnivå för att certifikatsystemet ska aktiveras; certifikatpriset stiger sedan med ökad brist. Att introducera ett kvotsystem leder till ökade systemkostnader eftersom dyrare tekniker måste användas. De ökade systemkostnaderna märks som förlorat producent- och konsumentöverskott. Ett obligatoriskt certifikatsystem kan därför leda till (ekonomiska) förluster för såväl elproducenter som elkonsumenter. Det är emellertid producenter av icke certifierad el som får bära den ökade systemkostnaden. Den elintensiva industrin är de som tjänar på införandet av certifikaten eftersom de är undantagna från kvotplikten. (Nordleden, 2003)

På den avreglerade elmarknaden ska det finnas en klar skiljelinje mellan elproduktion, handel med el och nätverksamhet. Alla konsumenter kan fritt välja elleverantör. Det pris konsumenten får på sin elräkning består i och med elcertifikatsystemets införande av fyra delar: elpris, nätavgift, skatt och elcertifikatpris. Den del som kunden själv kan påverka genom val av elleverantör är i praktiken bara elpriset. Elcertifikatpriset uppfattas av majoriteten av kunderna som en fast avgift eller skatt även om elcertifikatpriset varierar beroende på elleverantör.

Eftersom det intressanta för konsumenten är det totala priset och elcertifikatpriset utgör en så pass liten del av det totala priset blir inte elcertifikatpriset styrande för val av elleverantör. Därigenom finns det också små incitament för leverantörerna att ta ut ett lågt elcertifikatpris. Ur detta perspektiv kan certifikatsystemet motverka den prisreducerande effekt som en avreglering i teorin ska leda till.

3.6.5 Skapas rimliga villkor för befintliga anläggningar?

Befintliga anläggningar blir lätt överkompenserade för att nyinvesteringar ska ges full kostnadstäckning. Villkoren för befintliga anläggningar är framförallt kopplat till osäkerheten i stödnivån och långsiktigheten i systemet. Elcertifikatsystemet har inneburit en radikal förbättring av de ekonomiska förutsättningarna. Detta gäller i första hand för befintliga anläggningar. (Hur stödet fördelas mellan befintlig och ny produktion behandlas även under avsnitt 3.7)

De dryga 200 kr/MWh, som de allra flesta certifikat handlats för, innebär mer än en fördubbling av den compensation som biokraften och den småskaliga vattenkraften fick i det tidigare systemet. (Sandberg, 2004) Tillsammans med de höga elpriser som rått sedan 2002, och som ser ut att kunna fortsätta ett år framöver, har det inneburit en tidigare oanad intäkt för den småskaliga vattenkraften, kraftvärmens och det industriella mottrycket. För vindkraften har elcertifikaten inneburit en normalisering av det tidigare mycket generösa systemet. För villkor för vindkraft hänvisas till kap 7.

För att undvika en kostnad för konsumenten som inte leder till ökad förnybar elproduktion kan man se till att nya anläggningar erhåller en högre stödnivå än redan befintliga. På så sätt undviker man att stödet går till redan lönsam produktion. En lösning är att tidsbegränsa hur länge anläggningar ska få finnas kvar i systemet, detta behandlas i detalj i kapitel 4. *Multipla certifikat* är ytterligare ett exempel på en sådan lösning. Lösningen innebär att nyinvesteringar oberoende av kraftslag tilldelas flera certifikat per MWh under en övergångsperiod av 5–10 år.

Den främsta fördelen med att fasa ut gamla anläggningar är ökad kostnadseffektivitet och trovärdighet gentemot konsumenter (i och med att mer pengar förs över från konsumenter till producenter som verkligen utökat sin produktion av förnybar el). Den främsta nackdelen är att åtgärden innebär en förändring i systemet och därmed riskerar att leda till ökad osäkerhet och därmed försämrade investeringsviljan. Därtill finns en uppenbar risk att kraftvärmeverk som valt att konvertera till biobränslen kan välja att konvertera tillbaka till fossila bränslen när stödet upphör. Realiseras de sänkningar av koldioxidskatten som diskuteras förvärras denna risk ytterligare. När stödets längd diskuteras är det därför nödvändigt att även beakta parallella styrmedelsförändringar.

En successiv höjning av kvotnivån gör att produktion med högre marginalkostnad tvingas in i systemet. När befintlig produktion inte räcker till kommer allt mer stöd successivt att gå till ny produktion. Givet en tillräckligt hög ambitionsnivå (tillräckligt höga kvoter) är det inte nödvändigt att ge olika stöd till nya och gamla

anläggningar. Att i efterhand gå in och göra sådana radikala förändringar bidrar till ökad osäkerhet.

3.6.6 Stimuleras teknikutveckling?

Enligt elcertifikatutredningen (SOU 2001:77) kommer de intäkter som certifikat-handeln genererar till elproducenterna inte räcka till för att underhålla en teknikutveckling inom alla certifikatberättigade kraftslag. Detta då produktionskostnaderna för el från anläggningar inom vissa kraftslag inte kan konkurrera framgångsrikt med befintlig kapacitet och produktionsökningar inom kraftslag med lägre produktionskostnader. Problemet har lösts genom att tillåta tidsbegränsade kompletterande åtgärder för att stödja de mindre konkurrenskraftiga kraftslagen. Åtgärden är ofta olika typer av teknikutvecklingsstöd. Elcertifikatutredningen slår fast att teknikutveckling inte är möjlig att få tillstånd utan investeringar i nya anläggningar eller i ombyggnader i befintliga. En stabil eller i vart fall förutsägbar ökning av efterfrågan på certifikat utgör enligt utredningen en bra grund för en kontinuerlig teknikutveckling. Samtidigt är ett explicit om än sekundärt mål med elcertifikatsystemet att stimulera till teknikutveckling.

Teknisk utveckling inom förnybar elproduktion är beroende av innovationssystemet⁸ i sin helhet. Styrmedel bör därför inte begränsas till att underlätta för teknisk utveckling inom specifika delar av det svenska innovationssystemet.

Åstrand (2004) betonar att varken generella eller riktade styrmedel besitter tillräckliga incitament till teknikförändring. Det är istället en kombination av generella och riktade åtgärder som skapar förutsättningar för teknik- och marknadsutveckling för ännu ej etablerade och spridda tekniker. Även faktorer utanför certifikatsystemet som lagar, normer och institutioner är naturligtvis i högsta grad avgörande när det kommer till att skapa förutsättningar för teknisk utveckling.

Elcertifikatsystemet bidrar enligt Bergek (2004) i några avseenden till en högre funktionalitet än tidigare hos innovationssystem för förnybar elproduktion. Kvoten innebär att marknadsutvecklingen fastställs vilket ger en viss stabilitet och legitimitet. Kvotplikten innebär en tydligare artikulering av efterfrågan och ger ett starkt incitament för elanvändare och leverantörer att investera i certifikat. Skapandet av en certifikatmarknad ger en viss legitimitet till förnybar el och kan eventuellt bidra till att mildra den osäkerhet som kärnkraftens avveckling ger upphov till. Genom att en marknad stimuleras uppstår lärande inom de kraftslag/tekniker som gynnas, vilket kan leda till minskade kostnader och ökad prestanda.

⁸ Med *innovationer* avses här nya teknologier, nya produkter, nya processer och nya tjänster. *Innovationssystem* kan definieras som den uppsättning organisationer som var för sig och tillsammans bidrar till utveckling och spridning av ny teknik, och som utgör det ramverk inom vilket regeringar utformar och genomför politiska ingrepp för att påverka innovationsprocessen.

I andra avseenden är påverkan på innovationssystemens funktionalitet enligt Bergek dock bristfällig eller till och med negativ. Det övergripande målet om 10 TWh är enligt Bergek för lågt satt vilket påverkar uppmärksammande av tillväxtpotential och legitimitet negativt. Kvoten innebär att marknadsutvecklingen i praktiken begränsas uppåt, vilket bland annat begränsar förutsättningarna för lärande, resurstillförseln och incitamenten för etablering. Att kvoten fastställs genom politiska beslut och kan ändras skapar osäkerhet som begränsar incitamenten för etablering och ger legitimitetsproblem.

Det är enligt Bergek inte självklart att teknikutveckling och kostnadssänkningar stimuleras av konkurrens mellan olika förnybara energikällor. Till viss del kan konkurrens mellan olika förnybara energitekniker komma att hindra den tekniska utvecklingen och därmed takten på kostnadssänkningarna.

Elcertifikatsystemet är skapat för att stödja utvecklingen av en kostnadseffektiv massmarknad för förnybar el. Massmarknader är kopplade till sena utvecklingsfaser; de förutsätter att de tekniker som ska spridas är tillräckligt utvecklade för att kunna attrahera större marknadssegment. Flera av de tekniker som används för att producera el inom de kraftslag som omfattas av systemet befinner sig snarare i tidiga utvecklingsfaser och har därmed inga förutsättningar att fungera på en massmarknad. Elcertifikatsystemet skulle därför enligt Bergek kunna försvåra för de ännu oetablerade teknikerna att komma in på marknaden.

Bergek påpekar att detta resonemang förutsätter att utvecklingen inte drivs vidare utomlands, vilket naturligtvis inte är troligt – den svenska marknaden är i dagsläget knappast den mest avancerade eller teknikdrivande utan det är länder som Tyskland som driver på bland annat vindkrafts- och solcellsutvecklingen.

Energimyndigheten ser inga principiella problem i att använda sig av produktionstekniker som utvecklats utanför Sveriges gränser. I själva verket finns det en stor poäng med att länder specialiserar sig och utvecklar teknikområden inom vilka de redan besitter konkurrensfördelar. För Sveriges del skulle det alltså vara en riktig satsning att satsa på biobränslen.

Bergek lämnar tre förslag på hur situationen för omogna kraftslag/tekniker kan förbättras. Kvoten kan till exempel delas upp med avseende på kraftslag så att konkurrens sker mellan tekniska lösningar inom respektive kraftslag men inte mellan olika förnybara kraftslag. Liknande lösningar infördes bland i det engelska NFFO-systemet och i det tyska fastprissystemet. Basen för uppdelningen kan variera. En variant är att göra skillnad mellan kraftslag med olika miljöpåverkan så att ett energislag med högre miljöpåverkan måste leverera en större mängd el för att ett certifikat ska lämnas ut. Delmål för respektive produktionsteknik försvårar emellertid att produktion av el från förnybara källor i första hand ökas genom de billigaste åtgärderna. Lösningen innebär därmed att själva syftet med elcertifikat frångås. Ett annat (men komplementärt) sätt att stimulera marknaden är enligt Bergek att öka kvoten; en tillräckligt stor kvot kommer inte att kunna

täckas enbart med etablerade kraftslag/tekniker utan det blir tvunget att även ta till mer omogna kraftslag/tekniker. Ett tredje alternativ är att komplettera elcertifikatsystemet med andra stödformer, som till exempel de övergångsregler som finns för vindkraft. Dessa stödformer skulle då ha till syfte att stimulera kunskaps- och kompetensuppbyggnad, teknikutveckling samt identifiering och utveckling av nischmarknader för omogna elproduktionstekniker. Genom att stimulera marknadsutvecklingen och skapa utrymme för dessa tekniker kan intresse skapas hos olika typer av aktörer inom en mångfald av områden, och lärandeprocesser kan sättas igång. Ett problem med detta alternativ är att det blir svårt att överblicka olika kraftslags/teknikers ekonomiska förutsättningar, vilket skapar osäkerhet.

Effekter på innovationssystem relaterade till kraftslag/tekniker i sena utvecklingsfaser kan enligt Bergek antas vara relativt god. Vissa av elcertifikatsystemets brister hindrar dock utvecklingen av en massmarknad också för tekniker som befinner sig i sena utvecklingsfaser, det vill säga den typ av faser systemet egentligen är anpassat för. Dessa brister kan behöva hanteras, inom eller utanför elcertifikatsystemet, för att det ska få den avsedda effekten på produktionen av förnybar el.

Ett första problem här utgörs enligt Bergek av olika hinder för marknadsutvecklingen som begränsar elcertifikatsystemets effekt, som till exempel problemen att få bygglov för vindkraftverk. Här krävs en ordentlig kartläggning för att identifiera de viktigaste problemen och sedan riktade åtgärder för att ta bort hindren. Ett andra problem är bristen på mångfald som elcertifikatsystemet upprätthåller. Detta kan hanteras på många olika sätt. Ett förslag är att införa extrapengar för experiment och vidareutveckling inom ramen för etablerade kraftslag/tekniker. Ett alternativ är att avdela en del av kvotpliktsavgifterna till detta ändamål. Resurser kan även tillföras utifrån. Ett annat sätt att öka mångfalden är minska kortsiktigheten i systemet. Slutligen kan legitimitetsbrist åtgärdas till exempel genom att göra det övergripande målet mer ambitiöst, lägga fast kvoten för en lång tid och göra den oberoende av politiska beslut samt ta bort undantaget för den elintensiva industrin.

Ett starkt instrument som enligt Kåberger m.fl. (2004) är värt att ta i beaktning är ett kompletterande stöd till ny teknologi. Det främsta skälet som anförs är just marknadsimperfektioner hos innovationsmarknaderna. Det företag (eller den nation) som står för utvecklingskostnaderna av en ny teknologi är inte garanterade hela vinsten. Detta har att göra med att möjligheten att begränsa att kunskapen sprids till andra företag genom patentlagstiftning och dylikt är begränsad.

Även Söderholm konstaterar att elcertifikatsystemet kan skapa en snedvridning i den tekniska utvecklingen mot sådana teknologier där fördelarna av innovationerna endast tillfaller innovatören. Potentialen för teknisk utveckling/kostnadsreducering i enskilda kraftvärmeverk är enligt Söderholm större än för vindkraft. Kostnadsreduceringen i kraftvärmeverk är också mer privat i den meningen att det

är lättare för den enskilde producenten att exkludera andra från att dra nytta av de egna utvecklingsinsatserna vilket ger ett starkt incitament att investera i sådan verksamhet.

Fisher & Newell är inne på samma spår här när de pekar på att forskning och utveckling kan vara alltför kostsam för det enskilda företaget. Är inte företaget garanterat att själv dra vinning av den forskning och utveckling de bedriver är de inte troligt att de vill bära kostnaden för utvecklingsarbetet.

Brist på diversitet, uteblivna läroeffekter och inlåsningseffekter kan enligt Åstrand innebära ökade statsfinansiella kostnader på lång sikt. Att även i fortsättningen ha kvar ett parallellt teknikutvecklingsstöd torde därför vara angeläget ur samhällets synpunkt och även vara kostnadseffektivt på lång sikt. Enligt Åstrand håller inte argumentet som bland annat framförs i Prop 2002/03:40 att ”riktade stöd till enskilda teknologier eller energikällor kan snedvrider konkurrensen och hämma teknikutveckling”. Detta med tanke på att certifikatsystemet i sig innebär en snedvridning i och med att styra energikällor och tekniker mot en elmarknad, istället för till exempel mot en värmemarknad.

Det är enligt Söderholm också viktigt att beakta de dynamiska effekter som uppstår av den konkurrens som skapas mellan olika förnybara alternativ. Här framstår certifikatsystemet som en vinnare jämfört med exempelvis miljöbonusen genom att systemet stimulerar till en konkurrenssituation mellan olika teknologier. Vindkraftsproducenterna kan exempelvis tappa marknadsandelar till bioenergin om de inte tar utvecklingsfrågor och investeringar i kostnadsreduceringar på allvar. Förmågan att stimulera till sådan teknologisk konkurrens bör nog anses vara en viktig egenskap hos elcertifikatsystemet. Samtidigt finns också en risk för att konkurrensen kan bli destruktiv.

3.6.7 Stimuleras kostnadseffektivitet?

Att ett styrmedel är kostnadseffektivt är naturligtvis en önskvärd egenskap. För att utvärdera kostnadseffektiviteten finns det ett antal frågor man bör ställa sig. Går det att svara ja på följande frågor har man troligen att göra med ett kostnadseffektivt styrmedel för förnybar elproduktion. (Energimyndigheten, 2001)

Styrmedlet:

- Skapar incitament till teknisk utveckling
- Sänker produktionskostnader
- Skapar konkurrens mellan olika förnybara produktionstekniker
- Skapar konkurrens mellan olika producenter
- Förhindrar att ineffektiva anläggningar bär sig ekonomiskt (tack vare styrmedlet)
- Minimerar risken för överkompensation till producenter

Som framgår av punktlistan ovan är det nästan exakt de kriterier som satts upp för elcertifikatsystemet.

För att omställningen av energisystemet ska ske på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt är det enligt Nordleden (2003) nödvändigt att utnyttja tekniker som befinner sig i olika utvecklingsfaser. Alternativ till de konventionella teknikerna kan enligt utredningen delas in i fyra olika kategorier:

- 1 Förnybar teknik som är etablerad på marknaden (till exempel vindkraft och biobränslekraftvärme)
- 2 Ny förnybar teknik som ännu inte etablerats (till exempel vågkraft eller solceller)
- 3 Fossilbränsleeldad teknik som är etablerad på marknaden men ej betraktas som konventionell (till exempel naturgaskraftvärme)
- 4 Ny fossilbränslebaserad teknik som ännu inte etablerats på marknaden (till exempel koldioxidavskiljning med lagring eller bränsleceller drivna med naturgas)

Enligt utredningen bör tekniker från samtliga av fyra kategorierna utnyttjas.

Därför är det viktigt att elcertifikat balanserar med övriga stödformer så att strävan efter kortsiktig kostnadseffektivitet inte slår ut möjligheten till en kostnadseffektiv omställning av energisystemet. Det är alltså angeläget att även de mer omogna teknikslagen som vågkraft och solkraft kommer in i energisystemet. Dessa kraftslag förmår emellertid inte konkurrera med de mer etablerade förnybara energislagen inom ramen för certifikatsystemet. De är därför i behov av ett kompletterande stöd så att omställningen av energisystemet ska ske på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt.

Huruvida elcertifikatsystemet som energipolitiskt medel är kostnadseffektivt har att göra med om det uppfyller det politiskt bestämda målet om förnybar elproduktion på samma gång som det stimulerar till att endast de billigaste förnybara alternativen tas i drift. Teoretiskt sett är ett elcertifikatsystem kostnadseffektivt i den mening att de billigaste alternativen kommer att komma först in på marknaden. Det finns enligt Söderholm ingen anledning att ifrågasätta den logik som ligger bakom denna slutsats. Söderholm framhåller dock att det är viktigt att inse att detta endast gäller under förutsättning att möjligheten att investera i förnybar kraft inte är beroende av kraftslag. Detta innebär att alla förnybara energikällor bör åtnjuta likartade villkor för finansiering samt möta likvärdiga tillstånds- och lokaliseringsregler vid investeringen.

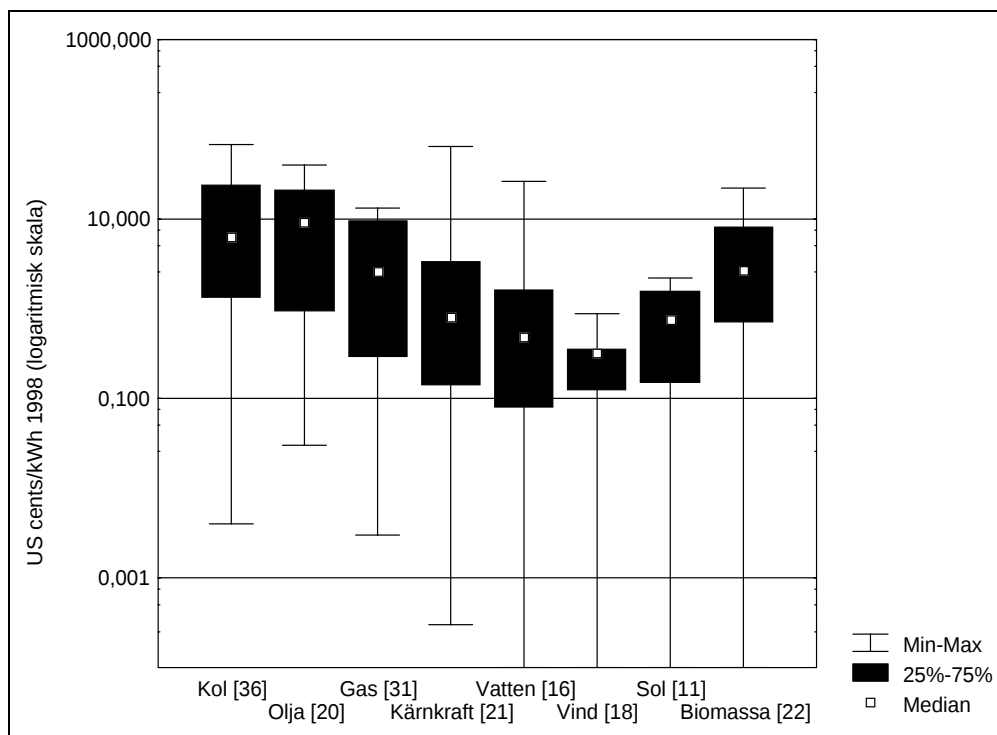
Söderholm menar att elcertifikatsystemet inte ensamt kan säkerställa att förnybara kraftkällor introduceras i elsystemet på ett kostnadseffektivt sätt. Söderholm konstaterar i likhet med Bergek att det institutionella ramverk, till exempel tillståndsgivning och villkor för finansiering, som kringgärdar investeringar i

förnybar el undergräver systemets mål om kostnadseffektivitet. Det finns därför starka skäl att se över dessa villkor.

I anslutning till att uppnå största möjliga kostnadseffektivitet identifierar Söderholm två viktiga frågor. Den första är att den politiska tidshorisonten för certifikatsystemet bör förlängas; annars finns det en risk att systemet skapar en oönskad snedvridning i urvalet av förnybara energiformer till fördel för de producenter som kan utnyttja existerande kapacitet. Den *andra* frågan rör lokaliseringen och tillståndsgivningen för nya anläggningar; här finns betydande skillnader mellan kommunernas sätt att handlägga och besluta i dessa frågor. Det finns här ett behov av ett uttalat riksintresse för utbyggnaden av förnybar energi, och en reformering av tillstånds- och lokaliseringsprocessen.

En viktig fråga enligt Söderholm är till exempel om alla förnybara energikällor är lika önskvärda ur samhällets perspektiv och därmed förtjänar samma stöd. En viktig egenskap hos elcertifikatsystemet är ju att det vid en given tidpunkt ger samma stödnivå till alla energikällor som ingår i systemet. Rimligheten i detta går dock att ifrågasätta. Åstrand påpekar i likhet med Söderholm att gränsdragningar för vad som definieras som förnybart kan ifrågasättas.

Figur 3 nedan sammanfattar de externa miljökostnaderna för olika elproduktionsalternativ såsom de uppskattats i 63 olika studier. Som framgår av denna figur är osäkerheten mycket stor om storleken på dessa kostnader. Trots denna osäkerhet ger figuren vissa indikationer om de olika alternativens relativa miljökostnader. Miljökostnaderna för kol- och oljeeldad kraft tenderar att vara förhållandevis hög medan de förnybara energikällorna vind-, vatten- och solkraft visar upp väsentligt lägre miljörelaterade kostnader. Det som dock kan anses förvånande är att miljökostnaderna för biomassabaserad elkraft överlag är ungefär lika höga som de för naturgas, och avsevärt högre än motsvarande kostnader för de andra förnybara alternativen (vatten, vind och sol).



Figur 3 Boxdiagram med miljökostnader för olika elproduktionstekniker. Som det framgår av figuren är miljökostnaderna för biomassabaserad elkraftkraft ungefär lika höga som de för naturgas och avsevärt högre än för de andra förnybara alternativen.

Not: Siffrorna inom parentes visar det totala antalet studier som ligger till grund för kostnadsuppskattningarna för respektive produktionsteknik)

Källa: Söderholm (2004)

I den mån dessa slutsatser är någorlunda korrekta, visar de enligt Söderholm på en inbyggd ineffektivitet i elcertifikatsystemet. Elcertifikatsystemet är utformat för att stödja förnybara energikällor just för att de är förnybara utan hänsyn till deras relativa miljöfördelar. Även om vi accepterar att de förnybara alternativen besitter olika miljöfördelar är det därför enligt Söderholm mycket svårt att se hur detta ska kunna rättas till inom ramen för systemet. Energimyndigheten vill i sammanhanget betona att elcertifikatsystemet bara är ett av flera styrmedel som påverkar de olika kraftslagens konkurrenskraft. Koldioxidskatt, svavelskatt och kväveoxidavgift bidrar alla till att korrigera för miljöeffekter; även om det då sker utom ramen för elcertifikatsystemet.

En annan aspekt av kostnadseffektivitet är hur pengarna används. Alla pengar som betalas in av de kvotpliktiga elförbrukarna i elcertifikatsystemet går inte till elproducenterna. Hur stor del som försvinner på vägen, det vill säga transaktionskostnadernas storlek, påverkar naturligtvis systemets kostnadseffektivitet. Det som försvinner på vägen innefattar: moms (intäkt för staten), administrativa kostnader (elleverantören tar betalt för tjänsten de utfört), kvotpliktsavgiften (intäkt för staten), mäklararvoden, avgifter till Svenska Kraftnät och

Energimyndigheten etc. Detta beskrivs i avsnitt 5.4.3 i kapitlet om konsumentens villkor.

Det är som tidigare nämnts angeläget att aktörerna inte överkompenseras, detta gäller även producenter av förnybar el. Producenterna har i regel bättre kännedom om produktionskostnaderna än de som utformar systemet (så kallad informations-asymmetri). Om ett pris för förnybar el fastställs på central nivå är risken större att priset sätts för högt än om det bestäms på en marknad. Elcertifikatsystemet har alltså en stor fördel här genom att det inte skapar incitament för producenterna att överdriva produktionskostnaderna.

3.6.8 Främjar systemet nyetablering?

Elcertifikaten är en av flera åtgärder för att successivt realisera potentialen för förnybar el. Den teknisk/ekonomisk/politiska potentialen för ytterligare hållbar elproduktion är enligt Sandberg (2004) 30-40 TWh från kraftvärmen, 5-10 TWh från industriellt mottryck, 5 TWh från den storskaliga vattenkraften, 2 TWh från den småskaliga vattenkraften och 5-20 TWh från vindkraften. Alternativ som solceller och vågkraft kommer inte att få någon märkbar betydelse på många år annat än i speciella applikationer.

Elcertifikatutredningen (SOU 2001:77) påpekar att en av svårigheterna är att konstruera systemet så att befintliga anläggningar inte blir starkt överkompenserade när nyinvesteringar ska ges full kostnadstäckning. Blir redan befintliga anläggningar starkt överkompenserade innebär det oskäligen höga merkostnader för konsumenterna.

På kort sikt har Sverige en riklig tillgång på el vilket pressar ner elpriset och motverkar investeringar i förnybar elproduktion. En fortsatt kärnkraftavveckling skulle leda till en minskad tillgång och därmed ökat elpris, vilket i sin tur skulle resultera i investeringar i förnybar elproduktion.

Det finns enligt Söderholm ett problem som rör det faktum att det svenska certifikatsystemet å ena sidan inkluderar såväl existerande som ny kraft samtidigt som systemet har en kort politisk tidshorisont. Exempelvis kan certifikat utfärdas till en existerande anläggning som konverterar från kol till biomassa. Detta är till och med ofta det billigaste sättet att introducera förnybar energi i kraftsektorn, och därför också ett beteende som i hög grad gynnas av införandet av certifikathandel. Det går också att tänka sig att producenter förlänger livet på sina existerande anläggningar i stället för att investera i nya, och/eller investerar i gradvisa kapacitetsökningar (såsom bland annat sker i vattenkraften idag). Detta är i sig inget problem utan problemet uppstår enligt Söderholm då vi betraktar den politiska tidshorisonten för certifikatsystemet. Vi vet idag att certifikatssystemet kommer att gälla fram till och med 2010 men ingen vet vad som kommer därefter. Utifrån investeringssynpunkt är detta en mycket kort tidshorisont. Investeringar i existerande kapacitet är normalt inte lika omfattande och medför därför heller inte samma krav på projektfinansiering. Nyinvesteringar kan däremot få problem med

finansieringen eftersom kapitalbehovet är stort och tidshorisonten för stödpolitiken är så kort; finansiären vet att projektets lönsamhet i hög grad bygger på statligt stöd och eftersom framtiden för stödet är osäkert blir också projektet oattraktivt.

På grund av att certifikatsystemet inkluderar såväl existerande som ny kraft skapas enligt Söderholm en snedvridning i urvalet av förnybara energiformer till fördel för de producenter som kan utnyttja existerande kapacitet. Ineffektiviteten i systemet uppstår på grund av att den politiska osäkerheten diskriminerar investeringar i ny kraft till förmån för (mindre) investeringar i existerande kraft. På sikt kan detta innebära att den svenska förnybara energimixen blir mindre modern – och även dyrare – än vad som vore samhällsekonomiskt önskvärt. Risken för ett sådant utfall måste bedömas som betydande; möjligheterna att utnyttja existerande kraft såsom beskrivits ovan är ofta stora.

Söderholm ställde frågan till 30 vindkraftsproducenter om huruvida det gamla systemet med miljöbonus gav ett starkare incitament till nyutbyggnad än elcertifikatsystemet. Vindkraftsproducenternas svar överensstämmer med det som ofta framkommer ur andra studier, nämligen att miljöbonusen ger ett starkare incitament eftersom den är fast emedan elcertifikatpriset varierar över tiden och därmed är osäkert. Investeringsviljan blir därför mindre i det senare fallet.

För nya anläggningar är det framförallt den politiska osäkerheten om systemets framtida existens som enligt Kåberger m.fl. är det främsta hindret för investeringar i ny kraftproduktion. Först och främst är kvoterna bara satta till 2010; med tanke på att investeringar i förnybar elproduktion i de flesta fall har en återbetalningstid på mellan 15 och 25 år är detta naturligtvis en alltför kort tidshorisont. Elcertifikaten utgör enligt Kåberger m.fl. inget säkert stöd även om den politiska osäkerheten borttas. På grund av att marknaden är så liten gör tillskott av ett nytt biobränsleeldat kraftvärmeverk eller en anläggning med havsbaserad vindkraft att ett utbudsöverskott uppstår med sjunkande certifikatpriser som följd. En generell slutsats är enligt Kåberger m.fl. att i de fall nya investeringar kommer tillstånd är det inte som en följd av elcertifikatsystemet. Klart är också att den stora osäkerheten ökar finansieringskostnaderna vid investering.

Möjligen går det enligt Åstrand att göra en koppling mellan elcertifikatsystemets benägenhet att förhindra snarare än främja introduktion av ny teknik och avsaknaden av nyinvesteringar. Detta kommer sig av att aktörer i eller kopplade till sociotekniska energisystem⁹ där tekniken etablerats eller nåt en viss mognad föredrar att fortsätta investera i samma energisystem framför att satsa på nyinvesteringar.

⁹ Med sociotekniska energisystem avses här tekniska system inklusive de aktörer, institutioner och organisationer som bygger, driver och använder dem och det ekonomiska och legala ramverk som reglerar dem.

I vilken utsträckning elcertifikatsystemet främjar nyetablering utreds närmare i avsnitt 3.7.

3.7 Inverkan på nyinvesteringar och kapacitetsökningar

Följande avsnitt baserar sig om inget annat anges på Sandberg (2004). Genomgången baserar sig på tillgänglig statistik, offentliga utredningar, branschutredningar samt intervjuer med branschföreträdare. Totalt 30 intervjuer har genomförts med sammanlagt cirka 15 företag. Utredningen behandlar först och främst förutsättningarna för bio- och småskalig vattenkraft i och med att förutsättningar för vindkraften behandlas utförligt på andra ställen i denna översyn.

Den förnybara elproduktionen kan ökas på andra sätt än genom investeringar i ny produktionskapacitet. För att studera inverkan på investeringar och kapacitetsökningar är det därför nödvändigt att inkludera alla de olika slags åtgärder varigenom den hållbara elproduktionen kan ökas; detta hindrar inte att investeringar är en tung del i detta. Det finns dessutom en rad faktorer utöver certifikaten som inverkar. Bland dessa faktorer kan tillståndsfrågor och elpris nämnas. Frågan är *i vilken utsträckning elcertifikatsystemet bidrar till åtgärder som ökar den förnybara elproduktionen*. Denna fråga har i sin tur av Sandberg brutits ner i två grupper av frågor.

- *Vilka åtgärder kan elproducenterna vidta för att öka den förnybara elproduktionen? På vilka sätt kan åtgärderna genomföras? Inom vilken tidsrymd kan åtgärderna vara genomförda? Vilka andra incitament utöver elcertifikatsystemet spelar in? Vilka hinder finns inom elcertifikatsystemet och av annat slag?*
- *Varför genomför elproducenterna vissa åtgärder och inte andra? Hur påverkas detta dels av olika slags risk, dels av elproducenternas strategi och situation?*

3.7.1 Det politiska ramverket¹⁰

Osäkerheten i det politiska ramverket och skattestrukturen brukar anföras som ett allvarligt hot mot företagens investeringsvilja. Osäkerheten kan leda till fler bio-bränslebaserade investeringar eftersom biobränsleanvändning är behäftat med en låg politisk osäkerhet jämfört med andra bränslen. Inställningen till naturgaseldade anläggningar är mer kluven. De större, internationella kraftproducenterna är överlag betydligt mer positivt inställd till naturgas än de mindre, lokala kraftverken. I stort sett samtliga typer av potentiella investerare intar en avvaktande inställning till att själva anskaffa vindkraft i någon större omfattning. De anledningar som anföras är svårigheten att hitta bra vindlägen och den många gånger utdragna och komplicerade tillståndsprocessen. En annan förklaring är att

¹⁰ Nordleden (2003)

elcertifikatsystemet upplevs som negativt för vindkraften. Biobränslen och vattenkraft är de energislag som majoriteten har störst vilja att investera i.

Olika kraftslag påverkas i olika stor utsträckning av de osäkerheter som är kopplade till certifikatsystemet. Bioenergi karakteriseras av avsevärda bränslekostnader och investeringskostnaden står bara för en liten del av den totala produktionskostnaden. Vill anläggningsägarna av någon anledning stoppa produktionen, till exempel på grund av sjunkande certifikatpriser är det möjligt att göra det och därigenom undvika de rörliga kostnaderna. Det är också förhållandevis lätt att konvertera till fossila bränslen om det av någon anledning skulle vara mera lönsamt. Vatten-, vind- och solkraft karakteriseras av stora investeringskostnader och har inte av den här typen av flexibilitet. Som en följd av detta påverkas dessa kraftslag mer av osäkerheten.

Bland osäkerheten förknippad med det energipolitiska ramverket och skattestrukturen finns det samtidigt flera sakförhållanden som potentiella investerare kan ta relativt för givna. Miljövänliga produktionsmetoder kommer exempelvis att ges en långsiktigt fördelaktig behandling. Miljöargumentet är därför viktigt vid investeringsbeslut. Ett annat sakförhållande som kan tas för givet är en successiv harmonisering gentemot EU:s regelverk. Att basera investeringar på förutsättningar som skiljer sig kraftigt från föreslagna regelverk i EU är därför inte brukligt.

Att kvoterna kan komma att ändras är den främsta osäkerhetsfaktorn med elcertifikat. Osäkerheten kopplat till det varierande certifikatpriset upplevs däremot inte som det största problemet. Den osäkerheten blir som ett element i elpriset och har inget avgörande negativ inverkan på investeringsviljan. Farhågor om ändrade kvotnivåer innebär att investerare tvingas till mycket försiktigare investeringskalkyler än annars skulle ha varit fallet.

3.7.2 Vilka åtgärder är möjliga?

I vattenkraftstationer med åtminstone ett aggregat under och ett över 1,5 MW kan det löna sig att låta det mindre gå mer än tidigare även om det har lägre verkningsgrad. Detta görs enkelt genom att *ändra styrningen* av stationen och effekten uppnås omgående och ökar lönsamheten i samma ögonblick.

Såväl små som stora aktörer uppger att *underhållsåtgärder* har fått stå tillbaka ett antal år till följd av bristande ekonomiska resurser. Nu tar man igen detta och ibland med råge och säkrar på så sätt den framtida produktionen. Åtgärden tar 1-2 år att genomföra och betalar sig på några år.

Det finns ett stort urval med (mindre) åtgärder för att öka *verkningsgrader* och tillgänglighet genom att uppgradera den befintliga utrustningen, förbättra vattenvägarna (det vill säga intag och utlopp) och utnyttja mer av vattnet. Den relativa förbättringen rör sig ibland bara om enstaka procent men genom de extremt långa livslängderna (med adekvat underhåll närmast obegränsade) är det ekonomiska

utbytet påtagligt. Dessa åtgärder kan genomföras inom 2-3 år och är i de flesta fall lönsamma även om elcertifikaten skulle försvinna efter 2010.

Befintliga vattenkraftverk kan *utvidgas* på flera sätt, främst genom ytterligare aggregat men också genom högre dämning. Dessa åtgärder kräver tillstånd (om man inte råkar ha ett ännu ej utnyttjat sådant). Därigenom tar dessa åtgärder minst fem år att genomföra och osäkerheten med tanke på elcertifikatsystemet framtid börjar spela en påtaglig roll.

I dag finns i Sverige över 1 800 små vattenkraftstationer, år 1950 var de cirka 4 000. Det finns alltså ett stort antal *nedlagda* småkraftverk som kan tas i drift igen efter en oftast omfattande upprustning av byggnader och maskiner. Ofta krävs också ny vattendom varför åtgärden tar minst fem år att genomföra. Elcertifikatsystemets framtid skapar därför en besvärande osäkerhet.

Också antalet *dammar* av olika slag är stort, över 5 300. Ett stort antal av dessa, som måste finnas kvar av andra skäl, skulle kunna tas i anspråk för elproduktion. Detta gäller bland annat regleringsdammar där vattnet skulle kunna köras genom en turbin i stället för ett vanligt utskov. Också här gäller att ny vattendom krävs varför åtgärden tar så lång tid att genomföra att vad som händer efter 2010 oftast blir avgörande.

När det gäller att *bygga nya* kraftverk, såväl små som stora, finns en stor tveksamhet med tanke på den utdragna och ovissa tillståndsprocessen. Även stora aktörer drar sig för att initiera sådana projekt, i vissa fall är man också tveksam till att utnyttja beviljade vattendoromar för att bygga nytt med hänvisning till det motstånd detta möter.

I kraftvärmen kan certifikaten göra det lönsamt att *ändra balansen mellan el- och värmeproduktion* till förmån för det förra. Särskilt under sommarperioden kan det vara lönsamt att producera enbart el, det vill säga kyla bort värmen i närmsta vattendrag. Detta är en mycket enkel åtgärd¹¹ att vidta genom att ändra styrningen och den är lönsam omgående.

I kraftvärmen kan aktörerna söka *öka värmeunderlaget* ytterligare. Även om 50 procent av uppvärmning sker via fjärrvärme finns det en stor potential, Svensk Fjärrvärme talar om en ökning från 50 till 80 TWh på lång sikt. I det korta perspektivet leder detta till en gradvis ökning av elproduktionen med hjälp av befintlig utrustning, i det långa perspektivet måste stora expansionsinvesteringar till.

Inom både kraftvärmen och det industriella mottrycket kan man byta *från fossila till biobränslen*. Många anläggningar är flexibla med avseende på bränslen och där går det fort; i andra fall krävs en viss ombyggnad som kan ta 1-2 år att genomföra.

¹¹ Givet att erforderliga miljötillstånd finns

Inom massa- och pappersindustrin kan man på en del håll *bygga om ångsystemet* så att ångan får egenskaper som passar bättre för elproduktion utan att det inverkar negativt på den övriga produktionen. En sådan åtgärd tar ett par år att genomföra, den har till största delen betalats till 2010.

Inom både kraftvärmen och det industriella mottrycket kan man installera en ytterligare *turbin* för att börja med eller utvidga elproduktionen. Detta tar 1-2 år och det har till stor del betalats till 2010.

När gamla anläggningar måste förnyas radikalt eller när expansion av den övriga verksamheten kräver *nya anläggningar*, finns möjligheten att projektera dessa för en relativt större elproduktion än tidigare. Detta är åtgärder som i sig tar lång tid att projektera och genomföra, kravet på ett nytt tillstånd gör att åtgärden drar ut ännu längre på tiden. Eftersom det primära motivet för anläggningen ofta inte är elproduktionen kan åtgärden komma att genomföras trots osäkerheten om elcertifikatsystemets långsiktiga vara. För ett antal anläggningar kan investeringen dock komma att skjutas på framtiden medan andra drar ner på elproduktionsdelen.

3.7.3 Varför genomförs åtgärder?

Som sagts tidigare har elcertifikaten inneburit en radikal förbättring av de ekonomiska förutsättningarna för både bikraften och vattenkraften. Detta gäller i första hand den befintliga bikraften och småskaliga vattenkraften men också för investeringar i ny produktion. Alla aktörer är ense om detta. Inte bara certifikaten utan också det sedan 2002 höga elpriset inverkar positivt på aktörernas bedömning. År 2005 införs det nya systemet för handel med utsläppsrätter, som många aktörer förväntar sig skall leda till en stegring av elpriset med cirka fem öre/kWh även om bedömningarna varierar kraftigt. Den historisk låga låneräntan är ett annat gynnsamt villkor.

Sålunda är förutsättningarna i stort gynnsamma för investeringar och andra åtgärder för att öka produktionen av förnybar el. Men ändå planerar elproducenterna att genomföra bara en del av de lönsamma åtgärderna. Varför? Det finns också liknande åtgärder som en elproducent tänker genomföra medan en annan avvaktar. Varför? Svaren är ett och samma, att de flesta av åtgärderna är förknippade med olika former av risk och att inte bara lönsamhet utan också riskbedömning påverkar aktörernas handlande.

Det finns en risk som enligt aktörerna har en avgörande inverkan på besluten att genomföra främst de mera långsiktiga och omfattande åtgärderna: osäkerheten om vad som händer med elcertifikatsystemet efter 2010. Denna risk måste ses som politisk eftersom den direkt handlar om vilka politiska beslut som kommer att fattas framöver. Att detta sedan får ekonomiska konsekvenser är en annan sak. Som nämnts framhävs denna risk av samtliga aktörer även om man värderar dess betydelse olika. Genomgående vill man få fram ett politiskt beslut som garanterar någon form av förlängning. En förlängning till år 2020 föreslås i ett par fall, de

flesta nöjer sig dock med att peka på att investeringarna i många fall har en livslängd på 25-50 år och ibland mer.

Kritiken mot kortsiktigheten i elcertifikatsystemet blir ännu lättare att förstå när man betänker att i synnerhet de mera långsiktiga och omfattande åtgärderna tar många år att planera och genomföra, så lång tid att man kanske bara hinner få ett par tre år med elcertifikatsystemet om detta skulle försvinna efter 2010. Också bankerna pekar på konflikten mellan kortsiktigheten i elcertifikatsystemet och långsiktigheten i kraftinvesteringar. Man är mycket tveksam inför att ge lån till energiprojekt, där kalkylen bygger på certifikaten, om inte låntagaren har andra former av säkerheter. Den ryckiga och kortsiktiga energipolitiken har gjort alla aktörer mycket avvaktande eller misstroga till energipolitiken och energipolitikerna.

En annan faktor som begränsar investeringarna i förnybar elproduktion är aktörernas finansiella stabilitet, det vill säga soliditeten. Investeringar finansieras nästan alltid genom lån till stor del, vilket innebär en minskning av soliditeten. För att soliditeten inte skall falla under en viss nivå kan inte alla investeringar genomföras så fort som man skulle vilja även om de är lönsamma. Men genom elcertifikaten har en del elinvesteringar blivit så mycket lönsammare att de tränger sig in före andra investeringar genom principen lönsammast först.

Investeringsrutinerna är ytterligare en faktor som förklarar varför det tar tid att genomföra också investeringar som är uppenbart lönsamma. Alla större elproducenter har sådana rutiner som reglerar på vilket sätt och vid vilken tid investeringsförslag skall hanteras. Vanligt är femåriga investeringsplaner som revideras årligen, ofta i samband med höstens budgetarbete.

Det sätt på vilket den stora politiska risken hanteras skiljer sig åt mellan aktörerna och är beroende av en rad faktorer. Den första är om elproduktionen är en del av kärnverksamheten, vilket ökar riskbenägenheten. För det andra är de mer samhällsorienterade mer riskbenägna än de kapitalorienterade. Detta gäller främst de kommunägda företagen, däremot inte de statsägda (såväl den svenska som den finländska och norska staten är ju stora ägare på den svenska elmarknaden). För det tredje ingår det i en del aktörers strategi att utvidga sin verksamhet medan andra är nöjda med det man har. Det sista gäller många av de mycket små vattenkraftaktörerna liksom de kooperativt ägda verksamheterna. För det fjärde är många investeringsprojekt från att de initieras till att de är genomförda inte bara långdragna utan också resurskrävande. Några av de aktörer som vill utvidga sin hållbara elproduktion har inte tillräckligt med personal i sin beställarorganisation utan behöver först utvidga denna.

3.7.4 I vilken utsträckning elcertifikat leder till ökad produktion

Kåberger m.fl. har kort analyserat vilka incitament för ökad kraftproduktion som finns för befintliga såväl som nya anläggningar. För befintlig vind- och solkraft åstadkommer inte elcertifikaten någon produktionsökning. Detta då marginal-

kostnaden för elproduktionen är lägre än elpriset och därmed redan lönsam. För småskaliga vattenkraftverk innebär certifikaten i flertalet fall en extra intäkt för en redan lönsam produktion. I några fall ger certifikaten incitament att genomföra underhållsarbeten som kan leda till en produktionsökning.

Också för biokraftvärme har certifikaten inneburit en extra inkomst för en redan lönsam investering och har därför inte lett till någon omfattande produktionsökning. Omkring 1 TWh extra elproduktion beräknas enligt Kåberger m.fl. komma från att kraftverken gått över till att använda enbart biobränsle från att tidigare ha använt en bränslemix med fossilt inslag. Höga el- och certifikatpriser har inneburit att det blivit lönsamt med kraftvärmeproduktion även under perioder med låg efterfrågan på värme. Detta beräknas ha lett till ytterligare omkring 0,5 TWh i årlig elproduktion. Certifikaten har alltså påverkat hur kraftvärmeverken drivs¹².

Den mycket stora potentialen för hållbar elproduktion kopplad till fjärrvärmesystemen är en stor utmaning på många sätt. Till en början gäller det att få olika aktörer att inse att här finns egentligen alla förutsättningar för en mycket radikal ökning av den hållbara elproduktionen, dessutom baserad på inhemskt bränsle och med en teknik där svensk industri står stark. Samtidigt gäller det att undvika att kraftvärmekommer att blockera andra förnybara alternativ.

En stor andel av stödet går enligt Kåberger m.fl. till redan lönsamma produktionstekniker istället för till framväxande tekniker som är i behov av stöd för att fungera kommersiellt. I praktiken innebär detta att stödet går till biokraftvärme istället för till vindkraft.

Att utifrån Sandbergs studie våga sig på en kvantitativ uppskattning är vanskligt. För den småskaliga vattenkraften kan det finnas planer på att öka produktionen med 200–300 GWh, för den storskaliga vattenkraften också med 200–300 GWh, för kraftvärmekommer med 2–3 TWh och för det industriella mottrycket med 1–2 TWh.

På lång sikt kan potentialen i den småskaliga vattenkraft vara 1 TWh, den storskaliga vattenkraft 2–3 TWh, kraftvärmekommer 30–40 TWh och det industriella mottrycket 5 TWh.

¹² En negativ effekt av certifikaten är till exempel att en del kraftvärmeverk väljer att montera bort en eventuell rökgaskondensator. Vid en given efterfrågan på värme gör rökgaskondensatorn att mindre bränsle går åt och att mindre el produceras. Elcertifikaten gör att anläggningsägaren vill maximera elproduktionen, varvid rökgaskondensatorn monteras bort vilket innebär en lägre verkningsgrad.

Det som kan konstateras är att:

- Åtgärder som inte kräver några investeringar genomförs ganska omgående.
- Många slags mindre investeringar genomförs successivt, de är lönsamma helt eller till största delen även om certifikatsystemet inte skulle vara kvar efter 2010.
- De flesta aktörerna ser osäkerheten om certifikatsystemets långsiktighet som så allvarlig att man avvaktar med de större investeringar man har mer eller mindre färdiga planer för.
- Certifikaten förstärker snarare än minskar olika kraftslags möjligheter att beviljas lån. Stora biobränsleanläggningar med stort eget kapital gynnas framför mindre bolag.

3.8 Slutsatser och rekommendationer

Energimyndigheten betonar att de slutsatser om elcertifikatsystemets funktionalitet som kunnat göras är starkt beroende av att elcertifikatsystemet verkat under en sådan kort tid. Slutsatser om systemets funktion baserade på praktiska erfarenheter har bara kunna göras i begränsad omfattning. Stor vikt har istället lagts vid att studera den förväntade utvecklingen av elcertifikatsystemet.

Systemets trovärdighet är central för systemets möjlighet att nå målen

Energimyndigheten konstaterar att trovärdigheten är det mest centrala och därför helt avgörande för elcertifikatsystemets förmåga att uppfylla fastlagda mål. Majoriteten av de faktorer som behandlats i kapitlet är också direkt kopplade till just trovärdighet. Hit hör

- långsiktigheten i systemet
- att kvoterna är satta utifrån rimliga produktionspotentialer
- att reglerna är tydliga
- att systemet verkligen stödjer förnybar elproduktion

Risk att målet om 10 TWh till 2010 inte kommer uppnås

Energimyndigheten konstaterar att elcertifikatsystemet ännu inte har lett till någon omfattande produktionsökning av förnybar el. Eftersom investeringar tar tid är detta inte något anmärkningsvärt utan helt i linje med det förväntade utfallet. Energimyndigheten anser inte att det finns skäl att betvivla att elcertifikat utgör ett tillräckligt stöd även för nyinvesteringar och att dessa kommer till stånd när möjligheterna till produktionsökningar till låg kostnad är uttömda. Dock är en förutsättning för att nyproduktion kommer tillstånd att aktörerna i systemet kan få en rimlig avkastning från stödsystemet under investeringens livslängd. De fem år som återstår av systemets livslängd är inte tillräckligt för att skapa den långsiktighet och trovärdighet som krävs. Om målet om 10 TWh ny förnybar el till 2010 ska uppnås är det således önskvärt att systemet permanentas som en bestående del av

den svenska politiken att uppnå ett uthålligt samhälle samt att ambitionsnivå och kvoter sätts med en tillräckligt lång tidshorisont för att skapa rimliga villkor för investeringar.

Elcertifikatsystemet har goda förutsättningar att uppnå de övriga underliggande målen...

Energimyndigheten kan konstatera att elcertifikatsystemet överlag uppfyller de fastlagda målen för systemet, det vill säga skapar stabila spelregler, är möjligt att internationalisera, undviker störningar i elmarknadens funktion, skapar rimliga villkor för befintliga anläggningar, stimulerar teknikutveckling och kostnads-effektivitet samt främjar nyetablering. I de fall där elcertifikatsystemet inte fungerat tillfredställande kan detta ofta förklaras med att systemet ännu verkat under en för kort tid, alternativt hänföras till övergångslösningar som på förhand satts att bara gälla under en begränsad tid.

...men få investeringar i ny produktionskapacitet har skett

Energimyndigheten konstaterar att elcertifikatsystemet ännu inte har lett till några omfattande investeringar i ny produktionskapacitet för förnybar el. Trots att så lite investeringar i ny produktionskapacitet tillkommit finns idag ett utbudsöverskott av certifikatberättigad elproduktion. Den förnybara elproduktion som erhållit stöd av systemet består till största delen av produktionskapacitet som fanns redan innan systemet sattes i drift. Den produktion som kommit till är inte resultat av investeringar i ny produktionskapacitet utan produktionsökningar i redan befintliga anläggningar.

Eftersom investeringar tar tid är detta inte något anmärkningsvärt utan helt i linje med det förväntade utfallet. Energimyndigheten anser inte att det finns skäl att betvivla att elcertifikat utgör ett tillräckligt stöd även för nyinvesteringar och att dessa kommer till stånd när möjligheterna till produktionsökningar till låg kostnad är uttömda.

...men kostnaden för konsumenterna har varit onödigt hög

Elcertifikat har visat sig kostsamt för elkonsumenterna. Detta är bland annat beroende av att en så stor del av stödet gått till befintlig och redan kommersiell teknik. Därtill kommer problemet med att systemet kännetecknats av höga transaktionskostnader såtillvida att konsumenter betalar mer än vad som går till producenter av förnybar el.

...men elcertifikatsystemet allena räcker inte för att främja teknikutveckling

I likhet med vad som sagts i elcertifikatutredningen konstaterar Energimyndigheten att elcertifikat inte utgör ett tillräckligt stöd för teknisk utveckling och marknadsintroduktion av de mer omogna teknikslagen. Det krävs istället en kombination av generella och riktade åtgärder som skapar förutsättningar för teknik- och marknadsutveckling för ännu ej etablerade och spridda tekniker. Även om teknisk utveckling inte är det primära syftet med elcertifikatsystemet går det inte att bortse från att teknisk utveckling är kopplat till långsiktig kostnads-effektivitet och därmed förmågan att uppnå det kvantitativa målet på sikt.

För att möjliggöra utveckling av de idag mer omogna teknikslagen som har kommersiell potential på lång sikt, vill Energimyndigheten betona vikten av att parallella satsningar på forskning och utveckling fortsätter.

Energimyndigheten konstaterar att faktorer utanför certifikatsystemet som lagar, normer och institutioner är i högsta grad avgörande när det kommer till att skapa förutsättningar för teknisk utveckling. Långdragna tillståndprocesser kan innebära att investeringar med goda förutsättningar att generera förnybar el till låga kostnader inte kan komma till stånd. Därigenom riskeras principen att stödet går dit förnybar el kan produceras mest kostnadseffektivt att sättas ur spel.

Energimyndigheten vill särskilt framhålla fördelarna med en ambitiösare kvotnivå. En ökad kvotnivå gör att aktörer i större utsträckning tvingas investera i ny produktionskapacitet och att idag oetablerade tekniker fortare tvingas in i systemet. En ökad kvotnivå ger alltså inte bara mer förnybar el utan främjar också teknisk utveckling och kostnadseffektivitet och bidrar på så sätt till ökad en ökad funktionalitet i elcertifikatsystemet. Samtidigt finns det en rad faktorer att ta hänsyn till som gör att ökade kvotnivåer inte är möjligt även om åtgärden innebär en förbättrad funktionalitet inom själva elcertifikatsystemet.

Aktörernas agerande vid investeringar – inga större investeringar i ny förnybar produktion

Elcertifikatsystemet ger tillräckligt stöd för mindre investeringar. Åtgärder som inte kräver några nyinvesteringar genomförs relativt omgående. Flertalet aktörer avvaktar med större investeringar eftersom de uppfattar osäkerheten om certifikatsystemets långsiktighet som så allvarlig. Olika kraftslag påverkas i olika stor utsträckning av de osäkerheter som är förknippade med elcertifikatsystemet. Osäkerheten hanteras olika av olika aktörer. Är elproduktionen en del av kärnverksamheten är företagen generellt mer riskbenägna. Vissa aktörer har ingen önskan att utvidga sin produktion utan nöjer sig med existerande produktion. I sådana fall spelar det ingen roll att elcertifikaten gör möjliga investeringar uppenbart lönsamma. Att elcertifikatsystemet inte resulterat i någon omfattande kapacitetsökning så här långt är inte alarmerande. För att omfattande investeringar ska komma tillstånd räcker det inte med ett generöst produktionsbidrag i form av elcertifikat verkat under en kortare tid. Några förändringar i elcertifikatsystemets funktionssätt är därför inte nödvändigt. Det väsentliga är att systemet permanentas samt att kvoter fastställs efter 2010.

Praktiskt har elcertifikatsystemet fungerat tillfredställande

Erfarenheterna från det första året som elcertifikatsystemet varit i drift är överlag goda. Merparten av de mindre problem som ändå uppstått kan alla hänföras till kategorin barnsjukdomar. De synpunkter som inkommit från aktörer stämmer väl överens med de brister i elcertifikatsystemets funktion som har lyfts fram i andra delar av denna översyn. Ett flertal har påpekat att kvotpliktsavgiften har fungerat prisstyrande, att den obegränsade livslängden på certifikaten har inneburit att producenterna fått stor marknadsmakt samt att pengarna i alltför stor utsträckning går till staten istället för till förnybar elproduktion.

3.9 Referenser

- Bergek, A.**, Shaping and exploiting Technological Opportunities: The Case of Renewable Energy Technology in Sweden, 2002
- Bergek, A.**, Elcertifikatsystemet och innovationssystemen inom förnybar energiteknik, 2004
- Energimyndigheten**, Stöd till förnybar el i andra länder, 2001
- Energimyndigheten**, Medieanalys, 2003
- Energimyndigheten**, Energimyndighetens information om elcertifikat - en utvärdering september 2003, 2003
- Energimyndigheten**, Konsumenten och den förnybara elen, 2004
- Fischer, C., Newell, R.**, Environmental and Technology Policies for Climate Change and Renewable Energy, 2004
- IEA**, Energy Policies of IEA Countries – Sweden, 2004
- Kåberger, T., Sterner, T., Zamanian, M., Jürgensen, A.**, Economic Efficiency of Compulsory Green Electricity Quotas in Sweden, 2004
- Nordleden** – Slutrapport för etapp 2, 2003
- Regeringens energiproposition** 2001/02:143
- Sandberg, T.**, Bidrar elcertifikatsystemet till att öka den förnybara elproduktionen?, 2004
- SOU 2001:77**, Handel med elcertifikat – Ett nytt sätt att främja el från förnybara källor
- SOU 2001:2**, Mål och styrmedel för resurshushållning
- Söderholm, P.**, Elcertifikatsystemets förmåga att främja kostnadseffektivitet och teknisk utveckling, 2004
- Åstrand, K.**, Hur ändamålsenligt är elcertifikatsystemet för att främja ökad tillförsel av el från förnybara energikällor på lång sikt?, 2004

4 De framtida kvotnivåerna

4.1 Uppdraget

I uppdraget för översynen av elcertifikatsystemet anges uppgiften för de framtida kvotnivåerna som:

Regeringens bedömning i proposition *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor* (prop. 2003/03:40) var att möjligheten till en höjning av ambitionsnivån i elcertifikatsystemet skall övervägas. Vid en positiv utveckling av systemet skulle en lämplig justering av målet kunna vara att öka den förnybara elproduktionen från 10 TWh till år 2010 och till 15 TWh till år 2012.

Energimyndigheten bör bedöma om det finns förutsättningar att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet. En analys bör ske av hur systemet bör utvecklas över tiden om ambitionsnivån förändras, bl.a. vad avser kvotnivåer och certifikatberättigade energikällor. Energimyndigheten bör vidare bedöma det framtida stödbehovet för de förnybara energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet. Energimyndigheten bör också analysera olika scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden.

Dessutom behandlas i detta deluppdrag följande uppdrag som egentligen tillhör deluppdrag ”statistik om elcertifikatsystemet”:

Energimyndigheten bör vidare redovisa en prognos för den möjliga förnybara elproduktionskapaciteten fram till år 2012. Bedömningar av faktisk och planerad utbyggnad bör redovisas liksom en bedömning av produktionskostnaderna för olika kraftslag som är berättigade till elcertifikat. Vidare bör en bedömning av de framtida produktionskostnaderna i relation till den prognostiserade elprisutvecklingen göras.

4.2 Inledning

För att skapa förtroende för elcertifikatsystemet är en viktig komponent att det ur investerarnas perspektiv är långsiktigt. För att fastställa ambitionsnivå och kvoter bortom 2010 måste ett flertal frågor analyseras och konsekvensbedömas. I detta kapitel ges inget svar på vilken ambitionsnivå som är mest lämplig men en omfattande analys görs av stödbehovet för förnybara elproduktionskällor, potential för förnybar elproduktion, konsekvenser vid olika ambitionsnivåer.

4.3 Stödbehov för förnybara energikällor

En viktig utgångspunkt för Elcertifikatsystemet är att det ska främja nyinvesteringar och produktionsökningar i förnybar elproduktion som annars inte skulle komma till stånd. Elcertifikatpriset (stödbehovet) ska således spegla skillnaden

mellan elpriset och den totala produktionskostnaden för den för senast byggda anläggningen. Det är dock flera faktorer som spelar in i en anläggnings ekonomiska förutsättningar och således dess stödbehov. Flera av dessa faktorer såsom elpris, bränslepriser, lånevillkor etc är också mycket osäkra.

Enligt uppdraget ska Energimyndigheten:

” bedöma det framtida stödbehovet för de förnybara energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet, bedöma produktionskostnaderna för olika kraftslag som är berättigade till elcertifikat. Vidare bör en bedömning av de framtida produktionskostnaderna i relation till den prognostiserade elprisutvecklingen göras.”

I detta avsnitt görs en bedömning av stödbehovet för de förnybara energikällor som idag omfattas av elcertifikatsystemet. För att kunna göra den bedömningen visas produktionskostnader för befintliga anläggningar, nya anläggningar som byggs idag samt en bedömning över framtida produktionskostnader för nya anläggningar. För de befintliga anläggningarna beskrivs även de ekonomiska stöd (investeringsstöd och produktionsstöd) som tidigare har utgått och hur de påverkar anläggningarnas ekonomiska situation idag. Samtliga produktionskostnader relateras även till prognostiserat elpris.

4.3.1 Antaganden för beräkningarna

Produktionskostnaderna redovisas för dagens kommersiella teknikalternativ och de bästa möjliga tekniska, ekonomiska och miljömässiga data som kan anses gälla på dagens nationella och internationella marknad antagits. De analyserade teknikalternativen framgår av Tabell 4 nedan.

Tabell 4 Tekniker för vilka produktionskostnader redovisas

Förkortning	Förklaring
Bio 80	Biobränsleeldad kraftvärme 80 MW _{el}
Bio 30	Biobränsleeldad kraftvärme 30 MW _{el}
Bio 10	Biobränsleeldad kraftvärme 10 MW _{el}
Vind land 5	Vindkraft 5x1 MW _{el} landbaserat
Vind land 20	Vindkraft 10x2 MW _{el} landbaserat
Vind hav 90	Vindkraft 30x3 MW _{el} havsbaserat
Vatten låg	Vattenkraft; låg nivå
Vatten hög	Vattenkraft, hög nivå

Beräkningarna bygger på förutsättningar och antaganden som utförligare presenteras i bilaga 2. De olika tekniker som vi räknar på varierar mycket vad gäller exempelvis teknisk karaktär, fasta och rörliga kostnader, riskexponering vid investering, marknad för försäljning av el men även värme osv. Detta medför att generella antaganden måste göras för beräkningarna.

Variabler som har stor effekt på utfallet av beräkningarna är kalkylränta, avskrivningstid och värmekreditering. För produktionskostnader som redovisas i detta avsnitt görs därför även känslighetsanalyser med avseende på dessa variabler.

De framräknade elproduktionskostnaderna jämförs med det förväntade framtida systempriset på el. Elpriset är måttet på vad elproducenterna får för intäkt för den producerade elen. Då investeringar i elproduktion görs är det relevant att jämföra med det prognostiserade elpriset för perioden för investeringen. Utgångspunkten i jämförelsen med systempris på el görs med det prognostiserade elpriset från Energimyndighetens senast långtidsprognos vilket är 28 öre/kWh till år 2010 och 29 öre/kWh till år 2020. För samtliga beräkningar av elproduktionskostnader görs en jämförelse med elpriset till år 2020 på 29 öre/kWh och differensen visar därmed på eventuell lönsamhet respektive eventuellt stödbehov för respektive teknik. Detta visas för alla beräkningsfall med olika nivåer på avskrivningstider, kalkylräntor och värmekreditering i bilaga 2.

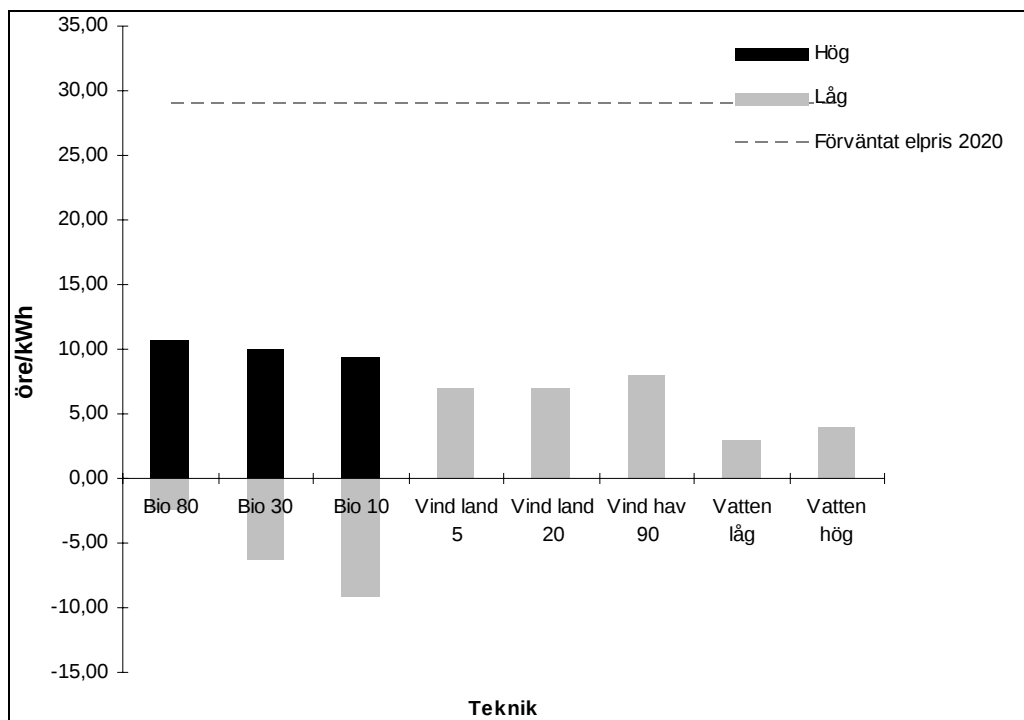
Beräkningarna av produktionskostnaderna baseras i huvudsak på Energimyndighetens beräkningsmodell med data från Elforsk (El från nya anläggningar 2003).

4.3.2 Produktionskostnader för befintliga anläggningar

Befintlig elproduktion i elcertifikatsystemet uppgick vid elcertifikatsystemets start år 2002 uppskattningsvis till 6,5 TWh (prop. 2002/03:40) och kännetecknas av relativt låga rörliga produktionskostnader.¹³

Då ingen statistik finns att tillgå för att åskådliggöra dagens befintliga anläggningars produktionskostnader för produktion av el från förnybara energikällor måste grövre uppskattningar göras. Det som visas är de rörliga produktionskostnaderna i produktionen. En del anläggningar är av äldre slag och är till stor del redan avbetalade, en del har haft investeringsstöd, driftbidrag, en del är av nyare slag och har fasta kostnader att fortfarande betala. Det finns en variation i tekniska förutsättningar som göra att dessa anläggningar skiljer sig åt. Detta är därför en generell uppskattning av kostnaderna för befintliga anläggningars produktionskostnader. Följaktligen visas här inte hela bilden. I figuren nedan visas högsta respektive lägsta nivån utifrån de känslighetsalternativ som vi valt att räkna med. Den rörliga kostnaden varierar inte särskilt mellan hög och låg för vindkraft och vattenkraft. För biokraftvärmen tas hänsyn till värmekreditering varför de rörliga elproduktionskostnaderna i lägsta fallet blir negativa. Bilden visar på mycket låga rörliga elproduktionskostnader.

¹³ Eftersom fasta kostnader är att betrakta som "sunk costs" (irreversibla kostnader) är det för befintlig produktion relevant att jämföra stödnivån i elcertifikatsystemet med de rörliga kostnaderna, det vill säga huruvida åtminstone den kortsiktiga marginalkostnaden täcks.



Figur 4 Rörliga produktionskostnader för befintlig elproduktionskapacitet i elcertifikatsystemet

Källor: Energimyndigheten (2003a); Nord Pool

Tidigare stöd som utgått till förnybar elproduktion

De befintliga anläggningarna i elcertifikatsystemet har i flera fall erhållit olika typer av statliga stöd. De stöd som har utgått har främst varit till småskalig elproduktion¹⁴.

Investeringsstöd

Riksdagen anslog 1991 250 mnkr för stöd till investeringar i vindkraftverk. Stöd skulle utgå i fem år i form av ett bidrag på 25 % av godkänd investering. År 1993 höjdes bidragsandelen till 35 %. Våren 1994 beslutade riksdagen att teknikupphandling fr.o.m. den 1 juli 1994 skulle provas inom ramen för stödsystemet. I sådana fall fick stödandelen uppgå till högst 50 % av investeringsbeloppet. Hösten 1995 anslog riksdagen ytterligare 100 mnkr att användas till investeringsstöd. I 1997 års energipolitiska beslut anvisade riksdagen 300 mnkr för stöd till investeringar i vindkraft under fem år från den 1 juli 1997. Stödnivån sänktes då till 15 % av godkänd kostnad.

Driftstöd

Våren 1994 beslutade riksdagen att införa ett driftstöd till vindkraft i form av ett skatteavdrag, motsvarande den allmänna energiskatten på el, den s.k. miljö-

¹⁴ Med småskalig produktion avses vindkraft och vattenkraft med en installerad effekt på mindre än 1 500 kW. Även biobränslebaserade elproduktionsanläggningar mindre än 1 500 kW ingår men dessa är emellertid mycket få. (Källa: SOU 2001:77)

bonusen. Från den 1 januari 1995 uppgick energiskatten till 9 öre/kWh. Miljöbonusen har därefter ändrats i takt med förändringarna av den allmänna energiskatten på el. Sedan år 2002 var denna på nivån 18,1 öre/kWh. Stödet är konstruerat så att elhandelsföretagen får göra ett skatteavdrag motsvarande konsumtionsskatten på el för varje kWh el som levererats av vindkraftverk. Detta belopp överförs till vindkraftverkens ägare genom avtal mellan elhandelsföretag och vindkraftsproducenter. Miljöbonusen trappas under en övergångsperiod ner från och med att elcertifikatsystemet börjat gälla den 2 maj 2003.

De ekonomiska villkoren för olika kategorier av befintliga anläggningar

För att kunna göra en bedömning av de ekonomiska villkoren för befintliga anläggningar i elcertifikatsystemet är det relevant att se till vilka typer av stöd som tidigare utgått. Elcertifikatsystemet ersatte ju andra investerings- och driftsstöd vilket innebär att flertalet anläggningar nu är beroende av elcertifikatsystemet istället för tidigare stöd. Andra anläggningar har fått stöd längre tillbaks i tiden och har nu fått ett extra stöd som de vid investeringstillfället inte räknat med. Ytterligare en kategori anläggningar är de som tagits i bruk utan att erhålla något stöd, d.v.s. de är kommersiellt självbärande.

De befintliga anläggningarna i elcertifikatsystemet kan delas in i fyra kategorier:

- 1 Anläggningar som varken erhållit investeringsstöd eller driftsstöd (kommersiellt självbärande).
- 2 Anläggningar som har erhållit endast investeringsstöd
- 3 Anläggningar som har erhållit både investeringsstöd och driftsstöd
- 4 Anläggningar som endast erhållit stöd genom elcertifikatsystemet

Anläggningar i kategori 1 har aldrig fått statligt stöd och är således inte i behov av stöd. De klarar sig på egna ben men togs med i elcertifikatsystemet för att få likviditet i systemet. Denna kategori innehåller främst de industriella mottrycksanläggningarna men även en del kraftvärmeverk och vattenkraftverk. Den sammanlagda elproduktionen i dessa är uppskattningsvis ca 6 TWh.

Anläggningar i kategori 2 (exempelvis anläggningar som erhållit stöd enligt 1991 års kraftvärmestöd) har erhållit investeringsstöd men inte driftsstöd. Denna kategori innehåller främst kraftvärmeanläggningar och vattenkraftverk. Den sammanlagda elproduktionen i dessa är uppskattningsvis ca 3 TWh.

När ägarna till dessa anläggningar tog sitt investeringsbeslut så byggde det beslutet alltså på en kalkyl som går ihop utan någon form av driftsstöd.

Anläggningar i kategori 3 (exempelvis flertalet vindkraftverk) byggde sitt investeringsbeslut på att förutom investeringsstöd även få ett driftstöd. Det finns ett stort antal vindkraftverk inom denna kategori som byggts under år 2003-2004. Den sammanlagda produktionen är ca 0,8 TWh.

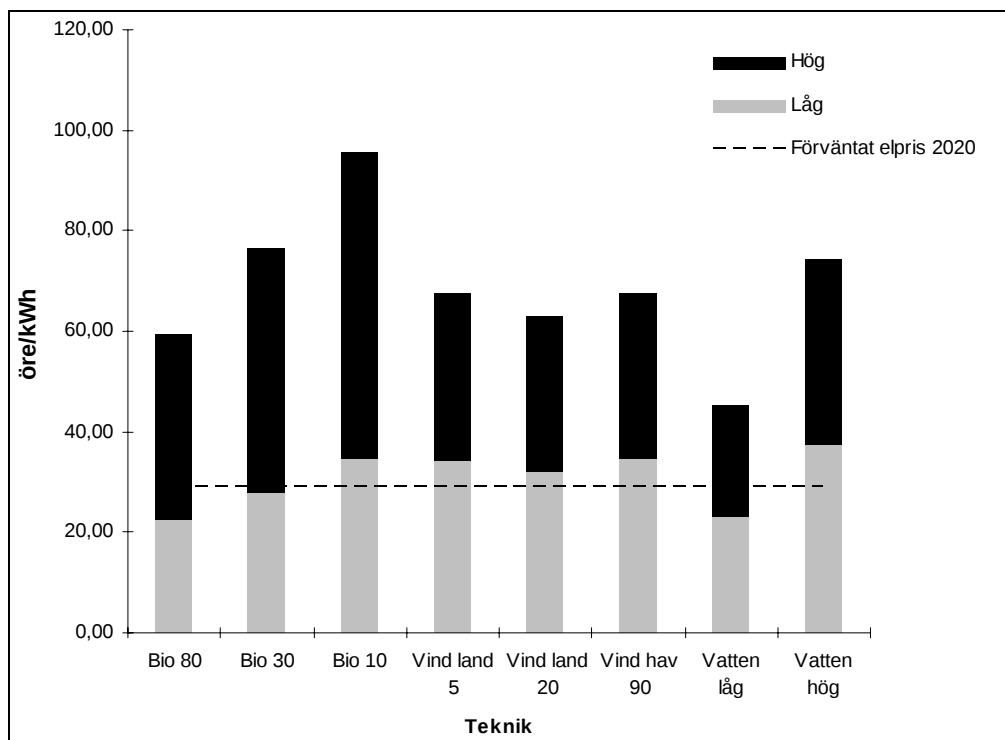
Anläggningar i kategori 4 har tagit sitt investeringsbeslut grundat på stöd enbart genom elcertifikatsystemet utan att ha fått något annat statligt stöd. Den sammanlagda elproduktionen i dessa är uppskattningsvis 0 TWh hittills.

4.3.3 Produktionskostnader för nya anläggningar idag

För nya anläggningar för förnybar elproduktion gäller andra förutsättningar eftersom en stor del av den totala produktionskostnaden för dessa energislag utgörs av fasta kostnader och ett investeringsbeslut kräver täckning för såväl rörliga som fasta kostnader. Vidare innebär det investeringar i ny teknik med annan teknisk prestanda beroende på kontinuerlig forskning och utveckling. I detta arbete har endast beräkningar gjorts för nyinvesteringar i elproduktionsanläggningar, således har inga beräkningar gjorts för olika typer av reinvesteringar som genererar ytterligare förnybar elproduktion.

Givet de antaganden som redovisats i avsnitt ovan kommer produktionskostnaderna för nya anläggningar som byggs idag se ut som i Figur 5. Då beräkningarna uppvisar stor variation för olika tekniker beroende på avskrivningstid, kalkylränta och värmekreditering har diverse olika scenarios beräknats. I figuren nedan visas resultaten i form av de högsta respektive de lägsta elproduktionskostnaderna i syfte att visa mellan vilka intervall det varierar. I bilaga 2 återfinns samtliga beräkningsresultat för samtliga scenarios.

Lägsta elproduktionskostnaderna är resultat från längsta avskrivningstiden på 30 år, lägsta kalkylräntan på 6 % samt den högsta värmekrediteringen på 0,21 öre/kWh_{värme}. På motsvarande sätt blir de högsta elproduktionskostnaderna resultat av den kortaste avskrivningstiden på 15 år, högsta kalkylränta på 14 % samt den lägsta värmekreditering på 0,15 öre/kWh_{värme}.

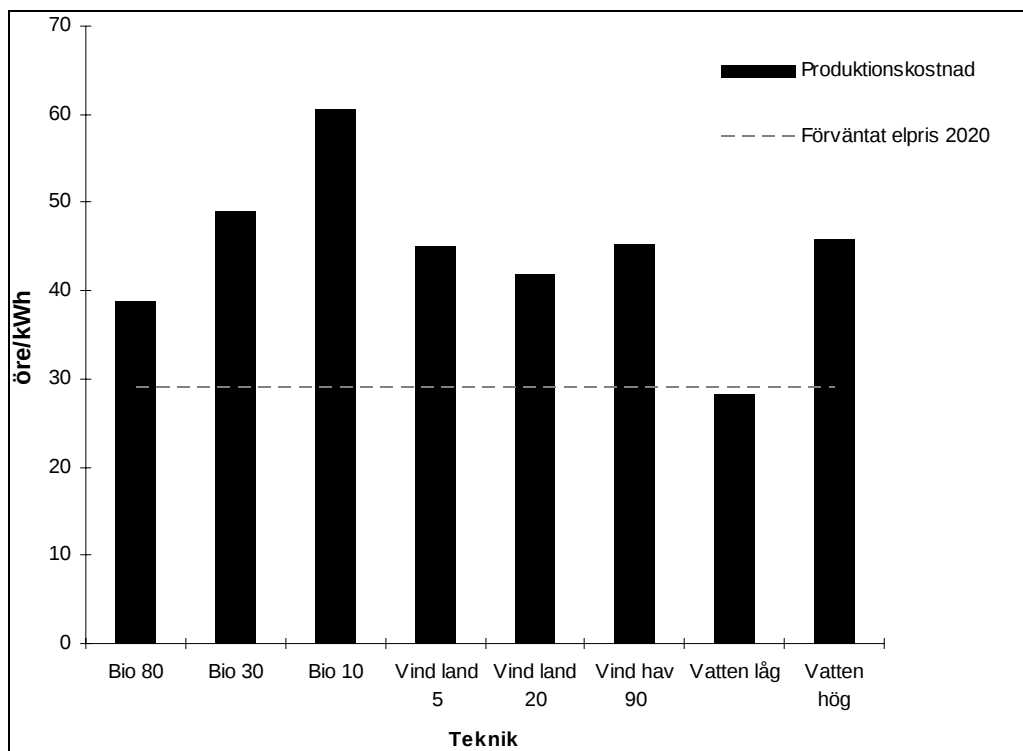


Figur 5 Elproduktionskostnad för dagens teknik för ny förnybar produktion

Källor: Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003

Variationen i elproduktionskostnader är stor beroende på antagna förutsättningar. Respektive teknik förutsätter egentligen olika förutsättningar för vår antaganden om avskrivningstid, kalkylränta och värmekreditering. I det lägsta känslighetsalternativet bland beräkningarna ser man att de flesta teknikerna ligger i närheten av vad intäkt i form av elpris visar. Billigaste teknikerna är den största biokraftvärmeanläggningen samt det lägre alternativet av vattenkraft vilka under dessa antaganden förefaller vara lönsamma utan stöd. Mindre biokraftvärme, vindkraften samt det högre alternativet av vattenkraft förefaller vara i behov av stöd. I det högsta känslighetsalternativet bland beräkningarna ligger samtliga teknikers elproduktionskostnad på en högre nivå än förväntat elpris. Med andra ord är dessa inte lönsamma att investera i utan stöd.

Vilka är då de mest rättvisande och realistiska produktionskostnaderna inom det givna spannet för att investeringar i ny produktion ska komma till stånd? Energimyndigheten bedömer att alternativet med 20 års avskrivningstid och 8 % real kalkylränta för samtliga teknikalternativ bäst visar de verkliga förhållandena. I figuren nedan visas de beräkningsalternativ som vi utifrån våra antaganden valt ut som mest realistiska. Räntan avser då avspeglar en genomsnittlig nivå innehållande lånekostnad, avkastningskrav samt riskpremie.



Figur 6 Elproduktionskostnader inklusive riskpremie för dagens teknik

Källor: Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003

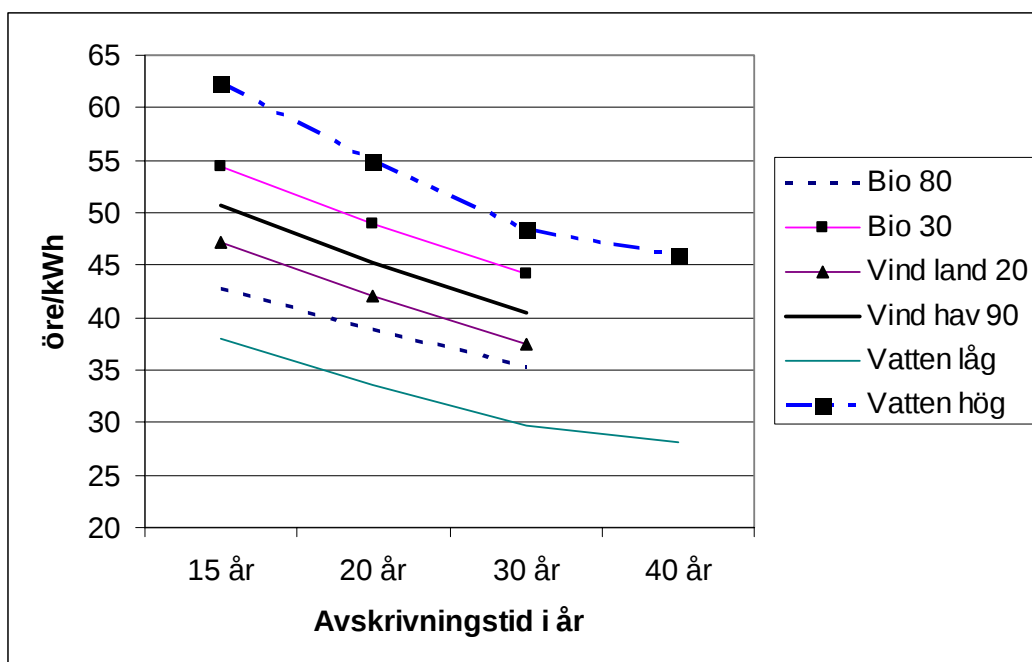
Riskenivån kan variera utifrån vilken teknik det är frågan om. Exempelvis kan det motiveras en aningen lägre riskpremie för kraftvärmeproduktion. Detta då endast en tredjedel av produktionen utgörs av el som ska avsättas på marknaden. Restande två tredjedelar är värme vilket säljs på en marknad där konkurrensen är ytterst begränsad då fjärrvärmenät är lokala eller regionala monopol. Risken blir i dessa fall lägre då värmen kan avsättas på en marknad med säkrare intäkter jämfört med avsättning av el på en konkurrensutsatt marknad i form av Nord Pool, i detta sammanhang vindkraft och vattenkraft.

Givet dessa antaganden om ekonomiska parametrar för beräkningarna visar figuren ovan på att samtliga teknikalternativ är i behov av stöd i relation till prognostiserat elpris. Undantaget är det lägre alternativet av vattenkraft som visar på lönsamhet utan stöd. Näst lägst produktionskostnader visar Bio 80 på följt av Vind land 20, Vind land 5, Vind hav 90, Vatten hög och Bio 30. Dyraste alternativet är Bio 10 som är märkbart dyrare. Stödbehovet varierar från fallet med Vatten låg som ej har stödbehov till Bio 10 som har högst stödbehov på drygt 30 öre/kWh. Beräkningsresultaten för produktionskostnaderna samt respektive stödbehov återfinnes i bilaga 2.

Känslighetsanalys

Att sätta relevanta förutsättningar för variablerna avskrivningstid, kalkylränta och värmekreditering är mycket svårt på ett generellt plan. Att hitta passande schabloner att räkna på för alla teknikerna finner vi inte rättvisande och relevant

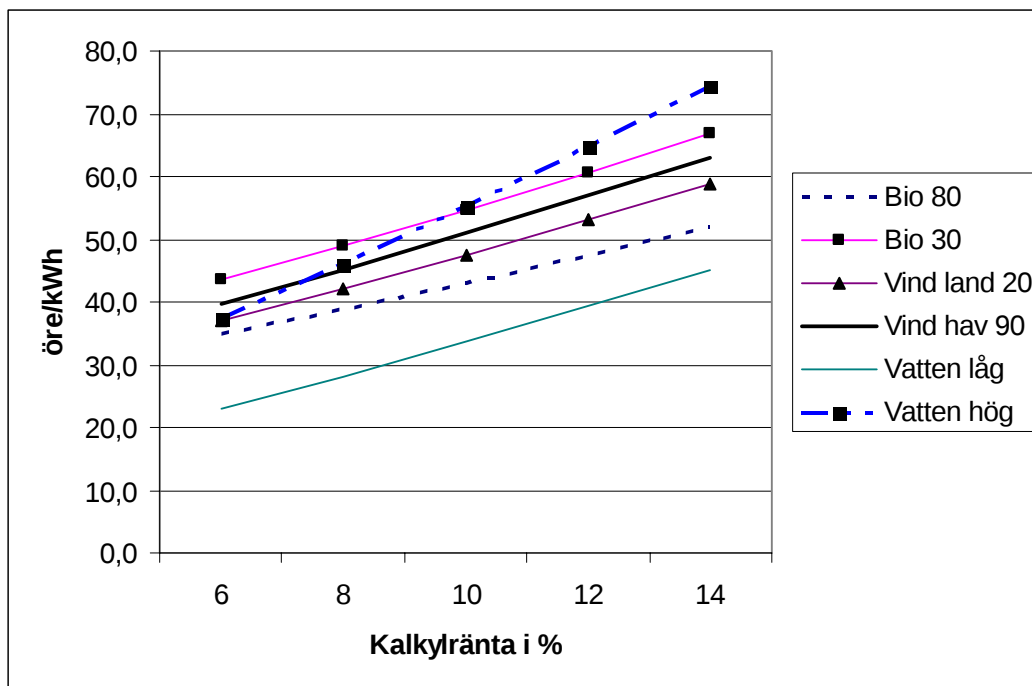
åskådliggörade av verkligheten. Exempelvis beror värmekrediterings storlek på vilken investeringssituation det handlar om. Denna skiljer sig åt beroende på om det är en nyinvestering eller olika typer av mer eller mindre omfattande reinvesteringar i befintliga anläggningar. Då förutsättningar varierar mycket för de olika teknikerna har därför känslighetsalternativ gjorts för att visa på hur dessa varierar och beror av varandra. I Figur 7 och Figur 8 nedan visas känsligheten för avskrivningstid respektive kalkylränta.



Figur 7 Elproduktionskostnad som funktion av avskrivningstid, 8 % kalkylränta

Källor: Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003

Resultaten visar att avskrivningstiden påverkar elproduktionskostnaden relativt mycket. Som visas i Figur 7 är det ett negativt samband i enlighet med ekonomisk teori. Detta innebär att elproduktionskostnaden sjunker med stigande avskrivningstid på investeringen. Kurvorna har ungefär samma lutning vilket talar för att avskrivningstiden inverkar tydligt på alla tekniker. Nivåerna på elproduktionskostnaderna är däremot olika. Däremot är det så att det råder stor osäkerhet vad gäller vilka avskrivningstider som är mest relevanta för respektive teknik. För vattenkraft har det i huvudsak räknats på 40 års avskrivning då det motiveras av det är stora kostnader för dessa investeringar. För de olika bioeldade kraftvärmelanläggningarna är en 20 årig-, alternativt en 30 årig avskrivningstid mest relevant. För vindkraften ligger de flesta avskrivningstider på mellan 15 och 20 år. Då detta föreligger blir vissa av dessa fall mindre relevanta för respektive tekniker. Exempelvis är inte en avskrivningstid på vattenkraft på 15 år eller en avskrivningstid på vindkraft på 30 år relevant att räkna på.



Figur 8 Elproduktionskostnad som funktion av kalkylränta. Avskrivningstid 20 år.

Källor: Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003

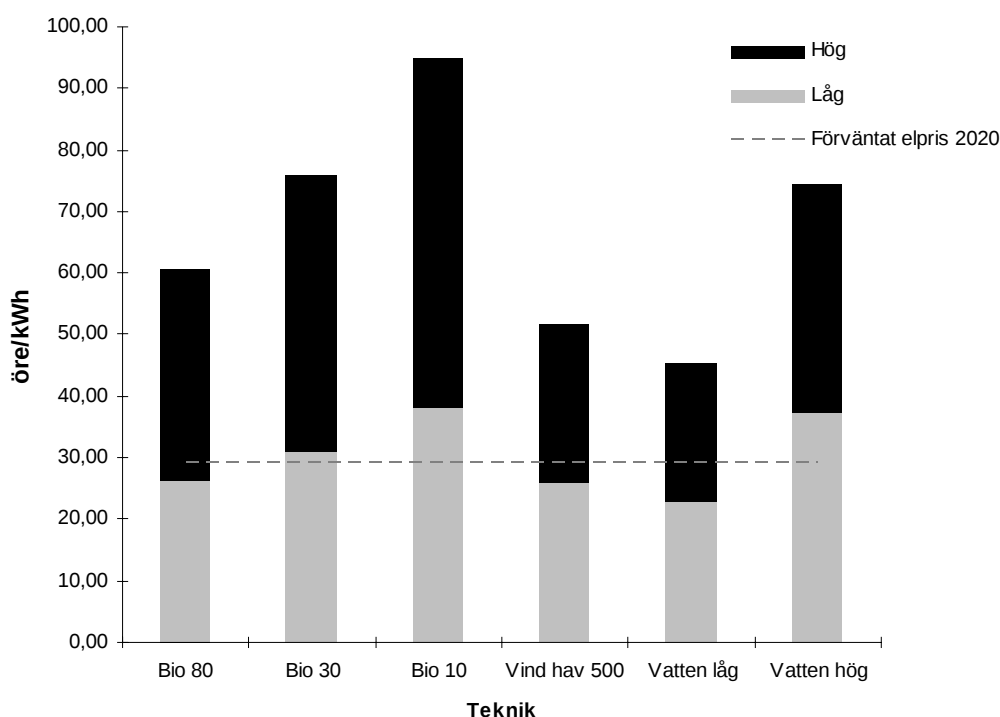
Elproduktionskostnaden stiger med stigande kalkylränta. Funktionerna har i princip samma lutning och man ser i figuren att kalkylräntan, eller avkastningskravet om man så vill, spelar många gånger en stor roll för produktionskostnaden. Intressant att notera är att vatten-hög får en mycket stor effekt av en höjd ränta, i jämförelse med de andra teknikerna, vilket i huvudsak förklaras av de stora kapitalinvesteringar som krävs för vattenkraft. I Figur 8 ovan har vi räknat med alternativet 20 års avskrivningstid.

På motsvarande sätt som vi räknar på olika känslighetsalternativ för avskrivningstid och kalkylränta har vi även räknat med fyra olika alternativ i nivå på värme-kreditering. Samtliga resultat visas i bilaga 2.

4.3.4 Framtida produktionskostnader i relation till elprisutvecklingen

När det gäller den framtida utvecklingen på elcertifikatmarknaden är det svårare att presentera säkra förutsägelser. För att bedöma produktionskostnader i framtiden måste hänsyn tas till så kallade "lärande effekter" och därigenom till att nyproduktionskostnaderna sjunker över tiden. Likaså måste antaganden om framtida bränslepriser och teknisk kapacitet göras vilket ytterligare ökar osäkerheten i beräkningarna.

I Figur 9 visas en bedömning av de framtida produktionskostnaderna för förnybara energislag baserat på en beräkningsmodell från Energimyndigheten med uppdateringar från Elforsk (El från nya anläggningar 2003). Utförlig beskrivning av antaganden och känslighetsanalys framgår i bilaga 2.

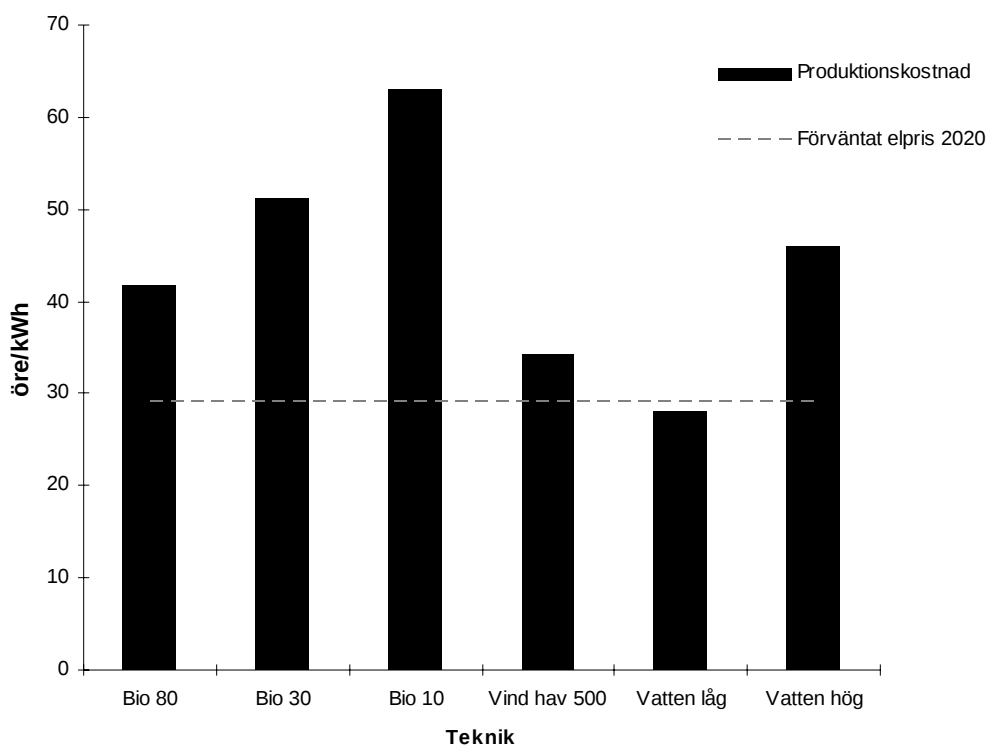


Figur 9 Elproduktionskostnad för vidareutveckling av dagens teknik för ny förnybar produktion år 2020

Källor: Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003

För vidareutveckling av dagens teknik ser man att variationen är fortsatt stor. Vidare har den teknikutveckling som förväntats leda till minskade kostnader till stora delar motverkats av att biobränslepriserna förväntas öka under perioden. I övrigt är bilden ungefär den samma. En skillnad är att vindkraftsalternativen i alternativet med dagens teknik ovan där man inte förväntar sig någon märkvärd vidareutveckling av tekniken av de landbaserade parkerna på 5 respektive 20 MW samt på den havsbaserade parken på 90 MW. Utvecklingen går mot aggregat och parker på 500 MW och det är främst där som teknikutvecklingen sker. Noterbart är att förbättrade tekniska och ekonomiska prestanda som förväntas i framtiden motverkas till stor del av ett förväntat högre skogflispris. (Se bilaga 2.)

På motsvarande sätt visas beräkningsresultaten för det mest realistiska fallet med 8 % ränta, 20 års avskrivningstid samt 0,17 öre/kWh_{värme} för vidareutveckling av dagens teknik till år 2020 i Figur 10 nedan.



Figur 10 Elproduktionskostnader inklusive riskpremie för vidareutveckling av dagens teknik för förnybar produktion år 2020

Källor: Energimyndighetens beräkningar, Elforsk 2003

Den enda teknik som ej visar på stödbehov är Vatten låg i detta fall. Övriga tekniker visar på stödbehov av varierad storlek (Se bilaga 2.)

4.3.5 Framtida stödbehov för förnybara energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet

Som visats tidigare i detta avsnitt finns det ett stödbehov även i framtiden för de förnybara energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet. Stödbehovet varierar naturligtvis mellan energikällor, vilket innebär att vid olika nivåer på elcertifikatpriset kommer olika produktionsslag att vara lönsamma respektive ej lönsamma att investera i. Själva tanken med systemet är ju också att elcertifikatpriset ska spegla marginalkostnaden för investering i den billigaste energikällan samt att de investeringar som är billigast och enklast att genomföra ska komma till stånd först. En successiv höjning av kvotnivån gör att produktion med högre marginalkostnad tvingas in i systemet. Med elcertifikatsystemet får man således acceptera att förnybar elproduktion kommer till stånd utan att göra någon gränsdragning mellan vilken typ av förnybar elproduktion det handlar om.

Däremot finns en ytterligare gränsdragning som är relevant att se till när det handlar om stödbehovet för förnybara energikällor och det är mellan befintliga anläggningar och nyinvesteringar. Befintliga anläggningar i elcertifikatsystemet är

över lag redan lönsamma och har i många fall fått olika typer av statliga stöd tidigare. Speciellt befintliga anläggningar inom den småskaliga vattenkraften, kraftvärmen och det industriella mottrycket har gynnats kraftigt av elcertifikatsystemet. För vindkraften har elcertifikatsystemet inneburit en normalisering av det tidigare mycket generösa systemet.

Då det huvudsakliga syftet med elcertifikatsystemet är att *öka* den förnybara elproduktionen med 10 TWh till 2010 jämfört med 2002 års nivå är det relevant att ställa sig frågan om det är kostnadseffektivt att stödja både befintlig produktion och nyproduktion med elcertifikatsystemet? Fördelarna med att även befintlig produktion är inkluderad i systemet är flera. T.ex. ger det en likviditet i elcertifikatmarknaden vilket är en förutsättning för att handel på en ny elcertifikatmarknad ska fungera. Med befintliga anläggningar inkluderade i elcertifikatsystemet minskar också en uppenbar risk att biobränsleeldade kraftvärmeverk konverterar till andra bränslen om stödet försvinner. I detta sammanhang är det viktigt att även ta hänsyn till övriga styrmedel med syfte att gynna biobränsleanvändning framför fossila bränslen, speciellt då handel med utsläppsrätter och koldioxidskatt. Den mest uppenbara nackdelen med att befintliga anläggningar är berättigade elcertifikat är att konsumenterna via sin kvotplikt inte endast betalar för nyinvesteringar utan även får betala för kommersiellt självbärande anläggningar.

En lösning på detta är att fasa ut befintliga anläggningar ur systemet. I det sammanhanget bör också frågan ställas om även den period som nya anläggningar ska få certifikat tilldelade bör begränsas. Detta beskrivs utförligare i stycket nedan.

Fasa ut befintliga anläggningar och tidsbegränsa tilldelningen av certifikat

Det huvudsakliga skälet för att fasa ut befintliga anläggningar och tidsbegränsa tilldelningen av certifikat är kostnadseffektivitet och trovärdigheten mot konsumenterna. Vid de intervjuer som gjorts av Energimyndigheten har åsikter framkommit om att systemet bör premiera ombyggnad och nyinvesteringar och att det därför är viktigt att gamla anläggningar fasas ut ur systemet.

En eventuell begränsning för med sig flera fördelar och även nackdelar vilka summeras i tabellen nedan:

Tabell 5 Fördelar och nackdelar med att tidsbegränsa tilldelningen av certifikat

Fördelar	Nackdelar
+ Kostnaden för konsumenten blir mindre då konsumenten via sin kvotplikt slipper betala för kommersiellt självbärande anläggningar eller anläggningar som fått stort stöd genom certifikatsystemet under många år	- Idag befintliga anläggningar kan "komma i kläm" och missgynnas för mycket om de åker ut.
+ Energikällor som inte har några utsikter att klara sig utan stöd på lång sikt kommer inte att investera. Det sker en viss hälsosam selektion mellan tillgängliga tekniker.	- Avskrivningstider måste kanske kortas vilket innebär nya rutiner för branschen och risk för ett högre certifikatpris.
+ Om regeln utformas rätt kan den premiera nyinvesteringar, alltså nya anläggningar, samt ersättning av gammal utrustning i befintliga anläggningar	- Anläggningarna kan sluta producera el eller konvertera till ett fossilt bränsle efter att de åkt ut.
+ Det blir möjligt att avveckla systemet på ett kontrollerat sätt och utan att försätta anläggningar i konkurs.	- Kvoter måste justeras för anläggningar som försvinner ur systemet. Potentiell osäkerhet om certifikatberättigad produktion.

Om en tidsbegränsning för anläggningars certifiering ska införas är det ett flertal faktorer som måste utredas närmare för att praktiskt kunna utforma ett enkelt och rättvist system:

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

Energimyndigheten anser att frågan om begränsad tilldelning bör övervägas men samtidigt krävs en utförligare analys. Energimyndigheten tar därför inte ställning till frågan i denna rapport. När framtida scenarion presenteras senare i denna rapport kommer det dock illustreras hur kvoterna påverkas om tilldelningsperioden begränsas.

4.4 Potential för förnybar elproduktion

I uppdraget ingår att ”göra en bedömning av om ambitionsnivån i elcertifikatsystemet kan höjas till år 2012” och att ”analysera olika scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden” samt att ”redovisa en prognos för den möjliga förnybara elproduktionskapaciteten fram till år 2012.” För att kunna göra detta behövs en analys av potentialen för förnybar elproduktion. I detta avsnitt presenteras bedömningar av potentialen för de energikällor som idag berättigar till elcertifikat. Utgångspunkterna för bedömningarna redovisas noggrannare i bilagorna. En detaljerad potentialbedömning har gjorts fram till 2015. En utblick mot 2025 görs även men där är skattningarna betydligt osäkrare.

Vindkraft, biobränslen och vattenkraft är de energikällor som i dagsläget har störst potential att producera stora mängder el till rimliga kostnader. Därför studeras de mer ingående än solenergi, vågenergi samt geotermisk energi. Potentialen för torv redovisades separat i etapp 1 av översynen av elcertifikatsystemet och tas därför inte upp i denna rapport (Energimyndigheten 2004).

Potentialerna undersöks med avseende på fyra nivåer. Den naturliga, tekniska, ekonomiska och praktiska potentialen för varje teknik. Med *naturlig potential* avses de naturliga förutsättningarna om t.ex. all yta på land och till havs skulle användas för vindkraft, eller allt värmeunderlag i fjärrvärmenäten skulle användas till biobränslebaserad kraftvärme. Med *teknisk potential* menas den potential som ges av dagens teknik och en trolig framtida teknikutveckling. T.ex. så är möjligheten att producera el med kraftvärme beroende av vilket bränsle som används eftersom olika bränslen har olika tekniska förutsättningar för att producera el. Den *ekonomiska potentialen* är en bedömning av vad som kan anses som ekonomiskt rimligt eller önskvärt att realisera. Solel är t.ex. ur en teknisk synvinkel mycket intressant men de kostnadsnivåer som gäller i dagsläget och inom överskådlig tid gör det inte troligt att solel kommer att producera stora mängder el de närmaste åren. Slutligen har den *praktiska potentialen* undersökts. Här studeras främst de ledtider som nya anläggningar har från förstudie till driftstart. Samtidigt görs också en bedömning av kapaciteten hos europeiska projektörer, leverantörer och andra aktörer att möta en stor ökning av marknaden i Sverige. Den praktiska potentialen är hämtad ur en konsultrapport som Energimyndigheten beställt (WSP 2004).

Potentialbegreppen ovan är inte inbördes avgränsade. Framförallt är den tekniska och ekonomiska potentialen intimt förknippade. Mycket går att lösa tekniskt om tillräckligt mycket pengar finns. Ett genombrott i teknikutvecklingen betyder ofta att kostnaderna sjunker. Ny teknik kan också innebära att de naturliga potentialerna går att utnyttja effektivare.

De tekniska, ekonomiska och praktiska potentialerna är dynamiska och kan genomgå stora förändringar, t.ex. vid genombrott i teknikforskning eller förändringar i lagstiftningen. I föreliggande arbete har en bedömning om framtiden gjorts utifrån dagens kunskap och erfarenhet.

Potentialerna ovan vägs också samman med de uppgifter om planerad utbyggnad som Energimyndigheten samlat in.

Inledningsvis ges i detta avsnitt en bild av den faktiska utbyggnaden under 2003 samt den utbyggnad som planeras.

4.4.1 Faktisk utbyggnad år 2003

De anläggningar som nu är godkända för tilldelning av elcertifikat består av befintliga anläggningar som var i drift när elcertifikatsystemet infördes men även ett antal nya anläggningar som tagits i drift efter den 1 maj 2003. Under år 2003 togs 38 anläggningar i drift och under år 2004 fram till den 30 april 2004 har ytterligare 9 anläggningar tillkommit. Årsproduktionen är 0,1 TWh i de nya anläggningar som redovisas i Tabell 6 enligt de uppgifter som aktörerna har angivet i sina ansökningar.

Tabell 6 Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat den 1 maj 2004 med drifttagningsdatum efter den 1 maj 2003

	Godkända anläggningar [st]	Installerad effekt [kW]	Årsproduktion [GWh]
Vatten	7	1794	6,5
Vind	39	44305	86,2
Biobränsle	1	1400	11,3
Sol	0	0	0
Totalt	47 st	47499 kW	104 GWh

Anm. Inom vattenkraft finns en helt ny anläggning på 1500 kW. De övriga är mycket små anläggningar som har återupptagit drift efter uppgradering eller renovering.

Källa: Energimyndigheten

4.4.2 Planerad utbyggnad

Energimyndigheten har undersökt vilken planer som finns som kan öka produktionen av förnybar el.

Undersökningen har skett genom intervjuer och rundringningar. De uppgifter Energimyndigheten fått är ibland mycket noggranna och ibland uppskattningar. Bedömningarna redovisas noggrannare i potentialbilagorna.

Tabell 7 Planerad utbyggnad enligt Energimyndighetens rundringning (GWh)

Planerad utbyggnad	Till år 2010	Till år 2015
Kraftvärme i fjärrvärme	850	850*
Industriellt mottryck	1250	1700
Vindkraft	4300**	12500**
Vattenkraft	430	580
<i>varav nya anläggningar</i>	<i>50</i>	<i>70</i>
Sol, våg, geotermi	0,3 (vågkraft)	0,3
Summa	6830 GWh	15630* GWh

* För åren 2010-2015 finns ingen uppgift om vilken ökning av produktionen som planeras i kraftvärmen. Siffran som anges är alltså den som gäller för år 2010.

** Exklusive Fladen- projektet som har fått avslag av Regeringen.

Det industriella mottrycket har tagit en del beslut om investeringar samt har fler beslut på gång. Sammanlagt rör det sig om ca 1,25 TWh fram till år 2010 och merparten av dessa beräknas börja producera år 2006-2007. Kraftvärmen har planer som kan ge 0,75-0,95 TWh förnybar el och dessa planer ligger över lag i perioden år 2007-2010. Båda det industriella mottrycket och kraftvärmen har angett det viktigaste villkoret för att dessa planer skall bli av är att systemet förlängs. Planerna för vattenkraften ligger utspridda i tiden. Planerad produktionsökning är ca 0,43 TWh till år 2010 och det största tillskottet kommer att komma ifrån reinvesteringar i den storskaliga vattenkraften. Dessa kommer sannolikt att fördelas jämnt över åren enligt kraftbolagens reinvesteringsplaner.

Utbyggnadsplanerna för vindkraft på land är 3,1- 4,2 TWh enligt bilaga 3, Energi-myndigheten har emellertid inte verifierat siffran eller hur långt framskridna planerna är. Planerna för vindkraft till havs är ca 9,5 TWh inklusive Fladen-projektet om 0,7 TWh som dock fått avslag av regeringen. De flesta projekten väntar fortfarande på tillstånd och om finansieringen löser sig är det troligt att de första parkerna kan stå klara under år 2006-2007.

Siffrorna för år 2015 är mer osäkra eftersom uppgiftslämnarna är färre och planerna inte lika genomarbetade. Sannolikt kommer planerna att öka för denna period om certifikatsystemet permanentas och kvoter sätts för en längre tidshorisont.

Planerna kommer garanterat att ändras. T.ex. kan mottrycksturbiner dimensioneras om, planer på nya kraftvärmeverk skrotas och vindkraftsparkar kan misslyckas med att få tillstånd. Det kan givetvis också tillkomma nya planer.

Den dominerande posten är den för vindkraft. Det är också den mest osäkra p.g.a. osäkerheten i om vindkraftsparkerna erhåller tillstånd samt finansiering.

4.4.3 Potential för vindkraft

I detta avsnitt väger vi samman allt det som framkommit rörande naturlig, teknisk, ekonomisk och praktisk potential för vindkraft. En utförlig analys av potentialen för vindkraft presenteras i bilaga 3.

Resultaten ifrån potentialbedömningarna sammanfattas i Tabell 8.

Tabell 8 Potential för vindkraft inklusive befintlig produktion (TWh)

År	2010	2012	2015	2020	2025
Naturlig potential	Mer än 150				
Teknisk potential	30				
Ekonomisk potential	30 TWh vid 45-65 öre/kWh				
Praktisk potential*	6,5	11	20	37	57
Planerad produktion**	4,3	12,5		-	-
Rimlig potential***	4,2	9	10	-	-

* Inbegriper inte den befintliga produktionen.

** Exklusive Fladen- projektet som fått avslag av regeringen.

*** Inklusive produktionen under certifikatsystemets 12 första månader som uppgick till 0,72 TWh.

Anm. För de rutor som markeras ”-” har ingen bedömning gjorts.

Nedan ges kommentarer till siffrorna. Det är en kortare sammanfattning av vad som står i bilaga 3.

Naturlig potential

Till land uppskattas den till mellan 35-70 TWh och då ingår inte Norrland samt några län i mellansverige. Endast vindförhållanden och ett minsta avstånd till befintliga bostäder har varit begränsande. Till havs uppskattas potentialen till över 100 TWh och då är endast vattendjupet begränsande.

Teknisk potential

Det som tekniskt sätter begränsningen för hur mycket vindkraft som kan byggas är sannolikt hur mycket det övriga elsystemet kan balansera på ett kostnads-effektivt sätt. När kostnaderna för effektreserv och överföringsnät stiger över en viss nivå närmar sig gränsen för vad som är eftersträvänsvärt. En trolig gräns för när marginalkostnaderna börjar bli stora är vid 10-30 % vindkraft i systemet. Detta bör beräknas på hela Norden eftersom Norden både fysiskt och ekonomiskt är ett gemensamt elsystem. Om vi antar 20 % vindkraft i Norden, som har en elförbrukning kring 400 TWh, så innebär det 80 TWh vindkraft varav 30 TWh i Sverige.

Ekonomisk potential

Den ekonomiska potentialen överensstämmer med den tekniska vid ersättningsnivåer om 45-65 öre/kWh. Den tekniska potentialen begränsas av ökade systemkostnader när vindkraften utgör en stor andel av den totala elproduktionen.

Ledtider och praktisk potential

Det finns inga praktiska hinder i form av begränsad kapacitet i vindkraftsindustrin etc. för att kraftigt öka utbyggnaden av vindkraft. Begränsningen utgörs av de ledtider som finns från förstudie till driftstart. Det mest tidskrävande är tillståndsprocessen och den främsta flaskhalsen för vindkraftsutbyggnad utgörs av det antal ärenden som tillståndsmyndigheterna har resurser att hantera varje år. Baserat på detta bedöms den maximala utbyggnadstakten till vad som anges i Tabell 8 (WSP 2004).

Planerad produktion

Planerad produktion är vad som kommit Energimyndigheten till känna hösten 2004. Volymen produktion kan ändras beroende på att fler eller färre verk byggs samt att effekten ändras på varje verk. Produktionen kan också helt utebli om anläggningen inte får tillstånd eller finansiering.

Rimlig potential – diskussion

Baserat bl.a. på de intervjuer som Energimyndigheten gjort är några saker direkt avgörande för att vindkraften skall byggas ut i en omfattning som stämmer överens med planeringsmålet, d.v.s. 10 TWh.

Långsiktigheten i elcertifikatsystemet måste öka, dvs. att marknaden får reda på vad som händer med certifikatsystemet efter år 2010. Certifikatsystemet måste också vara trovärdigt samt garantera *tillräckliga ersättningsnivåer* så att ekonomiska kalkyler för investeringar går ihop. Anläggningarna måste också *erhålla tillstånd*. För att det skall ske måste sannolikt planeringsmålet implementeras och följas. Det är också troligen nödvändigt att tillståndsmyndigheterna får ökade resurser. Önskvärt är också att tillståndsprocessen effektiviseras.

Energimyndigheten har inte haft möjlighet att undersöka sannolikheten för att olika vindkraftsprojekt skall få alla tillstånd. Därför är det inte möjligt att ange någon rimlig potential. Energimyndigheten utgår dock ifrån projekt motsvarande planeringsmålet om 10 TWh kommer att få sina tillstånd samt att de även kommer att erhålla finansiering. En rimlig potential till år 2012 sätts därför till 9 TWh. Om det framstår som konstigt att potentialen är 10 TWh år 2015 och 9 TWh redan år 2012 så beror det på att siffran för år 2015 är begränsad av planeringsmålet. Det är alltså siffran för år 2015 som är "låg" och inte siffran för år 2012 som är "hög" om man relaterar dem till varandra.

Klart är dock att vindkraften är det certifikatberättigade kraftslag som inom överskådlig tid, fram till år 2015, har störst utbyggnadspotential. Om tillstånd ges och certifikatsystemet fungerar så har vindkraften potential att leverera det som eftersträvas av riksdagen.

4.4.4 Potential för biobränslebaserad kraftvärme i fjärrvärmenäten

I detta avsnitt studeras potentialen för biobränslebaserad kraftvärme i fjärrvärmenäten. En utförlig analys av potentialen för biokraftvärme i fjärrvärmenäten presenteras i bilaga 4.

Resultaten ifrån potentialbedömningarna sammanfattas i Tabell 9.

Tabell 9 Potential för kraftvärme inklusive befintlig produktion (TWh)

År	2010	2012	2015	2020	2025
Naturlig potential	30-66	-	-	-	40-88
Teknisk potential*	15	-	-	-	-
Ekonomisk potential	31-89 öre/kWh, sannolikt 49-61 öre/kWh				
Praktisk potential**	6	9	14,6	24	32
Planerad produktion	0,75-0,95	-	-	-	-
Rimlig potential*	4,5	5	6	-	-

* Inklusive produktionen under certifikatsystemets 12 första månader som uppgick till 2,98 TWh. Sent inlämnade bränsledeklarationer motsvarar ytterligare ca 0,05 TWh. Under perioden producerades 0,1 TWh från torv under 1 månad (april 2004). Se vidare avsnitt "Statistik".

** Inbegriper inte den befintliga produktionen. Ledtiderna gäller för den sammanlagda utbyggnaden av pannor i Sverige, alltså även pannor till industriellt mottryck och pannor som inte är certifikatberättigade.

Anm. För de rutor som markeras "-" har ingen bedömning gjorts.

Nedan ges kommentarer till siffrorna. Det är en kortare sammanfattning av vad som står i bilaga 4.

Naturlig potential

Den naturliga potentialen år 2010 är beräknad på 60 TWh värmeunderlag. Den lägre siffran relaterar till alfavärde 0,5 (konventionell ångcykel, biobränsle) och den högre siffran till alfavärde 1,1 (kombicykel, förgasade biobränslen). För år 2025 är siffrorna beräknade på värmeunderlaget 80 TWh.

Teknisk potential

Den tekniska potentialen för år 2010 är beräknad på ett värmeunderlag av 50 TWh vilket motsvarar värmeunderlaget år 2002. År 2010 beräknas värmeunderlaget vara 60 TWh och den tekniska potentialen är således större än vad som anges i tabellen. Potentialen växer emellertid inte proportionellt mot värmeunderlaget.

Ekonomisk potential

Spannet för kraftvärmens produktionskostnader är stort, mellan 31-89 öre/kWh enligt Energimyndighetens beräkningar. Trolig kostnad är mellan 49-61 öre/kWh. Varje kraftvärmeprojekt är unikt och kalkylen ser helt olika ut beroende på värmekreditering, bränslepriser, lånevillkor, anläggningens storlek etc. Det är inte möjligt att ange vilka volymer som kan byggas till olika kostnader.

Ledtider och praktisk potential

Dessa potentialer bygger på att marknaden klarar att uppföra 20 pannor om året med en medeleffekt på 20 MW. Utnyttjandetiden har satts till 4 500 h per år.

Planerad produktion

Bygger på en rundringning till de anläggningar som har aviserat planer på utbyggnad, ca 20 stycken.

Rimlig potential – diskussion

Det avgörande för att nya kraftvärmepannor skall byggas är att det behövs en ny panna i det lokala systemet. Det kan bero på att den befintliga kapaciteten är för liten eller att underhållskostnaderna på den gamla anläggningen är för hög. Elcertifikatsystemet tas med i kalkylen när den nya anläggningen utformas och certifikatsystemet har, enligt de intervjuer Energimyndigheten genomfört, kraftigt ökat intresset och lönsamheten för kraftvärme gentemot hetvattenpannor utan elproduktion.

Det är dock inte troligt att väl fungerande anläggningar ersätts av nya kraftvärmeanläggningar endast på grund av att elcertifikatsystemet har gett ekonomiska incitament för detta. Möjligen kan certifikatsystemet påskynda processen med att ersätta en gammal anläggning med några år. Certifikatsystemet kan också uppmuntra till en utformning av anläggningen som ger högt elutbyte.

Certifikatsystemet uppmuntrar dock till bränslebyten och ändrade drifrutiner vilket kan ge ett tillskott i befintliga anläggningar. En stor del av denna potential har med stor sannolikhet redan utnyttjats.

Det är viktigt att inse att elproduktionen ifrån kraftvärmesektorn inte svarar direkt på prissignaler. Alltså, om inkomsterna ifrån elförsäljning och elcertifikat skulle bli mycket höga så kommer det inte att garanterat leda till en snabb utbyggnad av hela potentialen för kraftvärme. Det beror på att ett kraftvärmeverk i första hand grundar sin verksamhet på att tillgodose ett annat behov, nämligen det lokala värmebehovet. Elproduktion betraktas mer som en biprodukt som kan ge bättre totalekonomi eller flexibilitet för anläggningen. Värmeunderlaget och konditionen hos den befintliga anläggningen väger tyngre än elcertifikatsystemet för när i tiden en nyinvestering skall göras. Om elcertifikatsystemet fungerar väl kan givetvis detta synsätt ändras något så att elproduktionen i större utsträckning styr investeringsbesluten.

Den rimliga potentialen består av den befintliga produktionen samt den planerade tillkommande produktionen. Energimyndighetens undersökning av planerad kapacitet gör dock inte anspråk på att vara komplett. Det kan finnas fler projekt under planering och självklart tillkomma nya. Vid en god utformning av elcertifikatsystemet så gör Energimyndigheten bedömningen att bibränslebaserad kraftvärme i fjärrvärmenäten kan uppgå till 6 TWh år 2015.

4.4.5 Potential för vattenkraft

I detta avsnitt studeras potentialen för att öka vattenkraftsproduktionen i Sverige. En utförlig analys av potentialen för vattenkraft presenteras i bilaga 5.

Potentialen för ökad vattenkraftsproduktion består i tre olika kategorier: Att bygga nya storskaliga vattenkraftverk (>1500 kW), att bygga nya småskaliga vattenkraftverk (<1500 kW), samt att genom ombyggnad öka produktionen i befintliga vattenkraftverk. Alla dessa är berättigade till elcertifikat. Berättigade till elcertifikat är även anläggningar som har tagits ur drift före den 1 juli 2001 och som därefter tagits i drift efter utgången av 2002.

Resultaten ifrån potentialbedömningarna sammanfattas i Tabell 10.

Tabell 10 Potential för vattenkraft inklusive befintlig produktion (TWh)

År	2010	2012	2015	2020	2025
Naturlig potential***	200				
Teknisk potential***	130				
Ekonomisk potential	Storskalig 5, 28-46 öre/kWh, effektiviseringar 2, småskalig 1				
Praktisk potential**	0,09	0,16	0,27	0,45	0,63
Planerad produktion	0,43	-	0,58	0,65	-
Rimlig potential*	2,25	2,3	2,5	-	-

* Inklusive produktionen under certifikatsystemets 12 första månader som var 1,75 TWh.

**Leditiderna gäller endast utbyggnad av småskalig vattenkraft och innefattar inte befintliga kraft.

*** Inklusive befintlig storskalig vattenkraft som utgör 65 TWh.

Anm. För de rutor som markeras ”-” har ingen bedömning gjorts.

Nedan ges kommentarer till siffrorna. Det är en kortare sammanfattning av vad som står i bilaga 5.

Naturlig potential

Den naturliga potentialen är beräknad utifrån Sveriges topografi och vattenavrinning. Även rännilar och bäckar ingår. Originalreferensen är dock oidentifierad.

Teknisk potential

Den tekniska potentialen angavs i ett par utredningar på 70-talet till 130 TWh men det är oklart hur detta har beräknats.

Den tekniska potentialen för att öka produktionen i befintliga storskalig vattenkraft beräknas i en utredning till 3,1 TWh.

Ekonomisk potential

Energimyndighetens bedömning är att den ekonomiska potentialen för utbyggnad i de exploaterade stora älvarna är max 5 TWh. Kostnaden har av Energimyndigheten beräknats till 28-46 öre/kWh. Potentialen för småskalig utbyggnad är ytterligare ca 1 TWh. Detta gäller då främst nedlagda kraftverk samt

kraftverk vid befintliga dammar som ej nyttjats till kraftändamål. Ekonomisk potential för effektiviseringar i den befintliga storskaliga vattenkraften är inte utredd men den tekniska potentialen är 3 TWh varför 1-2 TWh är en god gissning.

Ledtider och praktisk potential

De siffror som återges i tabellen innefattar endast småskalig vattenkraft. Storskalig vattenkraft har i princip samma ledtider men ger mycket mer energi vilket förändrar beräkningarna över hur mycket volym som teoretiskt kan komma in avsevärt. Skillnaden mellan praktisk potential och planerad produktion utgörs främst av effektiviseringar i den storskaliga vattenkraften.

Planerad produktion

Planerad produktion utgörs till största delen av produktionsökningar i storskalig vattenkraft, men även av en del nya småskaliga projekt.

Rimlig potential – diskussion

Förutsättningar för att bygga ut vattenkraften finns. Det finns outnyttjade resurser som kan byggas ut till rimlig ekonomi. I dagsläget finner Energimyndigheten det dock inte troligt att någon större utbyggnad kommer att ske. Intresset för att projektera nya anläggningar förefaller mycket lågt. Sannolikt beror detta på den tidskrävande och dyra tillståndsprocessen samt det stora motståndet mot ökad utbyggnad av vattendragen. T.ex. har Svenska naturskyddsföreningen tagit ett principbeslut om att motsätta sig all vidare vattenkraftsutbyggnad. Den största delen av den ekonomiska potentialen är dessutom skyddad mot utbyggnad genom Miljöbalken. Även EU försvårar utbyggnaden av vattenkraft genom arbete med att utse natura 2000- områden samt EG:s ramdirektiv för vatten (2000/60/EG).

Ointresset för att bygga nya vattenkraftverk avspeglar sig i mängden planerad tillkommande produktion. Fram till år 2010 planeras 430 GWh och fram till år 2020 planeras ytterligare 220 GWh. Det mesta kommer ifrån effektiviseringar i befintlig storskalig vattenkraft som görs inom det ordinarie underhållet av kraftstationerna. De nya småskaliga kraftverk som byggs, har oftast gamla tillstånd.

Det är dock möjligt att certifikatsystemet ger ny ökad drivkraft för att projektera vattenkraft. Det kan yttra sig i att reinvesteringarna i befintliga anläggningar blir mer omfattande samt att gamla nedlagda kraftverk tas i drift igen. Denna slumrande potential kanske väcks till liv av ett väl fungerande elcertifikatssystem.

Med detta som bakgrund är det Energimyndighetens bedömning att vattenkraften kan öka med ca 0,75 TWh till år 2015.

4.4.6 Potential för biobränsle i industriellt mottryck

I detta avsnitt studeras potentialen för *biobränsle* i industriellt mottryck. En utförlig analys av potentialen för biobränsle i industriellt mottryck presenteras i bilaga 6.

Resultaten ifrån potentialbedömningarna sammanfattas i Tabell 11.

Tabell 11 Potential för industriellt mottryck inklusive befintlig produktion (TWh)

År	2010	2012	2015	2020	2025
Naturlig potential	-	-	-	-	-
Teknisk potential	-	-	-	-	-
Ekonomisk potential	-	-	7	-	-
Praktisk potential**	6	9	14,6	24	32
Planerad produktion	1,25	1,4	1,7	-	-
Rimlig potential*	6	6,4	7	-	-

* Inklusive produktionen under certifikatsystemets 12 första månader som uppgick till 4,47 TWh. Sent inlämnade bränsledeklARATIONER motsvarar ytterligare ca 0,05 TWh. Under perioden producerades endast 1 GWh med torv i det industriella mottrycket. Se vidare avsnitt "Statistik".

** Ledtiderna inbegriper inte den befintliga produktionen. Ledtiderna gäller för den sammanlagda utbyggnaden av pannor i Sverige, alltså även pannor till fjärrvärmenäten och pannor som inte är certifikatberättigade.

Anm. För de rutor som markeras "-" har ingen bedömning gjorts.

Nedan ges kommentarer till siffrorna. Det är en kortare sammanfattning av vad som står i bilaga 6.

Rimlig potential – diskussion

Energimyndigheten gör bedömningen att den förnybara produktionen inom det industriella mottrycket kan öka till 7 TWh till år 2015. Produktionen de 12 första månaderna av certifikatsystemet var 4,5 TWh förnybar el. Baserat på kända planer för utbyggnad gör Energimyndigheten bedömningen att produktionen år 2010 kan uppgå till 6 TWh.

4.4.7 Potential för sol-, våg- och geotermisk energi

Sol, våg och geotermisk elproduktion är mindre mogna tekniker och kommer sannolikt att ta plats i elcertifikatsystemet först efter år 2020. Potentialerna för sol- och vågenergi är emellertid betydande.

Solenergi

Den tekniska potentialen kan som ett exempel beräknas utifrån den totala tak- och fasadyta på byggnader som finns tillgänglig i Sverige, med tanke på orientering och konstruktion. Teoretiska beräkningar visar att ytor som är praktisk tillgängliga och träffas av >70 % av maximal instrålning uppgår till cirka 400 miljoner kvadratmeter med en potentiell produktion om 20-80 TWh sol (SolEl 97-99). Det ger en uppfattning om hur mycket sol el som skulle kunna produceras i Sverige. På längre sikt kan även solcellsfält bli aktuell med tanke på den rikliga tillgången till outnyttjad mark som finns i Sverige (WSP 2004).

Kostnaden för el producerad med solceller ligger idag på mellan 3-5 kr per kWh, denna kostnad beräknas sjunka till 2 kr/kWh år 2012, för att till år 2020 vara nere på 1 kr/kWh för nätanslutna system (Energimyndigheten 2004). Instrumentet med elcertifikat är i dagsläget otillräckligt för att stödja framväxten av en kommersiali-

serad marknad för elproduktion från solceller. Solcellen är helt enkelt för dyr per kilowattimme för att instrumentet ska vara verkningsfullt. Det finns idag endast en solanläggning i Sverige som är godkänd för elcertifikat. För den anläggningen har inga mätvärden rapporterats under 2004 och inga elcertifikat har därför tilldelats.

Energimyndigheten bedömer att en märkbar utbyggnad av solel kan ske efter år 2020.

Vågenergi

Om man tar hänsyn till andra intressenter på havet visar beräkningar en praktisk utbyggnadspotential på 8 TWh i den svenska delen av Östersjön. Man uppskattar en möjlig utvinning på västkusten till cirka 2-4 TWh.

En full utbyggnad på cirka 10 TWh uppskattas kunna ta 50 år. EU har satt upp ett mål för kostnaden av el producerad från vågkraft till år 2020. Målet ligger på 5 eurocent (ca 45 öre) per kilowattimme vilket man förväntas klara i Sverige (Intervju med professor Mats Leijon, Ångströmlaboratoriet).

För närvarande skall ett pilotprojekt startas och man räknar med att kunna placera ut de första bojarna år 2005 utanför Lysekil. Projektet skall pågå i sammanlagt 10 år med en uppbyggnadsfas på 5 år. Studier skall göras främst med inriktning på biologiska och ekologiska effekter. Tio bojar kommer dock att vara utrustade med generatorer. Med 3000-4000 fullasttimmar räknar man med att kunna generera 300-400 MWh per år när projektet är fullt utbyggt. Dessa kommer då att vara berättigad till elcertifikat.

Energimyndigheten bedömer att en märkbar utbyggnad av vågkraft kan ske efter år 2020.

Geotermisk energi

I Lund pågår provborrningar för geotermisk energi. Resultatet i Lund gör att inriktningen i Sverige idag ligger på att producera värme och inte el av geotermisk energi och bedömningen är att ingen elproduktion kommer att ske de närmaste 20 åren. (Intervju med Leif Bjelm, professor vid LTH)

4.4.8 Potential för biobränsle

Den ökade produktionen i det industriella mottrycket och i kraftvärmens som redovisas i denna rapport kommer att kräva stora mängder biobränslen. Finns det potential att öka uttaget av biobränslen i den omfattningen?

Potentialen för ökat biobränsleuttag i den svenska skogen samt potentialen för odlade biobränslen redovisas i bilaga 8.

Potentialen för ett ekologiskt, tekniskt och ekonomiskt uthålligt uttag av trädbränslen (*grenar och toppar, barr och stubbar liksom bränsle från skogsindustrins avfall och biprodukter som bark, spån och flis samt även återvunnet*

trädbränsle som kan ha använts som exempelvis emballage- eller rivningsvirke (returträ)) beräknas till 78 TWh att jämföras med dagens uttag om drygt 45 TWh/år. Vid högre priser för bränslet kan uttaget öka till mellan 94 och 125 TWh/år.

Den rimliga potentialen för att öka den biobränslebaserad kraften beräknas till drygt 3 TWh till år 2010 varav hälften i kraftvärmen och hälften i det industriella mottrycket. Till år 2015 beräknas ökningen i kraftvärmen vara 3 TWh och i det industriella mottrycket 2,5 TWh relaterat till nivån för elcertifikatsystemets 12 första månader.

Den rimliga ökningen mellan april år 2004 till december år 2015 uppskattas alltså till 5,5 TWh el. Samtidigt kommer värme att produceras i processerna. Om vi antar att elverkningsgraden för det industriella mottrycket är 15 % och för kraftvärmen 30 % så innebär det en total ökad biobränsleanvändning på $16,7 + 10 \text{ TWh} = 27 \text{ TWh}$. Detta förutsätter att det befintliga värmeunderlaget inte tillgodoses från biobränslen i dagsläget vilket är högst troligt i många fall. Många mottrycksanläggningar inom främst sulfatmassabruken har idag energiöverskott. Det är också troligt att en del kraftvärmeverk byggs där det tidigare stått en bioeldad hetvattenpanna. Den ökade elproduktionen kommer därför inte nödvändigtvis att kräva så mycket extra bränsle som redovisas ovan. Om vi antar att halva värmeunderlaget redan idag tillgodoses med biobränslen blir resultatet att 18 TWh ytterligare biobränsle behövs. Oavsett vilket ryms ökningen väl inom de potentialer som har redovisas ovan och i bilaga 8.

4.4.9 Samlad potential

Nedan sammanfattas de potentialer som Energimyndigheten anser som rimliga utifrån potentialstudien. Bedömningarna har till stor del lutat sig mot planerad och befintlig produktion och är således moderata i sin utformning. En "maximal" potential kan ligga 5-10 % högre än den angiven i Tabell 12. Det är också viktigt att inse hur vindkraften är bedömd. Det som begränsar den är planeringsmålet om 10 TWh. Utan denna begränsning skulle vindkraftens potential kunna sättas flera TWh högre år 2015.

Tabell 12 Sammanställning av rimliga potentialer inklusive befintlig produktion (TWh)

År	2010	2012	2015
Vindkraft	4,2	9	10
Kraftvärme i fjv	4,5	5	6
Vattenkraft	2,25	2,3	2,5
Industriellt mottryck	6	6,4	7
Sol, våg, geotermi	0	0	0
Summa rimlig potential	16,95	22,7	25,5

Anm. Produktionen under elcertifikatsystemets 12 första månader var 10 TWh varav ca 0,1 TWh ifrån torv. Se avsnitt "Statistik".

Tabellen ovan skall jämföras med det uppsatta målet om 10 TWh ökad produktion till år 2010 utifrån år 2002. År 2002 uppskattades produktionen till 6,5 TWh. Produktionen år 2010 skall alltså uppgå till minst 16,5 TWh för att målet skall vara uppfyllt. Det är i samma storleksordning som potentialerna medger.

Det kan här också vara intressant med lite jämförelsetal. För att producera 1 TWh krävs det 11 medelstora kraftvärmeverk om 20 MWe. Det krävs alternativt 120 MWe ökad effekt i det industriella mottrycket. En genomsnittlig effektökning vid byte av turbin, vilket är en stor investering, är ca 15 MW vilket innebär att ca 8 massabruk behöver göra denna investering. Vidare skulle det krävas 300 småskaliga vattenkraftverk på 750 kW vilket är en ganska stor turbin för ett småskaligt verk. För vindkraft motsvarar 1 TWh ca 430 stycken 2 MW verk på land, alternativt 2-3 medelstora parker till havs.

1 TWh är således mycket och man bör vara försiktig med hur denna storhet används.

4.5 Förutsättningar för att öka ambitionsnivån till år 2012

Regeringens bedömning i proposition *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor* (prop. 2003/03:40) var att möjligheten till en höjning av ambitionsnivån i elcertifikatsystemet skall övervägas. Vid en positiv utveckling av systemet skulle en lämplig justering av målet kunna vara att öka den förnybara elproduktionen från 10 TWh till år 2010 och till 15 TWh till år 2012.

Energimyndigheten skall i denna översyn bedöma om det finns förutsättningar att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet. En analys bör ske av hur systemet bör utvecklas över tiden om ambitionsnivån förändras, bl.a. vad avser kvotnivåer och certifikatberättigade energikällor.

4.5.1 Utvecklingen i elcertifikatsystemet det första året

Elcertifikatsystemet har fungerat väl under det första året. Några administrativa problem har uppstått men dessa har varit av karaktären barnsjukdomar och har därför kunnat rättas till. Andra brister i systemet som Energimyndigheten har uppmärksammat har varit kvotpliktsavgiftens utformning som haft en prisstyrande effekt, att konsumentens villkor är svaga och att det är en brist på långsiktighet i systemet.

Erfarenheterna från det första året med avseende på investeringar i ny elproduktion med förnybara energikällor pekar på en försiktig utveckling. Några större nyinvesteringar till följd av elcertifikatsystemet har inte skett under det första året. Däremot finns planer på att bygga nya anläggningar. Detta redovisas närmare i följande avsnitt.

Sammanfattningsvis kan sägas att systemets utveckling i sin helhet har varit positiv men att utvecklingen vad gäller tillkommande produktion och nyinvesteringar inte har varit positivare än förväntat.

4.5.2 Den möjliga potentialen till år 2012

Som framgår av analysen om potentialerna så bedöms en rimlig total potential, dvs. inklusive dagens produktion, för förnybar elproduktion fram till år 2010 vara 16,9 TWh och till 2012 vara 22,7 TWh. I dessa ingår den befintliga produktionen av certifikatberättigad el år 2002 som bedömdes till 6,5 TWh. Potentialen för ytterligare produktion är således 10,4 TWh till år 2010 respektive 16,2 TWh till år 2012 relaterat till år 2002. Potentialen medger således att öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet till en ökning med 15 TWh till år 2012 jämfört med 2002 års nivå, men inte att öka ambitionen för perioden fram till 2010.

Tabell 13 Rimliga potentialer baserat på avsnitt 4.4 (TWh)

År	2010	2012	2015	År 1
Vindkraft	4,2	9	10	0,72
Kraftvärme i fjv	4,5	5	6	3,03*
Vattenkraft	2,25	2,3	2,5	1,75
Industriellt mottryck	6	6,4	7	4,52*
Sol, våg, geotermi	0	0	0	0
Summa rimlig potential	16,9	22,7	25,5	10,02

Anm. Med år 1 avses produktionen under certifikatsystemets 12 första månader. Den befintliga produktionen år 2002 bedömdes till 6,5 TWh och ingår i summa rimlig potential.

*Inklusive avdrag för sent inlämnade bränsledeklARATIONER ca 0,05 TWh. Se vidare avsnitt "statistik".

Av analysen som redovisats ovan kan vi konstatera att potentialen för att öka ambitionsnivån från en ökning med 10 TWh till 2010 till en ökning med 15 TWh till år 2012 från 2002 års nivå finns. Frågan är om detta ska vara vägledande för om ambitionsnivån i elcertifikatsystemet ska höjas i den utsträckningen. För att göra den bedömningen måste man se ambitionshöjningen i ett större sammanhang och vilka konsekvenser det skulle få.

4.5.3 Överväganden i samband med justering av kvoten fram till 2012

Om ambitionen är att bygga så mycket ny förnybar el som möjligt och öka produktionen så mycket som möjligt så kan den årliga elproduktionen öka med 15 TWh till år 2012 jämfört med 2002 års nivå. Denna mängd el är emellertid så stor att den inte går att få in i systemet utan att flera andra faktorer riskerar att påverkas i mer eller mindre utsträckning, bl.a. elproduktionen i Sverige och Norden, den svenska elbalansen, prisbildningen på elmarknaden och i elcertifikatsystemet, belastningen på tillståndsprocesser och myndigheter inblandade i den och kostnaderna för konsumenterna. En ambitionsökning till 15 TWh bör därför noggrant konsekvensbedömas innan beslut om en sådan förändring fattas.

Det påpekas på flera ställen i denna rapport att det är av högsta vikt att kvoter fastställs efter år 2010. Det är emellertid inte tillräckligt att förlänga kvoterna endast till år 2012. För att nya elproduktionsanläggningar ska byggas krävs enligt de intervjuer som Energimyndigheten genomfört att de får elcertifikat ett antal år efter det att anläggningen tagits i drift. De flesta anläggningar har en avskrivningstid på 15-20 år. Att ta ett enskilt beslut om att höja ambitionsnivån fram till 2012 utan att beakta hur detta samspelar med en förlängning på längre sikt är inte rimligt. Att permanenta systemet och sätta kvoter på längre sikt bör därför ligga till grund för bedömningen av kvotutvecklingen fram till 2012. Scenarier för elcertifikatsystemet efter år 2010 och 2012 behandlas i avsnitt 4.6 nedan.

4.5.4 Analys över hur systemet bör utvecklas över tiden

I uppdraget ingår att göra en analys över hur systemet bör utvecklas över tiden om ambitionsnivån ändras till 15 TWh år 2012, med avseende på kvotutveckling och certifikatberättigade energikällor.

Om ambitionsnivån ska höjas till en ökning av den årliga användningen av förnybar el med 15 TWh fram till 2012, bör kvotens utveckling övervägas. Ska kvoterna vara oförändrade fram till 2010 för att sedan öka kraftigare fram till 2012, eller ska kvoterna innan 2010 justeras för att ge en jämnare utveckling?

Det finns tre anledningar till att överväga en förändring av kvoterna innan 2010. Den första är att produktionen av certifikat var så hög under systemets 12 första månader, vilket kan generera ett överskott av elcertifikat i systemet under en lång tid och få sjunkande elcertifikatpriser till följd. Den andra är för att få en jämnare ökningstakt fram till år 2012 om ambitionsnivån fram till 2012 eller på längre sikt höjs. Den tredje är att torven har kommit med i certifikatsystemet utan att kvoterna har ändrats.

Med utgångspunkt i att riksdagen kommer att fatta beslut om den nya kvotutvecklingen under det första halvåret 2005 är det utifrån hänsyn till marknadens aktörer rimligt att det första år som kvoterna kan ändras är 2007.

Enligt de potentialbedömningar som gjorts inom ramen för denna översyn överensstämmer potentialen för förnybar el till år 2010 med den satta ambitionsnivån i elcertifikatsystemet på en ökning med 10 TWh till 2010. Analysen i denna rapport visar också på att det överskott på elcertifikat som i dagsläget finns på elmarknaden vänds till underskott under år 2007, se avsnitt 3.6.1. Det är också då som de investeringar som idag är planerade att byggas kan förväntas börja producera el. Av denna anledning är det alltså inte lämpligt att ändra kvoterna fram till 2010.

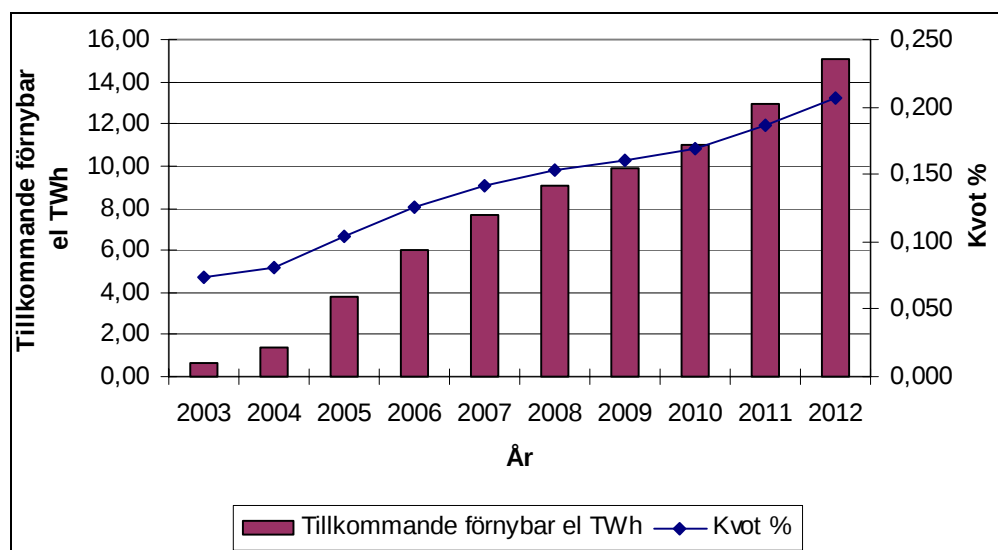
I potentialbedömningarna som presenterats i denna rapport ingår inte torv. Men torv är ett certifikatberättigat bränsle enligt lagen om elcertifikat. När torv infördes i systemet gjordes inga justeringar av kvotnivån. Det innebär att torv kan tränga undan viss förnybar elproduktion som annars hade tillkommit för att upp-

fylla kvoten. Under perioden april – juli 2004 producerade torven 225 GWh. Om den nivån håller i sig innebär det 0,7-0,9 TWh torv/år. Prognosen är att den årliga elproduktionen med torv ökar upp till 1-2 TWh år 2010. Nivån på elproduktionen med torv beror på den möjliga tillförseln av torv som Energimyndigheten antagit två nivåer för i sina analyser, 4 TWh respektive 10 TWh, och därav intervallet i bedömningen. Dessa nivåer är tillräckligt stora för att motivera en justering av kvoterna eftersom den torv som kommer in i systemet tränger undan förnybar elproduktion i elcertifikatsystemet och därför försvårar möjligheten att nå målet om en tillkommande årlig användning av förnybar el med 10 TWh år 2010. I denna rapport presenteras kvoter för förnybar elproduktion och om kvoterna ska justeras för torv så bör de justeras i nivå med prognoserna för elproduktionen med torv som återfinns i Energimyndighetens delrapport för detta uppdrag.

Energimyndigheten rekommenderar inte att kvoterna ändras fram till år 2010. De främsta anledningarna är att potentialer för en högre utvecklingstakt för förnybar el saknas och att det alltid är ett mycket stort ingrepp i systemet att ändra redan satta kvoter varför man bör vara noggrann med att inte göra sådana ändringar i onödan.

4.5.5 Kvotutveckling om ambitionsnivån till 2012 höjs

I Figur 11 illustreras en möjlig kvotutveckling fram till år 2012. Den bygger på att kvoterna för år 2002 till 2010 är oförändrade och att målet till 2012 är att ambitionen sätts till 15 TWh ny förnybar elproduktion jämfört med 2002 års nivå.



Figur 11 Kvot utveckling och tillkommande förnybar el

I Tabell 14 framgår att den tillkommande produktionen av certifikatberättigad el är 11 TWh år 2010 och inte 10 TWh som är målet. Detta beror på att den prognos för elanvändningen som ligger till grund för dessa beräkningar ligger högre än den som låg till grund för kvoterna då de bestämdes i riksdagen. Siffrorna i tabellen är känsliga för de antaganden som ligger till grund för scenarioanalysen.

Tabell 14 Prognostiserad utveckling av förnybar el

År	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Kvot	0,074	0,081	0,104	0,126	0,141	0,153	0,160	0,169	0,187	0,206
Certifikatel, TWh	7,14	7,90	10,27	12,54	14,18	15,55	16,44	17,54	19,49	21,55
Tillkommande förnybar el TWh	0,64	1,40	3,77	6,04	7,68	9,05	9,94	11,04	12,99	15,05
Diff. Föreg. år TWh	0,64	0,77	2,36	2,27	1,64	1,37	0,88	1,11	1,94	2,06

Av tabellen framgår också att differensen mot föregående år, som beskriver hur mycket ny kraft som behöver byggas för att motsvara kvotplikten, är hela 2 TWh/år för år 2011 och år 2012.

En intressant fråga är vilka energislag som kommer att fylla upp kvoten, i vilken mängd och i vilken ordning. Det som styr denna dynamiska utveckling är kvotens utveckling, vilka planer som finns, ledtiderna för att få fram ny produktion samt potentialen för det aktuella kraftslaget. Förutsättningen är givetvis att tilltro finns till certifikatsystemet samt att tillstånd utfärdas.

Våra studier visar att det tagits en del beslut om investeringar i det industriella mottrycket samt att fler beslut är på gång. Sammanlagt rör det sig om ca 1,25 TWh fram till år 2010 och merparten av dessa beräknas börja producera år 2006-2007. Kraftvärmen har planer som kan ge 0,75-0,95 TWh förnybar el och dessa planer ligger över lag i perioden 2007-2010.

För att vindkraften skall börja leverera stora energimängder krävs att de stora vindkraftsparkerna till havs börjar byggas. De flesta väntar fortfarande på tillstånd och om finansieringen löser sig är det troligt att de första parkerna kan stå klara under år 2006-2007. Planerna för vattenkraften ligger utspridda i tiden. Det största tillskottet kommer att komma ifrån reinvesteringar i den storskaliga vattenkraften. Dessa kommer sannolikt att fördelas jämnt över åren enligt kraftbolagens reinvesteringsplaner.

Slutsatsen ifrån diskussionen ovan blir att utbyggnaden av de olika energislagen kommer att ske parallellt. Projektering och idrifttagande av de enskilda projekten pågår under en tid av 3-7 år och projekten har begränsad flexibilitet. Varje enskilt projekt har inte koll på vilka övriga projekt det finns inom förnybar energi. Varje projekt räknar således med att få avsättning för sina certifikat.

En trolig sammansättning av certifikatproduktionen visas i Tabell 15.

Tabell 15 Trolig fördelning av produktionen om ambitionsnivån ökar till 15 TWh, (TWh)

År	År 1	2010	2012
Vindkraft	0,72	4,75	7,8
Kraftvärme i fjv	3,03*	4,5	5
Vattenkraft	1,75	2,25	2,3
Industriellt mottryck	4,52*	6	6,4
Sol, våg, geotermi	0	0	0
Summa rimlig potential	10,02	17,5	21,5

Anm. Med år 1 avses produktionen under certifikatsystemets 12 första månader. Den befintliga produktionen år 2002 bedömdes till 6,5 TWh och ingår i summa rimlig potential.

*Inklusive avdrag för sent inlämnade bränsledeklarationer ca 0,05 TWh. Se vidare avsnitt "statistik".

Notera att produktionen i Tabell 14 år 2010 överstiger potentialbedömningarna i avsnitt 4.4.9. I Tabell 15 har vi därför ökat på vindkraften med 0,55 TWh för år 2010. Det är dock möjligt att detta tillskott kommer ifrån de andra kraftslagen.

Noterbart är vindkraftens betydelse. Den sammanlagda ökningen av de övriga energislagen bedöms år 2012 till ca 7,2 TWh relaterat till nivån för år 2002. För att ökningen skall bli 15 TWh behövs alltså minst 7,8 TWh vindkraft. Utbyggnadsplanerna för vindkraft på land är 3,1-4,2 TWh enligt bilaga 3. Energimyndigheten har emellertid inte verifierat siffran eller hur långt framskridna planerna är. Det krävs alltså med största sannolikhet vindkraftsparker *till havs* i storleksordningen 4-7 TWh för att klara ambitionen 15 TWh till år 2012.

Nyckeln till att vindkraften kan producera 9 TWh till år 2012 är planeringsmålet om 10 TWh till år 2015. I korthet kan sägas att planeringsmålet om 10 TWh måste implementeras och följas. Det är den främsta garantin för att denna volym vindkraft skall få tillstånd. Om arbetet med att implementera planeringsmålet fullföljs och att elcertifikatsystemet är tillräckligt stabilt för investerarna, finns inga hinder för att vindkraften skall kunna producera 10 TWh år 2012. Denna slutsats lutar sig på den konsultstudie om ledtider för att få fram ny kraft som utförts av WSP på uppdrag av Energimyndigheten, se potentialbedömningarna (WSP 2004).

4.6 Scenarier för elcertifikatsystemets framtida utveckling

Målet och kvoterna i dagens elcertifikatsystem är satta till år 2010. I dagsläget är det oklart vad som kommer hända med elcertifikatsystemet efter detta årtal. I regeringens uppdrag till Energimyndigheten angavs med anledning av detta att

"Energimyndigheten bör analysera olika scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden"

I detta avsnitt presenteras tre scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter år 2010. Syftet med scenarioanalysen är att principiellt visa vad som händer i elcertifikatsystemet och vilka övriga konsekvenser det skapar vid olika val av ambitionsnivå. Genom scenarioanalysen visas alltså tydligt skillnader vid olika mängder ny förnybar elproduktion. Det är viktigt att påpeka att Energimyndigheten i denna scenarioanalys inte har haft ambitionen att ta fram den mest lämpade utvecklingen efter 2010. Energimyndigheten tar således heller inte ställning för något scenario eller ambitionsnivå. När ambitionsnivån efter 2010 ska fastställas är det viktigt att noga överväga en ambitionsnivå avseende mängden ny förnybar elproduktion som är tillräckligt hög för att skapa efterfrågan och rimliga villkor för investeringar men inte för hög så att elmarknaden störs för mycket eller att konsumentpriserna blir allt för höga. Dessa scenarion kan användas som underlag för en sådan diskussion, men ger alltså inte svaret på vilken ambitionsnivå som är ”den rätta”.

De tre scenarier som presenteras i detta avsnitt är baserade på antaganden om mängden ny förnybar elproduktion som kan tillkomma baserat på de potentialbedömningar som redovisas i avsnitt 4.4.¹⁵. Ambitionsnivån i scenarierna skiljer sig kraftigt åt för att tydligt illustrera de effekter som kommer av vald ambition. I alla scenarier har antagits att kvoter fastställs till 2025 med en uppbyggnadsfas till 2015 och därefter fasta kvoter. Med en framförhållning i fastställandet av kvoter och utvecklingsprofil skapas rimliga förutsättningar för investeringar.

Scenario 1 utgår från att ambitionsnivån i elcertifikatsystemet inte ökar från 2002 års nivå utöver de 10 TWh som är lagstadgade. Scenario 2 innebär att hela den högsta rimliga potentialen som anges i avsnitt 4.4 byggs ut, d.v.s. 19 TWh ny förnybar el jämfört med 2002 års nivå. I scenario 3 slutligen har ambitionsnivån satts till 25 TWh ny förnybar el jämfört med 2002, vilket är betydligt högre än vad potentialbedömningen angivit som ”rimligt”.

Scenario 1	10 TWh ny elproduktion jämfört med 2002 års nivå
Scenario 2	19 TWh ny elproduktion jämfört med 2002 års nivå
Scenario 3	25 TWh ny elproduktion jämfört med 2002 års nivå

Att bygga ny förnybar elproduktion påverkar naturligtvis flera olika delar av samhället. För att få en bild av konsekvenserna av de olika ambitionsnivåerna analyseras varje scenario utifrån:

¹⁵ Som alternativ till att ambitionen sätts i relation till potentialen för förnybar el så skulle andra kriterier för ambitionsnivån och scenarioutformningen kunna användas. T.ex. skulle det kunna uttryckas i termer av hur mycket vi (alla kvotpliktiga) är beredda att betala för att sedan konsekvensanalysera hur mycket ny produktion det ger. Alternativt skulle kriteriet för ambitionsnivån kunna utgå från att Sverige skall ha balans i import/export av el och analysera hur mycket som behöver byggas för att uppnå detta. Fler alternativa kriterier är säkerligen möjliga.

- **Vilka produktionsslag som kommer in**

Med olika ambitionsnivå kommer olika mängd av de olika produktionskällorna av förnybar el komma in i systemet.

- **Påverkan på övrig elproduktion och försörjningstrygghet**

En ökning av den förnybara elproduktionen påverkar sammansättningen i elproduktionen och därigenom också elpris. Om en stor mängd förnybar elproduktion ”trycks in” i elsystemet så att utbudet av el ökar och elpriset dämpas är en möjlig effekt att elanvändningen kommer att öka. Speciellt troligt är detta för den elintensiva industrin och elanvändningen i andra nordiska länder som kan dra nytta av ett dämpat elpris men inte bär någon kostnad för elcertifikatsystemet. I konsekvensanalysen görs dock inte någon kvantifiering av effekten på elanvändningen.

Om elanvändningen inte ökar i samma utsträckning som den förnybara elproduktionen ökar så trängs annan elproduktion undan, antingen i Sverige eller i andra länder vars elsystem är sammankopplat med det svenska. Beroende på hur elanvändning och elproduktion påverkas så påverkas också balansen mellan elanvändning och elproduktion i Sverige. Det är denna balans som vi använt som mått för försörjningstrygghet.

- **Kostnad för konsumenten**

I elcertifikatsystemet är det konsumenten som till slut får bära notan för den förnybara elproduktionen. Kostnaden för konsumenten består i att betala för de elcertifikat som åläggs enligt kvoten. Till denna kostnad kommer även elleverantörernas transaktionskostnader samt moms. Den totala kostnaden för konsumenten beror även på den dämpande effekt på elpriset som elcertifikatsystemet har. I korthet medför elcertifikatsystemet att elpriset på Nord pool dämpas relativt om elcertifikatsystemet inte hade funnits. Detta kommer sig av att den förnybara elen som tvingas in i systemet tränger undan dyrare elproduktion som är prissättande. Det går dock inte att säga om priset kommer att sjunka relativt dagens nivå, då det är en mängd andra faktorer och styrmedel som pressar priset uppåt. Vi gör ingen kvantifiering av denna effekt utan konstaterar endast att elcertifikatsystemet har en dämpande effekt på elpriset. I konsekvensanalyserna begränsar vi oss således till att illustrera hur konsumentpriset på elcertifikat inklusive moms och transaktionsavgifter¹⁶ påverkas vid olika kvotnivåer (ambitionsnivå för produktionen).

- **Vad som krävs för att nå den satta ambitionsnivån**

Ju högre ambitionsnivå desto större krav kommer ställas på samhället för att möjliggöra de investeringar i förnybar elproduktion som krävs. En mängd institutionella faktorer som t.ex. infrastruktur och tillståndshantering måste beaktas. För att illustrera vad en ökad ambitionsnivå innebär i praktiken ges även exempel på hur många kraftverk (vind, bio, vatten) som måste byggas.

¹⁶ En genomsnittlig transaktionsavgift på 10% har antagits.

4.6.1 Antaganden för scenarioanalysen

För att kunna presentera scenarion för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden krävs att ett flertal antaganden görs om viktiga parametrar. Dessa antaganden framgår av Tabell 16 nedan.

Tabell 16 Energimyndighetens antaganden i scenarioanalysen

Parametrar	Energimyndighetens antagande
Utgångsvärde förnybar elproduktion Antagande om den förnybara elproduktionen i utgångsläget för systemet.	Den befintliga förnybara produktionen år 2002 är satt till 6,5 TWh i enlighet med vad som står i proposition 2002/03:40.
Långsiktighet i kvotsättning Hur långt fram i tiden kvoter fastställs påverkar möjligheten till återbetalning via certifikat för de investeringar som görs, samt antaganden för potentialer för förnybar el.	I analyserna har antagits att kvoter fastställs till år 2025. Med en sådan långsiktighet i kvoterna skapas rimliga villkor för investeringar, samtidigt som tidshorisonten är överblickbar.
Utvecklingsprofil för kvoterna Med en given ambitionsnivå för hur många TWh förnybar el systemet skall tillföra kan det tänkas att utvecklingen mot målet sker i olika takt.	Energimyndigheten har antagit att systemet har en utbyggnadsfas med stiganden kvoter fram till år 2015 för att därefter ha en återbetalningsfas med konstant kvot fram till år 2025. Med detta förfarande skapas möjlighet för de som investerar i förnybar elproduktion att få en rimlig tid för avkastning på sina investeringar. De som bygger i slutet av perioden får ju inte certifikat under lika lång tid som de som bygger tidigt.
Förändring av kvoterna innan 2010 Om ambitionsnivån höjs och kvoter fastställs långsiktigt finns det anledning att överväga om kvoterna bör justeras redan innan år 2010. Anledning till detta skulle kunna vara att få en jämnare tillväxttakt på kvoterna	I analyserna utgår Energimyndigheten från att de lagstadgade kvoterna till år 2010 ligger fast.
Den totala elanvändningen För att kunna beräkna vilka kvoter som krävs för att nå ett visst TWh -mål om förnybar elproduktion måste antaganden om utvecklingen av den totala elanvändningen göras.	För året 2003 används preliminär statistik. För åren 2004-2006 används Energimyndighetens kortsiktsprognos daterad 2004-08-15. För år 2010 och år 2020 används den långtidsprognos som Energimyndigheten tog fram under våren 2004 till arbetet med kontrollstation 2004. Värden för åren mellan år 2006 och 2010 samt mellan år 2010 och år 2020 är interpolerade.

Parametrar	Energimyndighetens antagande
Den icke kvotpliktiga användningen För att kunna beräkna kvoterna krävs ett antagande om hur stor del av den totala användningen som är undantagen kvotplikt.	Förlustel (överföringsförlusterna) antas vara 11,5 TWh. Industrins undantag antas vara 37,8 TWh. Hjälpkraft utgör enligt prognoserna ca 4,3 TWh och övrig icke kvotpliktig elanvändning antas utgöra 0,1 TWh. Det ger att den totala volymen icke kvotpliktig el antas vara ca 53,7 TWh av bruttoanvändningen år 2004. Den icke kvotpliktiga elen räknas upp med prognosen. Bruttoanvändningen beräknas år 2004 uppgå till 151,3 TWh. Den kvotpliktiga användningen antas således vara 97,6 TWh för år 2004.
Certifikatberättigade energikällor Potentialerna liksom utvecklingen av kvoterna är avhängigt av vilka energikällor som ingår i certifikatsystemet.	I scenarierna ingår de förnybara produktionsslag som idag är berättigade till elcertifikat. Torv ingår inte i beräkningarna. För en utförlig beskrivning av de speciella förhållandena för torv hänvisas till etapp 1 av översynen.
Begränsad tilldelningsperiod Om den tid som anläggningar är berättigade till elcertifikat begränsas påverkar det kvoterna.	Utgångspunkten i scenarierna är att systemet är utformat som idag, dvs. med obegränsad tilldelningsperiod för anläggningarna i systemet. Utvecklingen om tilldelningsperioden begränsas redovisas som ett alternativ. Då med antagandet om en tilldelningsperiod på 15 år, dock ej längre än till år 2025.
Kärnkraftsavvecklingen Elcertifikatsystemets effekt på elbalansen styrs i hög grad av när kärnkraften kommer att avvecklas.	Då inget är fastställt avseende kärnkraftsavvecklingen antar Energimyndigheten en livslängd på kärnkraften på 40 år.

Det är viktigt att ha i åtanke att flera av dessa parametrar är mycket osäkra och att de kvotnivåer med tillhörande volym förnybar el som presenteras, samt de konsekvensanalyser som görs, är gällande endast vid de gjorda antagandena om parametrarna. När de slutliga kvotnivåerna ska bestämmas måste dessa parametrar fastställas. För detta krävs i en del fall ytterligare kunskap och i en del fall principiella ställningstaganden.

Energimyndigheten har i scenarierna nedan valt att som att fastställa kvoter till år 2025. Tillväxten i systemet sker emellertid endast till år 2015. De sista 10 åren ligger kvoten konstant i systemet. Om elcertifikatsystemet visar sig vara ett bra styrmedel och om staten vill att den förnybara elproduktionen skall fortsätta att öka även efter år 2015 så behöver det finnas en mekanism för att förändra kvoterna åren 2016-2025. Energimyndigheten har inte tagit fram något förslag på hur denna mekanism skall utformas men det är uppenbart att den behövs. Nyckelordet är i detta sammanhang framförhållning. Om certifikatsystemet skall fortsätta växa efter år 2015 bör detta aviseras minst 3-5 år i förväg. Det beror på att kontrakten för elcertifikaten förväntas löpa över så lång tid. Energimyndig-

heten har som sagt inte tittat noggrannare på detta men vill ändå påpeka vikten av att det görs.

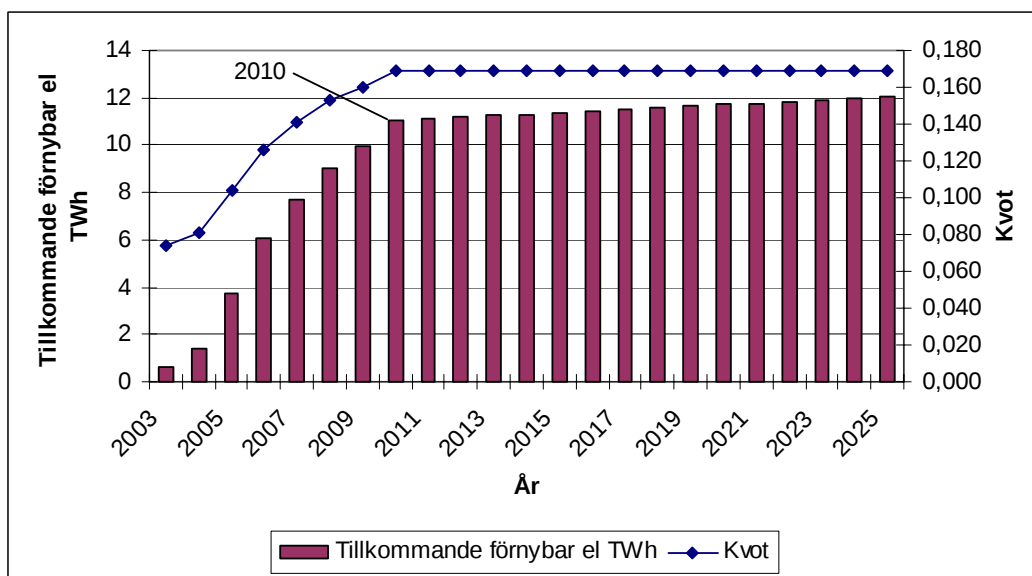
Energimyndigheten vill också påpeka att de scenarion som redovisas nedan är exempel. Energimyndigheten är inte låst till något av de antaganden som ligger till grund för de olika scenarierna och tar heller inte i denna rapport ställning för vilken ambitionsnivå som är mest lämplig.

4.6.2 Scenario 1: Ökning med 10 TWh

Detta scenario innebär att ambitionsnivån i elcertifikatsystemet inte ökar utöver den ökning med 10 TWh från 2002 års nivå som redan är lagstadgade. Mellan år 2010 och år 2025 ligger kvoten fast. Om elanvändningen ökar kommer emellertid ett litet tillskott förnybar el att behövs även efter år 2010.

Kvotutveckling i scenario 1

Kvotutvecklingen givet dessa antaganden illustreras i Figur 12 nedan. Kvotutvecklingen är den samma som dagens system. Skillnaden är att systemet har en livslängd som sträcker sig bortom 2010.



Figur 12 Kvotutveckling och tillkommande förnybar el i scenario 1

Tabell 17 visar en prognos över hur storheterna i certifikatsystemet förändras i scenario 1. Certifikatel visar hur stor volym certifierad el som behövs för att fylla kvoten. Denna post bedömdes till 6,5 TWh när systemet startade. Tillkommande förnybar visar hur mycket förnybar el som tillkommit sedan systemet startade, alltså Certifikatel minus 6,5 TWh. Diff. Föreg. år visar hur mycket förnybar el som måste tillkomma ett givet år för att motsvara det årets ökning av kvoten.

Tabell 17 Prognostiserad utveckling av förnybar el scenario 1

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

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kvot	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169
Certifikatel, TWh	17,61	17,68	17,74	17,81	17,88	17,94	18,01	18,08
Tillkommande förnybar el TWh	11,11	11,18	11,24	11,31	11,38	11,44	11,51	11,58
Diff. Föreg. år TWh	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kvot	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169	0,169
Certifikatel, TWh	18,15	18,21	18,28	18,35	18,42	18,49	18,56
Tillkommande förnybar el TWh	11,65	11,71	11,78	11,85	11,92	11,99	12,06
Diff. Föreg. år TWh	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07

Tabellen visar en del intressanta saker. Som synes tillkommer det 11 TWh till år 2010 istället för de planerade 10 TWh. Det beror på att resultatet är beroende av antaganden om hur elanvändningen ökar samt hur stort undantaget från kvotplikt blir. Dessa parametrar har inte utvecklats som förutspått när systemet startade och därför visar prognosen att de gällande kvoterna kommer att generera 11 TWh till år 2010 om prognosen stämmer. En annan intressant sak är att tillskottet av förnybar el blir 70 GWh/år hela perioden år 2012 till 2025 trots att kvoten inte ökar. Det beror på att elanvändningen förutsätts öka. Om elanvändningen i realiteten skulle minska så skulle det behövas mindre förnybar el för varje år.

Vilka produktionsslag kommer in

I scenario 1 är ambitionen att höja produktionen med 10 TWh jämfört med 2002 års nivå. Detta överensstämmer med målet med elcertifikatssystemet och vi har därför valt att använda oss av de kvoter som finns i lagen om elcertifikat fram till 2010 och sedan hålla denna kvot konstant fram till 2025. Energimyndigheten har försökt att uppskatta vilka energikällor som troligtvis kommer in och fyller upp kvoten och i vilken mängd och ordning.

En bedömning är att produktionen inom certifikatsystemet kommer att fördelas enligt Tabell 18.

Tabell 18 Trolig fördelning av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet enligt scenario 1 (TWh)

	Första 12 månaderna med elcertifikat	2010
Vindkraft	0,7	4,75
Kraftvärme i fjv	3	4,5
Vattenkraft	1,75	2,25
Industriellt mottryck	4,5	6
Sol, våg, geotermi	0	0
Summa rimlig potential	10	17,5

Anm. I tabellens siffror ingår den befintliga produktionen år 2002 på 6,5 TWh förnybar el.

Det som främst styr vilka energikällor som kommer in och fyller upp kvoten är vilka planer som finns, leddiderna för att få fram ny produktion samt potentialen och kostnaden för det aktuella kraftslaget.

Inom industriellt mottryck och kraftvärmerna finns planer samt flera beslut om investeringar som sammanlagt kan leda till en ökad elproduktion med 2 till 2,2 TWh elproduktion från förnybara energikällor. Dessa investeringar kan väntas tas i drift under perioden 2006-2010.

Det industriella mottrycket, kraftvärmerna och effektiviseringarna i storskalig vattenkraft tillkommer inte enbart på ekonomiska signaler från elcertifikatspriset utan är även bl.a. beroende av hur värmeunderlaget utvecklar sig samt i vilken kondition den befintliga utrustningen har.

Planerad produktionsökning inom vattenkraften är ca 0,4 TWh fram till år 2010 och det största tillskottet kommer att komma från reinvesteringar i den storskaliga vattenkraften. Dessa kommer sannolikt att fördelas jämnt över åren enligt kraftbolagens reinvesteringsplaner.

Utbyggnadsplanerna för vindkraft på land är ca 3-4 TWh. Energimyndigheten har emellertid inte verifierat siffran eller hur långt framskridna planerna är. Planerna för vindkraft till havs är ca 9,5 TWh. De flesta väntar fortfarande på tillstånd och om finansieringen löser sig är det troligt att de första parkerna kan stå klara under år 2006-2007.

Slutsatsen blir att utbyggnaden av de olika energislagen kommer att ske parallellt. Projektering och idrifttagande av de enskilda projekten pågår under en tid av 3-7 år. Det finns emellertid många projekt som kommit långt i sin planering.

Påverkan på övrig elproduktion och försörjningstrygghet

En ökning av den förnybara elproduktionen påverkar sammansättningen i elproduktionen och därigenom också elpriset och indirekt kan det ha påverkan på elanvändningen. Detta får sammantaget effekter för balansen i elsystemet och försörjningstryggheten.

En ökad produktion av förnybar el i Sverige får nödvändigtvis inte så stor effekt på elproduktionen i Sverige eftersom svensk elproduktion inte är den som ligger på marginalen i det nordiska elsystemet. I ett slutet elsystem innebär elcertifikatsystemet, med vilket man utanför den normala prissättningen på elmarknaden pressar in ny elproduktion, att någon annan elproduktion trängs undan. Om marknaden fungerar är det då den dyraste produktionen som trängs undan. I det nordiska systemet är det kolkondens som producerar el på marginalen och är då den elproduktion som trängs undan av den förnybara elproduktionen i elcertifikatsystemet.

Eftersom det nordiska systemet inte är ett helt slutet system är det däremot väldigt svårt att uppskatta hur stor denna undanträngning blir. En undanträngning av den elproduktion som ligger på marginalen får en dämpande effekt på elpriset, som liksom mängden el som trängs undan är svår att kvantifiera.

I Sverige påverkas elproduktionen med icke förnybara energikällor framför allt genom att fossilbaserad kraftvärme till viss del konverteras till biobränsle. Eftersom den svenska elproduktionen i övrigt inte kan anses ligga på marginalen i det nordiska elsystemet så kommer ingen elproduktion eller åtminstone väldigt lite elproduktion i Sverige trängas undan av den ökade produktionen av förnybara energikällor. Detta innebär att elproduktionen i Sverige kommer att öka vilket stärker elbalansen. Framför allt innebär det att behovet av import minskar och möjligheterna till export ökar.

I Energimyndighetens senaste långsiktsprognos i Kontrollstationen 2004 utgick huvudscenariet ifrån att 2010 års kvot låg fast under hela perioden fram till 2010, dvs. samma utveckling som i detta scenario, vilket genererade en nettoexport av el år 2010 på drygt 3 TWh. Enligt prognosen uppgick nettoexporten till 2 TWh år 2020, det under antagande om att kärnkraften har en livslängd på 40 år. Om elcertifikat systemet inte hade funnits och inte heller något annat stödsystem för förnybar elproduktion kan det antas att elproduktionen från förnybara energikällor hade varit mindre än vad som är fallet i prognosen, det är inte heller säkert att produktionen av el totalt i Sverige hade varit så stor så att det uppstått en nettoexport av el vid ett normalår 2010. Av detta kan därför utläsas att försörjningstryggheten i form av en stärkt elbalans har uppnåtts med elcertifikatsystemet i detta scenario.

Kostnad för konsumenten

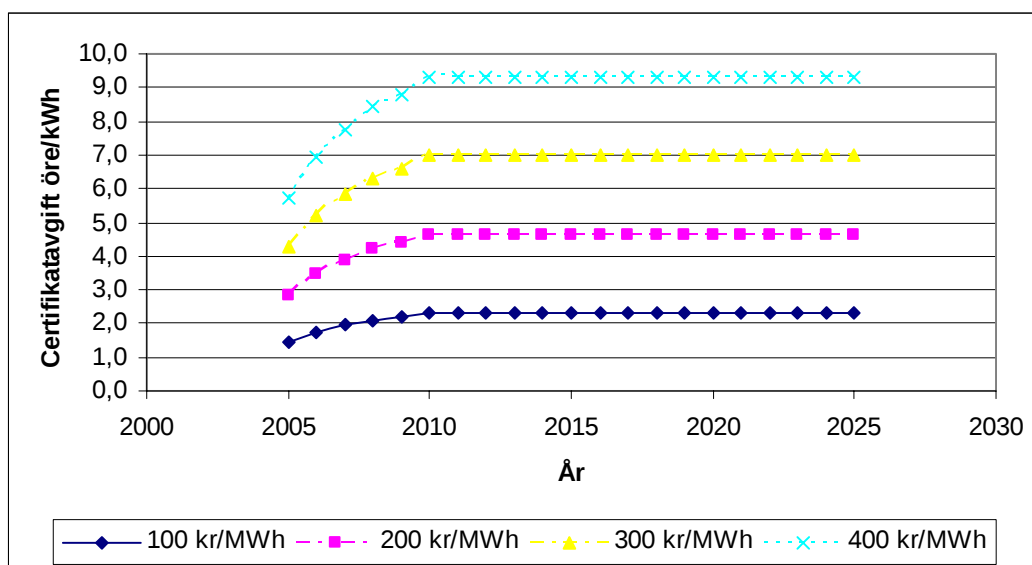
I detta scenario med en förhållandevis låg ambitionsnivå för ökningen av förnybar elproduktion hamnar konsumenternas elcertifikatkostnad inkl moms på mellan

2,3-9,3 öre/kWh när kvoterna är som högst mellan 2010 och 2025. Det lägre priset ges av ett elcertifikatpris på 100 kr/MWh och det högre av ett pris på 400 kr/MWh. Under certifikatsystemets första år var konsumentens elcertifikatkostnad i medeltal knappt 3 öre/kWh.

Tabell 19 Troliga konsekvenser för konsumenten av scenario 1

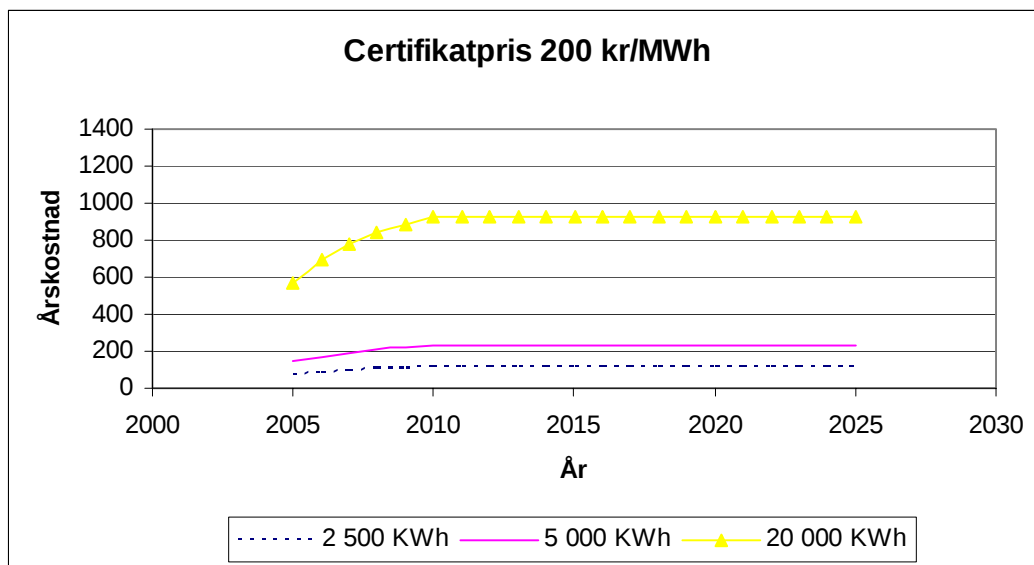
	Troliga konsekvenser
Påverkan på elpris	Dämpning av elpriset (ej kvantifierat)
Påverkan på konsumentens elcertifikatpris	2,3-9,3 öre/kWh inkl moms

För att illustrera kostnaderna för konsumenten enligt detta scenario har beräkningar gjorts för olika antaganden om certifikatpris, vilket illustreras i figuren nedan. Detta är alltså den kostnad som påverkar konsumenten via priset på elcertifikat. Ingen hänsyn har tagits till den dämpande effekt på elpriset som elcertifikatsystemet kan antas ha.

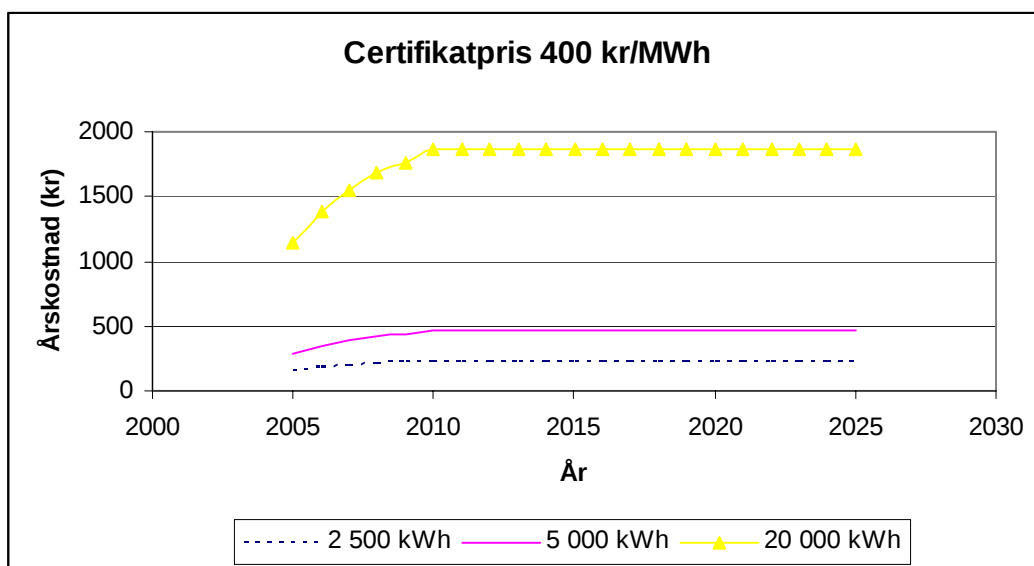


Figur 13 Kostnad för konsumenten i scenario 1 vid fyra olika antaganden om certifikatpris

Kostnaden för konsumenten ökar succesivt med en ökande kvot. Från år 2010 och framåt planar kostnaden ut på en nivå mellan 2,3-9,3 öre/kWh.



Figur 14 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 1 vid antagande om ett certifikatpris på 200 kr/MWh



Figur 15 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 1 vid antagande om ett certifikatpris på 400 kr/MWh

Figur 14 och Figur 15 beskriver årskostnaden för tre olika typkunder (lägenhet, villa utan eluppvärmning samt villa med eluppvärmning) vid två olika antaganden om certifikatpriset. Årskostnaden för exempelvis en eluppvärmd villa varierar i detta scenario mellan 900 kr – 1800 kr vid antagande om certifikatpris på 200 kronor respektive 400 kronor per MWh.

Vad krävs för att nå den satta ambitionsnivån (10 TWh)?

För att den förnybara elproduktionen ska kunna öka med 10 TWh från 2002 års nivå kommer det krävas en omfattande utbyggnad av den förnybara elproduktionen.

Tabell 20 Krav som ställs för att uppnå målet enligt scenario 1

	Scenario 1
Vad krävs för att nå ambitionen?	- Elcertifikatsystemet permanentas och kvoter fastställs efter 2010 - Tillståndshantering effektivare. Tillstånd måste ges.
Hur många verk krävs? (siffrorna är exempel på vad den nya produktionen kan komma att innebära i termer av nya anläggningar)	<u>Vindkraft till land</u> Ca 5 stycken parker på land (i snitt ca 40 verk per park) <u>Vindkraft till havs</u> Ca 6 stycken parker till havs (i snitt ca 30 verk per park) <u>Industriellt mottryck</u> Ca 10 anläggningar investerar i bl.a. nya turbiner <u>Kraftvärme i fjärrvärmenätet</u> Ca 15-20 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar <u>Vattenkraft</u> Reinvestering i ca 100 befintliga anläggningar samt uppförande av ca 15 nya småskaliga anläggningar.

Den viktigaste åtgärden för att nå målet är att elcertifikatsystemet permanentas som en viktig och bestående del av omställningen till ett uthålligt samhälle samt att kvoter fastställs långsiktigt efter år 2010. Om det inte sker kommer sannolikt endast en bråkdel av de planer på utbyggnad som finns bli verklighet.

Anledningen är främst att energinvesteringar är långsiktiga investeringar med avskrivningstider på 15-60 år. Då räcker det inte att veta att ett extra stöd utgår de närmaste fem åren. Om systemet permanentas och kvoterna förlängs enligt ovan samt i övrigt uppfattas som robust och väl utformat kommer, enligt de intervjuer som Energimyndigheten gjort, kraftvärmen, det industriella mottrycket samt vattenkraften att genomföra många projekt som kommer att öka tillförseln av förnybar el. Även vindkraften kommer att bidra med en stor del förnybar el om kraven enligt ovan är uppfyllda.

För att det industriella mottrycket skall öka sin produktion med 1,5 TWh behöver ca 10 industriella mottrycksanläggningar göra investeringar i bl.a. nya turbiner. För att kraftvärmen i fjärrvärmenäten skall öka sin produktion med 1,5 TWh förnybar el krävs ca 15-20 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar. Många är små, ca 3 MWe, hälften är medelstora 10-20 MWe och några är stora ca 40 MWe. Vattenkraften ökar sin produktion med ca 0,5 TWh genom att reinvestera i ca 100 befintliga anläggningar samt genom att uppföra ca 15 nya småskaliga anläggningar.

Vindkraften behöver öka med ca 4 TWh för att målet skall nås. Antalet vindkraftverk som behövs är väldigt beroende av hur stora de är. Befintliga verk idag är

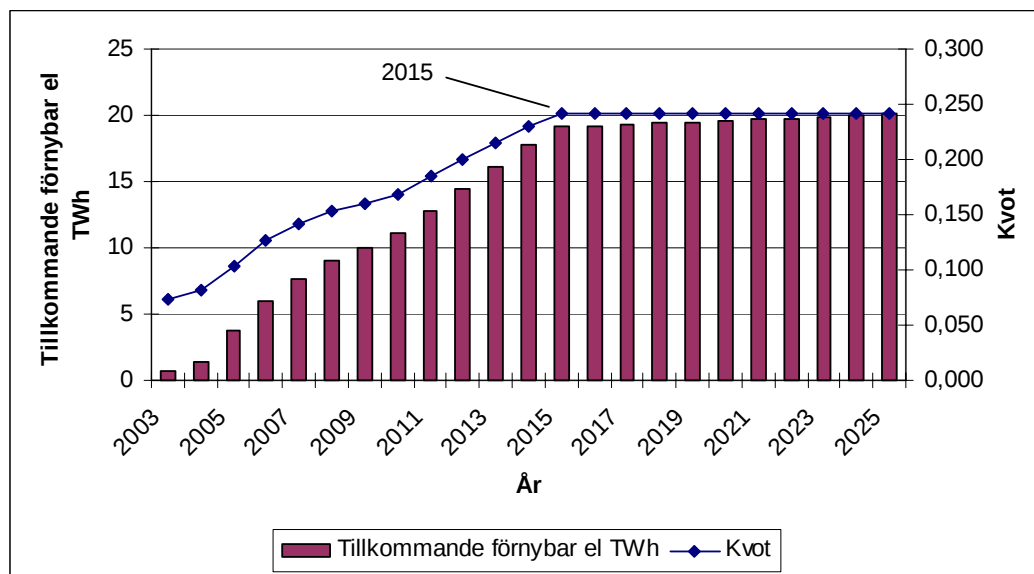
över lag mindre än 1 MW. De nya verk som installeras idag är emellertid upp till 2-3 MW och inom några år kan verken till havs vara på 5 MW. Verken samlas ofta i parker och planerade sådana projekt redovisas i bilaga 3. Hur många kraftverk och hur mycket en park kan producera är specifikt för varje enskilt projekt och det är därför svårt att ge en siffra för hur många vindkraftverk eller parker som skulle krävas för att producera 4 TWh. En trolig sammansättning för att producera 4 TWh är emellertid ca 6 stycken parker till havs och ca 5 stycken parker på land. Parkerna till havs projekteras för mellan 28-4000 GWh och medianstorleken är 380 GWh. Antalet vindkraftverk i parkerna varierar mellan 6-227 stycken. För att producera 380 GWh i en vindkraftspark till havs behövs ca 30 verk. Parkerna på land projekteras för 80-300-GWh och medianstorleken är 200 GWh. För att producera 200 GWh i en park placerad på land krävs ca 40 vindkraftverk.

Vindkraft har, om förutsättningarna blir de rätta (d.v.s. ett permanent elcertifikatsystem med ambitionsnivå och kvoter fastställda för lång tid samt i övrigt robust och stabilt) potential att kompensera för en utebliven expansion hos någon av de andra kraftslagen. De andra kraftslagen kan emellertid inte kompensera för en utebliven vindkraftsexpansion.

4.6.3 Scenario 2: Ökning med 19 TWh

Detta scenario sträcker sig som alla de andra scenarion fram till 2025, med en utbyggnadsperiod fram till 2015 och därefter med en fast kvot. Den ökning med 19 TWh jämfört med 2002 års nivå som är satt i detta scenario ska således byggas ut till 2015. Detta scenario innebär att hela den potential som beskrivits som rimlig i potentialbedömningarna för år 2015 byggs ut. Även om detta scenario är baserat på den högsta rimliga potentialen enligt Energimyndighetens bedömning ska det inte likställas med att detta är den *mest lämpliga* ambitionsnivån för ny förnybar elproduktion. Att öka produktionen av förnybar el med 19 TWh jämfört med 2002 års nivå får stora konsekvenser på elproduktion, elbalans, försörjningstrygghet, elpris, konsumenter och institutionella faktorer. En *lämplig* ambitionsnivå kan således mycket väl ligga under den högsta rimliga potentialen.

Kvotutveckling enligt scenario 2



Figur 16 Scenario 2, den förnybara elen ökar med 19 TWh mellan år 2002 och år 2015

Tabell 21 visar en prognos över hur storheterna i certifikatssystemet förändras i scenario 2.

Tabell 21 Prognostiserad utveckling av förnybar el scenario 2

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

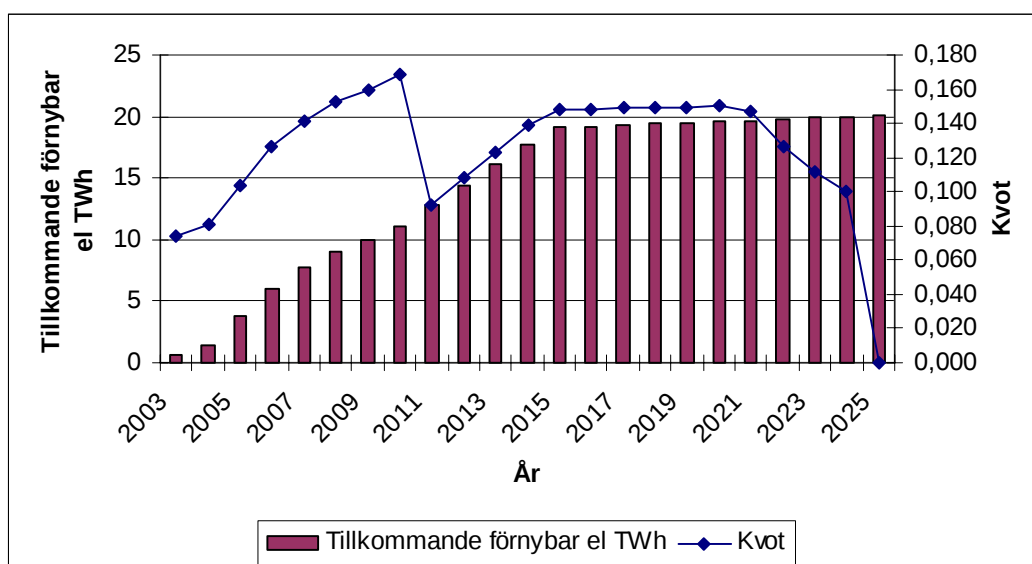
År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kvot	0,185	0,200	0,215	0,230	0,242	0,242	0,242	0,242
Certifikatel, TWh	19,28	20,92	22,57	24,24	25,60	25,69	25,79	25,89
Tillkommande förnybar el TWh	12,78	14,42	16,07	17,74	19,10	19,19	19,29	19,39
Diff. Föreg. år TWh	1,73	1,64	1,65	1,67	1,36	0,10	0,10	0,10

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kvot	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242	0,242
Certifikatel, TWh	25,98	26,08	26,18	26,28	26,38	26,48	26,58
Tillkommande förnybar el TWh	19,48	19,58	19,68	19,78	19,88	19,98	20,08
Diff. Föreg. år TWh	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Tabellen visar en del intressanta saker. Fram till år 2010 är siffrorna identiska med scenario 1. Scenario 2 skiljer sig sedan från scenario 1 eftersom tillväxten fortgår fram till år 2015. År 2015 är den totala certifikatproduktionen 25,6 TWh vilket överensstämmer med potentialbedömningen i avsnitt 4.4. Tillväxttakten av ny produktion är i medeltal 1,6 TWh per år åren 2011-2015. Efter år 2015 ligger kvoten konstant men det krävs enligt prognosen ändå 0,1 TWh per år ny certifierad produktion pga. att elanvändningen ökar.

Kvotutveckling med scenario 2 – begränsad tilldelningsperiod

I kapitlet om det framtida stödbehovet diskuterades huruvida den period som anläggningar ska finnas kvar i systemet bör begränsas och befintliga anläggningar därmed fasas ut. Energimyndigheten konstaterar att det finns anledning att analysera detta närmare. Som en illustration för hur ett förfarande med begränsad tilldelning skulle kunna se ut avseende kvotutvecklingen redovisas i detta scenario ett exempel på detta.



Figur 17 Scenario 2 med exempel på begränsad tilldelningsperiod

Tabell 22 Scenario 2 med begränsad tilldelningsperiod

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

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kvot	0,093	0,108	0,123	0,139	0,148	0,149	0,149	0,149
Certifikat, TWh	19,28	20,92	22,57	24,24	25,60	25,69	25,79	25,89
Tillkommande förnybar el TWh	12,78	14,42	16,07	17,74	19,10	19,19	19,29	19,39
Diff. Föreg. år TWh	1,73	1,64	1,65	1,67	1,36	0,10	0,10	0,10

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kvot	0,150	0,150	0,147	0,127	0,112	0,100	0,000
Certifikat, TWh	25,98	26,08	26,18	26,28	26,38	26,48	26,58
Tillkommande förnybar el TWh	19,48	19,58	19,68	19,78	19,88	19,98	20,08
Diff. Föreg. år TWh	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

Anledningen till den kraftiga minskningen av kvoten 2011 är att i detta exempel försvinner de befintliga anläggningarna ur systemet.

Tabellen och figuren beskriver bra effekten av att begränsa tilldelningsperioden. Eftersom *efterfrågan* i form av kvoten minskar samtidigt som *utbudet* minskar genom att anläggningar mister sin tilldelning så bör *certifikatpriset* kr/MWh i teorin förbli oförändrat. Däremot så minskar inte den förnybara produktionen. Den är lika hög som den var i exemplet där tilldelningsperioden inte begränsas. Den största effekten sker emellertid i konsumentens elcertifikatavgift. Eftersom konsumenterna behöver köpa färre certifikat när kvoten minskar så minskar också konsumenternas elcertifikatavgift. Hur stor effekt som uppkommer totalt för konsumenten samt andra för- och nackdelar med begränsad tilldelning är dock oklart och bör analyseras utförligare. I Energimyndighetens uppdrag att utvärdera en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad kommer denna fråga att analyseras djupare.

Vilka produktionsslag som kommer in

I scenario 2 är ambitionen att höja produktionen av förnybar el med 19 TWh jämfört med 2002 års nivå. Energimyndigheten har antagit att den kvotutveckling som finns i lagen om elcertifikat fram till 2010 behålls. Av det skälet är resultatet i detta scenario för år 2010 identiskt med scenario 1. Efter år 2010 ökar kvoten fram till år 2015 för att därefter hållas konstant fram till år 2025.

Ambitionsnivån i detta scenario om att öka elproduktionen med 19 TWh motsvarar de i denna rapport högsta möjliga rimliga potentialen. Vilket medför att den elproduktion som kommer in i systemet fram till 2015 motsvarar de tidigare i rapporten redovisade rimliga potentialerna.

Tabell 23 Trolig fördelning av produktionen enligt scenario 2 (TWh)

År	Första 12 månaderna med elcertifikat	2010	2015
Vindkraft	0,72	4,75	10
Kraftvärme i fjv	3	4,5	6
Vattenkraft	1,75	2,25	2,5
Industriellt mottryck	4,5	6	7
Sol, våg, geotermi	0	0	0
Summa rimlig potential	10	17,5	25,5

Not. I tabellens siffror ingår den befintliga produktionen år 2002 på 6,5 TWh förnybar el.

Om ambitionen skulle sättas lägre än 19 TWh så skulle någon eller några av energikällorna som tar sig in i systemet minska. Vilken teknik det är som skulle minska är mycket svårt att svara på. Rent teoretiskt bör det kraftslag som har högst kostnader minska i första hand. Av de energikällor som enligt tabellen kommer in i systemet så är den dyraste tekniken havsbaserad vindkraft och småskalig bio-bränslekraftvärme och det är därför där som de största skillnaderna är att vänta om ambitionsnivån sätts lägre än 19 TWh.

Eftersom projekteringen av investeringsprojekt sker parallellt har varje projekt inte koll på alla övriga projekt. Alla som projekterar har därför utgångspunkten att de ska få avsättning för sina elcertifikat. Om vi i denna situation skulle börja få ett överskottsutbud på elcertifikat skulle prispressen på elcertifikat öka vilket kanske skulle innebära att nya elproduktionsanläggningar skulle få det svårt att bli lönsamma. En möjlighet är att stora vindkraftsparker under projektering, som är de som har högst risk och kostnader och därför är mest utsatta aktörerna på elcertifikatmarknaden noggrant bevakar marknaden och avbryter sina byggplaner om utbudet på marknaden verkar vara för stort. Men det kan ju givetvis vara någon annan aktör som gör bedömningen att osäkerheten ökar och att de därför avbryter sina planer.

Påverkan på övrig elproduktion och försörjningstrygghet

En ökning av den förnybara elproduktionen påverkar sammansättningen i elproduktionen och därigenom också elpris och indirekt kan det ha påverkan på elanvändningen.

I detta scenario ska ytterligare 9 TWh förnybar elproduktion in i systemet under perioden 2010 till 2015 jämfört med scenario 1. Konsekvenserna av att införa 19 TWh ny förnybar elproduktion i relation till 2002 års nivå jämfört med 10 TWh förnybar elproduktion är självklart större. Precis som i scenario 1

kommer det framför allt vara den elproduktion som ligger på marginalen i det nordiska elsystemet som trängs undan först. I dagsläget är det kolkondens.

På längre sikt är det troligt att det skulle vara naturgaskondens som är den kommersiella teknik som på marknaden skulle möta behovet av ny kraft. Om investeringar i naturgaskondens skulle behövas för att fylla behovet av ny elproduktion skulle naturgaskondensen också bli prissättande på elmarknaden. Det framgår också av Energimyndighetens senaste långsiktsprognois där huvudscenariot som baseras på ett antagande om kärnkraftens livslängd på 40 år pekar på att ca 7,5 TWh ny elproduktion med gaskondens kommer in till år 2020. Enligt myndighetens långsiktsprognois kommer även annan elproduktion in i systemet fram till 2020 bl.a. gasbaserad kraftvärme, ny avfallsbaserad elproduktion i kraftvärme samt vindkraft, som enligt prognosen trots oförändrade kvoter från år 2010 kommer in i större utsträckning än vad kvoten kräver. Detta indikerar att vindkraften under perioden fram till 2020 kan bli kommersiellt lönsam, vilket förutsätts i prognoserna. Av dessa elproduktionskällor är naturgasbaserad kondenskraft och naturgasbaserad kraftvärme de dyraste produktionskällorna och därmed de energislag som den elcertifikatberättigade elproduktionen konkurrerar emot och i första hand trängs undan.

Eftersom Energimyndigheten i sina långsiktsprognoiser inte gör någon prognos för år 2015 är det svårt att jämföra scenario 2 ambition med långsiktsprognoisen. Enligt långsiktsprognoisen bedöms de tillskottet från den elcertifikatberättigade elproduktionen uppgå till 17 TWh år 2020. Vid en interpolering skulle den tillkommande produktionen år 2015 vara ungefär 14 TWh. De 5 TWh som skiljer denna utveckling mot ambitionen i scenario 2 på 19 TWh tränger sannolikt undan nyinvesteringar i gaskondens och till viss del i naturgasbaserad kraftvärme. Det är dock inte nödvändigt att denna undanträngning av produktion sker i Sverige utan kan även ske i de övriga nordiska länderna eftersom vi har ett gemensamt nordiskt elsystem.

Kostnad för konsumenten

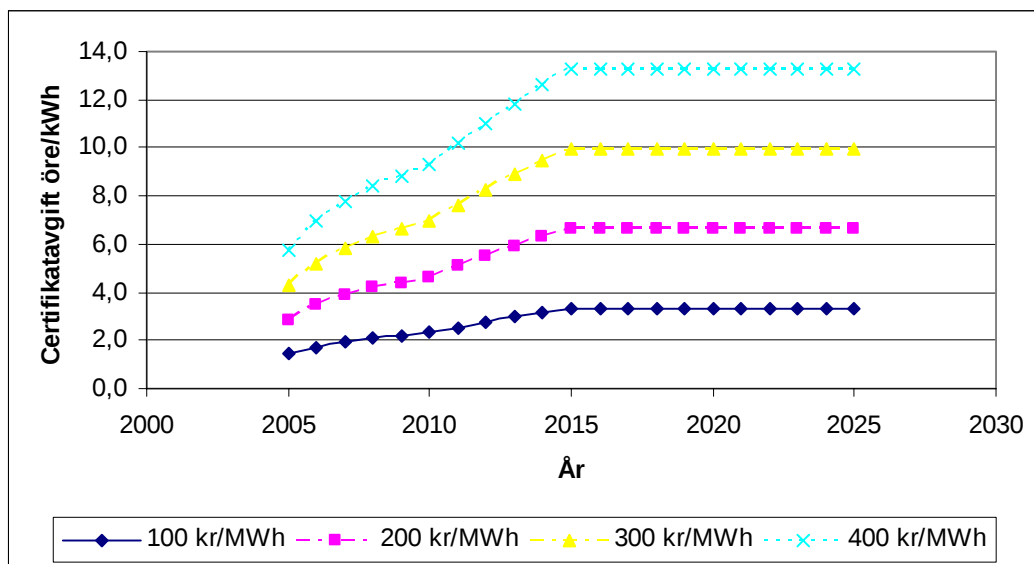
I detta scenario med en ambitionsnivå för ökningen av förnybar elproduktion som motsvarar den potential som Energimyndigheten anser rimlig, hamnar konsumenternas elcertifikatkostnad inkl moms på mellan 3,5-13,5 öre/kWh när kvoterna är som högst mellan 2010 och 2025. Det lägre priset ges av ett elcertifikatpris på 100 kr/MWh och det högre av ett pris på 400 kr/MWh. Under certifikatsystemets första år var konsumentens elcertifikatkostnad i medeltal knappt 3 öre/kWh.

Med ambitionsnivån i scenario 2 där hela den högsta rimliga potentialen enligt avsnitt 4.4 utnyttjas är det troligt att det kommer in dyrare tekniker för att kunna uppnå målsättningen. Certifikatpriserna bör således bli högre i scenario 2 än i scenario 1. Därmed är det rimligt att anta att konsumentens kostnad ligger i den övre halvan av intervallet.

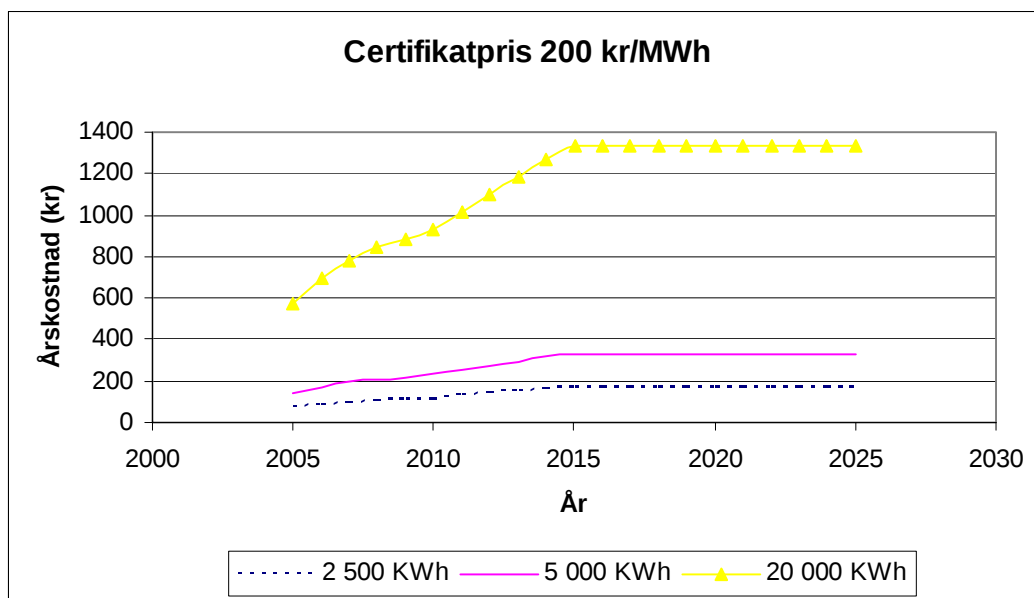
Tabell 24 Troliga konsekvenser för konsumenten - scenario 2

	Troliga konsekvenser
Påverkan på elpris	Dämpning av elpriset (ej kvantifierat)
Påverkan på konsumentens elcertifikatpris	3-13 öre/kWh

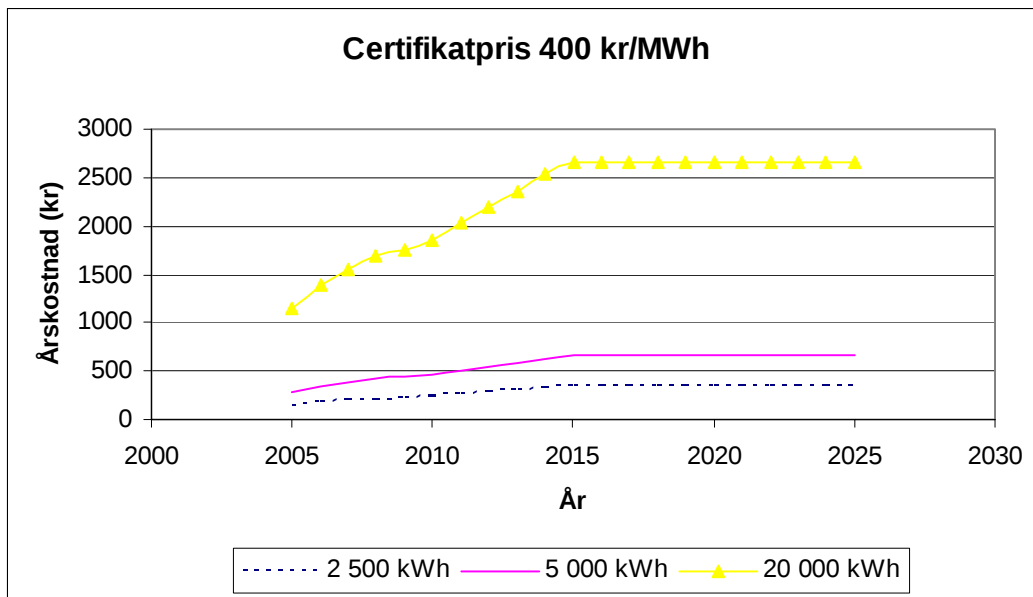
Enligt Energimyndighetens beräkningar blir kostnaden för konsumenten enligt figurerna nedan för scenario 2.



Figur 18 Certifikatavgift i scenario 2 vid fyra olika antaganden om certifikatpris



Figur 19 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 2 vid antagande om ett certifikatpris på 200 kr/MWh



Figur 20 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 2 vid antagande om ett certifikatpris på 400 kr/MWh

Figur 19 och Figur 20 beskriver årskostnaden för tre olika typkunder (lägenhet, villa utan eluppvärmning samt villa med eluppvärmning) vid två olika antaganden om certifikatpriset. Årskostnaden för exempelvis en eluppvärmd villa varierar i detta scenario mellan 1300 kr-2600 kr vid antagande om certifikatpris på 200 kronor respektive 400 kronor per MWh.

Vad krävs för att nå den satta ambitionsnivån (19 TWh)?

En ökning av den förnybara elproduktionen med 19 TWh från 2002 års nivå är en ansevärd mängd som ska tillföras energisystemet.

Tabell 25 Krav som ställs för att uppnå målet enligt scenario 2

	Scenario 2
Vad krävs för att nå ambitionen?	• Elcertifikatsystemet permanentas och kvoter fastställs efter 2010 • Stora vindkraftsparker både till lands och havs. • Planeringsmålet för vindkraft måste implementeras och följas. • Eventuellt ökade resurser till tillståndshanterande myndigheter.
Hur många verk krävs? (siffrorna är <u>exempel</u> på vad den nya produktionen kan komma att innebära i termer av nya anläggningar)	<u>Vindkraft till land</u> Ca 5-10 stycken parker på land (i snitt ca 40 verk per park) <u>Vindkraft till havs</u> Ca 10 stycken parker till havs (i snitt ca 60 verk per park) <u>Industriellt mottryck</u> Ca 15 anläggningar investerar i bl.a. nya turbiner och en del nya pannor. <u>Kraftvärme i fjärrvärmenätet</u> Ca 30 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar <u>Vattenkraft</u> Reinvestering i ca 150 befintliga anläggningar samt uppförande av ett antal nya småskaliga anläggningar.

Den viktigaste åtgärden för att nå målet är att kvoter fastställs efter år 2010. Om det inte sker kommer sannolikt endast en bråkdel av de planer på utbyggnad som finns bli verklighet. Om systemet förlängs enligt ovan samt i övrigt uppfattas som robust och väl utformat kommer, enligt de intervjuer som Energimyndigheten gjort, kraftvärmen, det industriella mottrycket samt vattenkraften att genomföra många projekt som kommer att öka tillförseln av förnybar el. Även vindkraften kommer, givet dessa förutsättningar, att genomföra flertalet projekt.

För att det industriella mottrycket skall öka sin produktion med 2,5 TWh behöver ca 15 industriella mottrycksanläggningar göra investeringar i bl.a. nya turbiner och en del nya pannor eller gasturbiner. För att kraftvärmen i fjärrvärmenäten skall öka sin produktion med 3 TWh förnybar el krävs drygt 30 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar. Många är små, ca 3 MWe, hälften är medelstora 10-20 MWe och några är stora ca 40 MWe. Vattenkraften ökar sin produktion med knappt 1 TWh främst genom att reinvestera i ca 150 befintliga anläggningar samt genom att uppföra ett antal nya småskaliga anläggningar, hur många är mycket svårt att säga.

För att öka den förnybara produktionen med 19 TWh från 2002 års nivå behövs enligt potentialbedömningarna ca 10 TWh vindkraft. Tekniskt och ekonomiskt skulle det gå att bygga ännu mer vindkraft. Det är teoretiskt möjligt att bygga 10 TWh vindkraft på land men det finns inga sådana planer i dagsläget. Med största sannolikhet behövs det därför även parker till havs. För att nå en utbyggnad av 19 TWh förnybar el jämfört med 2002 års nivå finns det alltså anledning att beakta vindkraft och speciellt havsbaserad vindkraft särskilt.

Antalet vindkraftverk som behövs är väldigt beroende av hur stora de är. Befintliga verk idag är över lag mindre än 1 MW. De nya verk som installeras idag är

emellertid upp till 2-3 MW och inom några år kan verken till havs vara på 5 MW. Denna teknikutveckling gör att om det för ett par år sedan krävdes 490 verk om 850 kW på land för att producera 1 TWh så kommer det i framtiden att gå att producera 2,3 TWh med samma antal verk om verken är 2 MW. Teknikutvecklingen medför alltså att antalet verk kan hållas i princip konstant samtidigt som produktionen hela tiden ökar.

Vindkraftsverken samlas ofta i parker och planerade sådana projekt redovisas i bilaga 3. Hur många kraftverk och hur mycket en park kan producera är specifikt för varje enskilt projekt och det är därför svårt att ge en siffra för hur många vindkraftverk eller parker som skulle krävas för att producera 10 TWh. För att ge en uppfattning om vad som krävs redovisas här emellertid Tabell 26 som är hämtad ifrån bilaga 3. Den beskriver ett urval av planerade vindkraftsprojekt till havs i Sverige (WSP 2004).

Tabell 26 Urval av planerade offshoreprojekt i Sverige (WSP 2004)

Projekt	Antal verk	MW	GWh
Utgrunden II	24	72	200
Nordöstra Öland	21	63	110
Blekingeprojektet	30	108	378
Smygehamn-Abbekås	28	120	460
Norra Midsjöbanken	79	284	995
Södra Midsjöbanken	227	817	2860
Lillgrunden	48	120	240
Lövstaviken	6	11	28
Fladen**	60	300	700
Kalmarsund	5	17,5	55
Klasådern	16	44	120
Kriegers flak*	128	640	2100
Finngrunden	80	420	1300
Totalt	752	3017	9546

*På Kriegers flak har ytterligare ett projekteringsbolag ännu större planer på i princip samma område.

** Har fått avslag av regeringen.

Utöver dessa projekt finns planer på land motsvarande 3,1-4,2 TWh.

En möjlig sammansättning för att producera 10 TWh är således ca 10 parker till havs och ca 5-10 stycken parker på land. Parkerna på land projekteras för 80-300 GWh och medianstorleken är 200 GWh. För att producera 200 GWh i en park placerad på land krävs drygt 40 vindkraftverk om 2 MW om utnyttjningstiden är 2 400 h.

I korthet kan dock sägas att planeringsmålet om 10 TWh måste implementeras och följas. Länsstyrelser, kommuner och miljödomstolar måste eventuellt få

ökade resurser att hantera vindkraftsansökningar. Om arbetet med att implementera planeringsmålet fullföljs finns inga hinder för att vindkraften skall kunna producera 10 TWh till 2015. Denna slutsats lutar sig på den konsultstudie om ledtider för att få fram ny kraft som utförts av WSP på uppdrag av Energimyndigheten (WSP 2004).

Vindkraft har, om förutsättningarna blir de rätta, potential att kompensera för en utebliven expansion hos någon av de andra kraftslagen. De andra kraftslagen kan emellertid inte kompensera för en utebliven vindkraftsexpansion.

4.6.4 Scenario 3: Ökning med 25 TWh

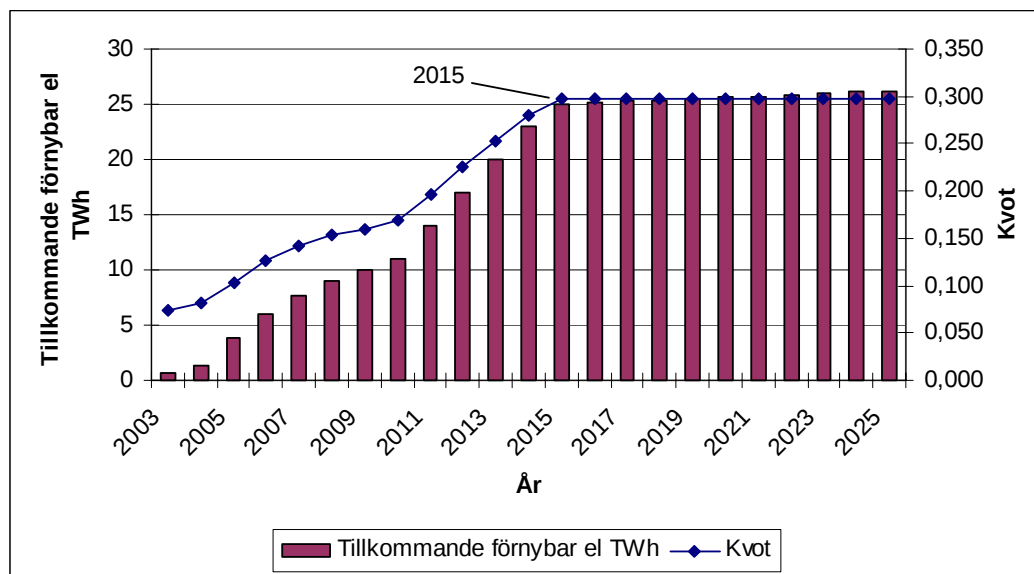
Scenario 3 beskriver en mycket kraftfull utbyggnad av förnybar elproduktion, en ökning med hela 25 TWh jämfört med 2002 års nivå. Som i de övriga scenarierna är kvoter fastställda till 2025, med en tillväxtperiod fram till 2015 för att därefter ha fasta kvoter fram till 2025.

Den bedömning av högsta rimliga potentialen som Energimyndigheten gjort förutsätter en stor utbyggnad men ändå en utbyggnad som går i takt med hur energiinvesteringar brukar göras, dvs. när behov finns i kärnverksamheten för mottrycket, kraftvärmen och vattenkraften. Vindkraften baserar hela sin verksamhet på elförsäljning och är alltså inte begränsad av några randvillkor utöver lönsamhetsaspekter, finansieringsmöjligheter och utsikterna att få tillstånd.

De planer som Energimyndigheten fått information om består över lag av konventionell teknik. Det är således traditionella ångcykler och turbiner som producerar kraften i kraftvärme och industriellt mottryck. Sannolikt kommer även en del ny teknik att väljas. T.ex. powerformer till vissa av de storskaliga vattenkraftverken när dessa reinvesterar. Vindkraften använder också hela tiden större och nyare konstruktioner.

Det är dock intressant att ställa sig frågan vad som händer om ambitionen sätts högre än den i detta arbete angivna "rimliga" potentialen? Den rimliga potentialen är 25,5 TWh till år 2015. Vad händer om ambitionen skulle sättas till 31,5 TWh till år 2015? Det innebär att den förnybara produktionen ökar med 25 TWh till år 2015.

Kvotutveckling i scenario 3



Figur 21 Scenario 3, den förnybara elen ökar med 25 TWh mellan år 2002 och år 2015

Tabell 27 Prognostiserad utveckling av förnybar el scenario 3

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

År	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kvot	0,197	0,225	0,253	0,280	0,298	0,298	0,298	0,298
Certifikatel, TWh	20,53	23,53	26,56	29,51	31,52	31,64	31,76	31,88
Tillkommande förnybar el TWh	14,03	17,03	20,06	23,01	25,02	25,14	25,26	25,38
Diff. Föreg. år TWh	2,98	3,01	3,03	2,95	2,01	0,12	0,12	0,12

År	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Kvot	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298	0,298
Certifikatel, TWh	32,00	32,12	32,24	32,36	32,48	32,60	32,73
Tillkommande förnybar el TWh	25,50	25,62	25,74	25,86	25,98	26,10	26,23
Diff. Föreg. år TWh	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12

Tabell 27 visar utvecklingen i scenario 3. Som synes har den förnybara elen ökat med 25 TWh till år 2015. I tabellen finns en femte rad som beskriver Sveriges totala andel förnybar el så som den beräknas i RES-E direktivet (2001/77/EG). I denna rad har vi helt enkelt fogat den storskaliga vattenkraften 63,25 TWh till den certifierade produktionen. För år 2015 blir andelen förnybar el 58,7 %. Resultatet visar således att även vid denna mycket höga utbyggnadsnivå så är det inte möj-

ligt att nå det referensvärde på 60 % som direktivet anger för Sverige. För att Sverige skall få en hög andel förnybar el krävs således att elanvändningen minskar relativt dagens nivå, samt att potentialen för den förnybara elproduktionen byggs ut.

Vilka produktionsslag som kommer in

I detta scenario antas att elproduktionen ska öka med 25 TWh jämfört med 2002 års nivå. Precis som i scenario 2 sker ökningen i kvoten fram till och med år 2015 för att sedan ligga på en konstant nivå fram till år 2020. Att öka med 25 TWh jämfört med 2002 års nivå är en ambitionsnivå som ligger över de potentialer som Energimyndigheten bedömer är rimliga till år 2015 (se avsnitt 4.4).

Tabell 28 Trolig fördelning av förnybar elproduktion inom elcertifikatsystemet enligt scenario 3 (TWh)

År	Första 12 månaderna med elcertifikat	2010	2015
Vindkraft	0,72	4,75	10+
Kraftvärme i fjv	3	4,5	6+
Vattenkraft	1,75	2,25	2,5+
Industriellt mottryck	4	6	7+
Sol, våg, geotermi	0	0	0
Summa rimlig potential	10	17,5	25,5+

Not. I tabellens siffror ingår den befintliga produktionen år 2002 på 6,5 TWh förnybar el.

För att nå ett så högt mål som 25 TWh ökning till år 2015 är två vägar möjliga. Antingen byggs vindkraften ut utöver planeringsmålet om 10 TWh, eller så krävs alternativ teknik i det industriella mottrycket och kraftvärmens. Självklart kan målet mötas genom en kombination av dessa.

Vindkraften har stora tekniska potentialer både till havs och på land. De maximala kostnader som Energimyndigheten fått uppgifter om uppgår till 65 öre/kWh vilket, om elpriset är 28 öre/kWh, innebär ett certifikatpris på 370 kr/MWh. Vid denna kostnadsnivå kan således större delen av den tekniska potentialen byggas ut. Med en kraftig utbyggnad av vindkraft tillkommer så småningom systemkostnader för eventuella förstärkningar i nät samt ökat behov av reglerkraft och effektreserv. Något underlag för dessa kostnader saknas. Ett riktmärke är dock att ett system klarar 20 % vindkraft innan marginalkostnaderna drar iväg. Det innebär 80 TWh vindkraft i Norden varav ca 30 TWh i Sverige. Detta skulle indikera att dessa kostnader vid denna ambitionsnivå inte skulle vara överhängande. Kostnaderna för eventuell utbyggnad av stamnätet belastar Svenska kraftnät och sprids på kollektivet via deras tariffer. Kostnaderna för reglerkraft och effektreserv hanteras på reglerkraftmarknaden och den kommande marknaden för effekt. På dessa marknadsplatser avgörs sedan hur kostnaderna fördelas.

Det industriella mottrycket och kraftvärmen kan också möte ett högre mål genom medvetna satsningar på tekniker med hög elverkningsgrad. Förgasning av fasta biobränslen innebär att elutbytet kan öka både inom det industriella mottrycket och kraftvärmen i fjärrvärmenäten. Processgasen kan användas i avancerade gasturbinprocesser som redan finns kommersialiserade. Det industriella mottrycket kan även öka elproduktionen genom svartlutsförgasning men det är inte realistiskt innan år 2015.

Även om ambitionen sätts högt är det dock inte troligt att solkraft och vågkraft kommer att producera några större volymer till år 2015. De är för dyra i den tidshorisonten.

Påverkan på övrig elproduktion och försörjningstrygghet

Liksom i scenario 2 innebär denna ökning av förnybar el att den befintliga kol-kondensproduktionen i Norden på kort sikt minskar och på längre sikt minskas utbyggnaden av ny gaskondens och gasbaserad kraftvärme. Jämfört med scenario 1 och Energimyndighetens långsiktsprognois är denna produktion av elcertifikatsberättigad elproduktion drygt 15 TWh högre år 2015. Detta motsvarar mer än den tillkommande produktionen på drygt 7 TWh ny naturgaskondens som enligt Energimyndighetens prognos skulle komma in i det svenska elsystemet fram till 2020.

Elbalansens utveckling beroende på hur mycket produktion som tillkommer i elcertifikatsystemet behandlas i scenario 2. Där det konstateras att effekten på elbalansen är mycket osäker. Om kärnkraftens livslängd sätts till 40 år, vilket är fallet i Energimyndighetens huvudscenario i senaste långsiktsprognoisen, så sammanfaller utbyggnaden år 2010-2015 tidsmässigt väl med att de första reaktorerna börjar avvecklas. År 2020 har ca 20 TWh kärnkraft avvecklats. Den kommersiella kraft som ersätter reaktorerna enligt långtidsprognosen blir främst gaseldad kraftvärme, vindkraft samt gaskondens. Ju högre ambitionen är i elcertifikatsystemet, desto mindre gaskondens och gaskraftvärme kommer sannolikt att byggas om kärnkraften avvecklas efter 40 år.

Vid dessa stora mängder elcertifikatberättigad elproduktion blir effekten på elpriset också sannolikt större än i de tidigare scenarierna varför det är svårt att uttala sig om elanvändningens utveckling och investeringsincentiven för elproduktion som inte ingår i elcertifikatsystemet. Även elanvändningens utveckling kan skilja sig ordentligt jämfört med Energimyndighetens långsiktsprognois om elpriset avviker mot prognosen samt om konsumentens kostnad för elcertifikat är högre än vad som antas i prognosen. Det skulle kunna innebära att elanvändningen ökar och att investeringar i annat än förnybar el avtar till följd av dämpade elpriser. Denna utveckling är dock väldigt osäkra och bör noggrant analyseras närmare om en ökning i denna utsträckning övervägs.

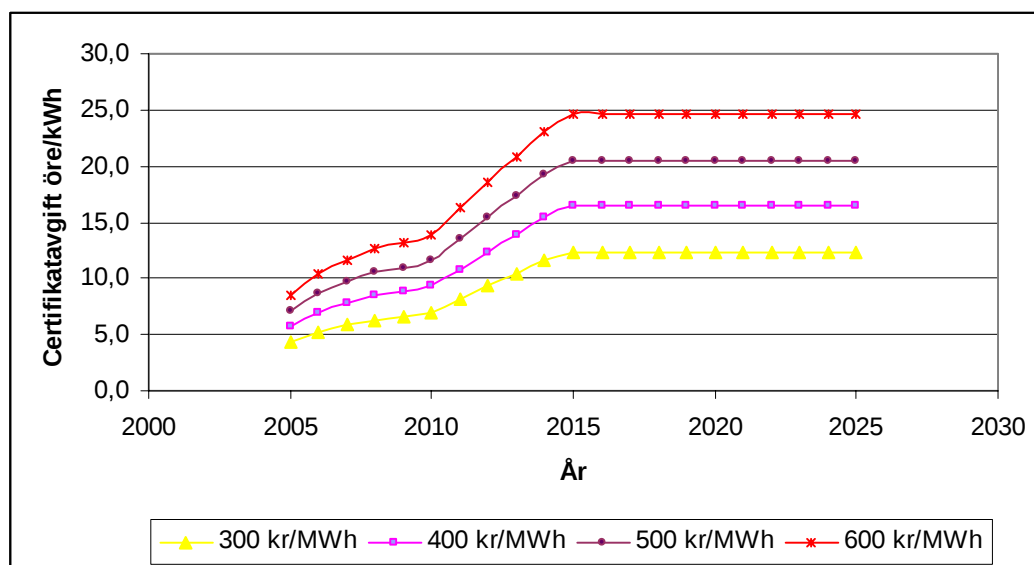
Kostnad för konsumenten

Tabell 29 Troliga konsekvenser för konsumenten - scenario 3

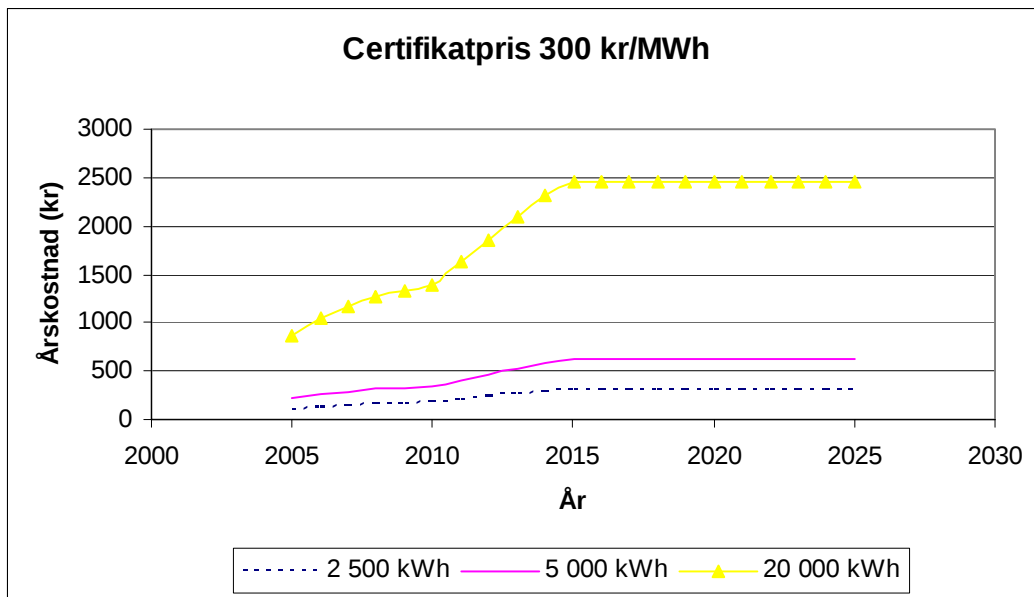
	Troliga konsekvenser
Påverkan på elpris	Dämpning av elpriset (ej kvantifierat)
Påverkan på konsumentens elcertifikatpris	12,5-25 öre/kWh

I detta scenario med en ambitionsnivå för ökningen av förnybar elproduktion som överstiger den potential som Energimyndigheten anser rimlig, hamnar konsumenternas elcertifikatkostnad inkl moms på mellan 12,5-25 öre/kWh när kvoterna är som högst mellan 2010 och 2025. Det lägre priset ges av ett elcertifikatpris på 300 kr/MWh och det högre av ett pris på 600 kr/MWh. Under certifikatsystemets första år var konsumentens elcertifikatkostnad i medeltal knappt 3 öre/kWh.

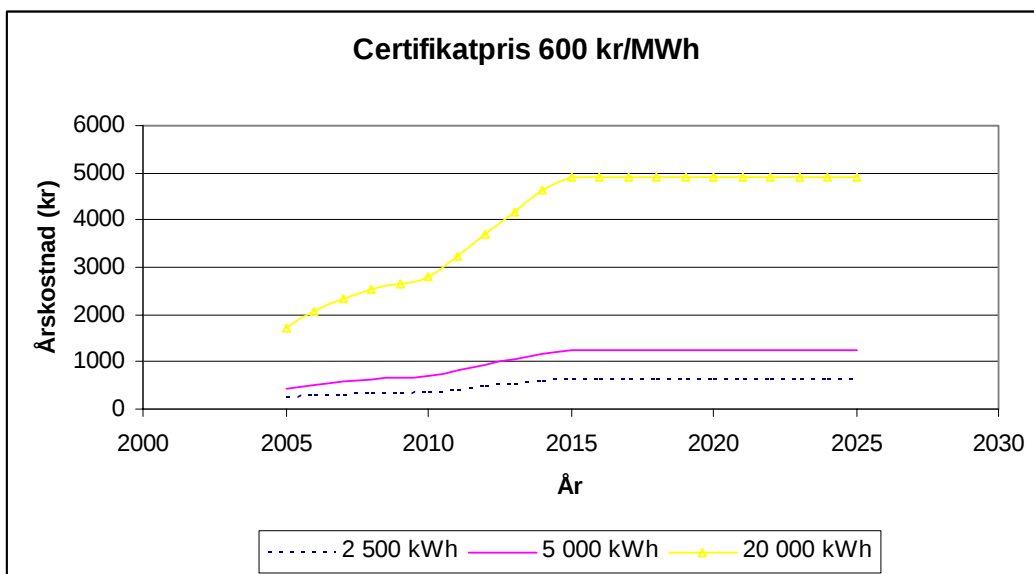
Om ambitionen sätts så hög som till 25 TWh år 2015 så kommer eventuellt dyrare teknik att behöva användas, sämre vindlägen kommer att bebyggas, dyrare bio-bränslen behövas etc. Detta ger i så fall utslag på elcertifikatpriset som blir högre. Troligen kommer konsumentpriserna att hamna i övre halvan av det angivna intervallet.



Figur 22 Elcertifikatavgift vid olika antaganden om certifikatpris



Figur 23 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 3 vid antagande om ett certifikatpris på 300 kr/MWh



Figur 24 Årskostnad för fyra olika typkunder i scenario 3 vid antagande om ett certifikatpris på 600 kr/MWh

Årskostnaden för en villa med elvärme (20 000 kWh) blir i storleksordningen 2 500 kr/år vid ett certifikatpris om 300 kr/MWh och närmare 5 000 kr/år vid ett certifikatpris på 600 kr/MWh.

Vad krävs för att nå den satta ambitionsnivån?

En ambitionsnivå om ökad förnybar elproduktion med 25 TWh jämfört med 2002 års nivå kommer ställa stora institutionella krav.

Tabell 30 Krav som ställs för att uppnå målet enligt scenario 3

	Scenario 3
Vad krävs för att nå ambitionen?	• Elcertifikatsystemet permanentas och kvoter fastställs efter 2010 • Tätare samarbete mellan producenter och staten. • Om inte produktion tillkommer som kvoten kräver riskerar konsumentpriserna att skena och systemet kollapsa. • Extra krav ställs på tillståndsmyndigheter att verkställa ansökningar och överklaganden snabbt. • Utökade resurser för tillståndsmyndigheter krävs. • Parallella stöd för pilotprojekt med oprövad teknik krävs troligen.
Hur många verk krävs? (siffrorna är <u>exempel</u> på vad den nya produktionen kan komma att innebära i termer av nya anläggningar)	<u>Vindkraft till land</u> Mer än 5-10 stycken parker på land (i snitt ca 40 verk per park). <u>Vindkraft till havs</u> Mer än 10 stycken parker till havs (i snitt ca 60 verk per park). Utökad utbyggnad med fler verk per park. <u>Industriellt mottryck</u> Mer än att ca 15 anläggningar investerar i bl.a. nya turbiner och en del nya pannor eller turbiner. Ny teknik, bl.a. förgasning, krävs i nya anläggningar. <u>Kraftvärme i fjärrvärmenätet</u> Mer än ca 30 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar. Ny teknik, bl.a. förgasning, krävs i nya anläggningar. <u>Vattenkraft</u> Reinvestering i ca 150 befintliga anläggningar samt uppförande av ett antal nya småskaliga anläggningar. Möjligen någon ny större anläggning.

För vindkraften så redovisas under scenario 2 vad som krävs för att bygga ut 10 TWh. I scenario 3 krävs troligen att vindkraften byggs ut utöver planeringsmålet om 10 TWh. Det innebär att fler parker till havs och på land behövs. De parker till havs som redovisas i Tabell 26 i scenario 2 är ofta inte utbyggda på hela grundet. Det finns alltså möjlighet att utöka produktionen på vissa av de grund som redovisas i tabellen. Det finns även fler områden i havet som går att bebygga.

Ett tätare samarbete mellan staten och elproducenterna krävs också. Elproducenterna känner över lag inget ansvar för att elcertifikatssystemet skall lyckas. Det finns således inga garantier för att en hög kvot får en massa aktörer att prova ny eller alternativ teknik. Därför krävs sannolikt ett tätare samarbete mellan staten och elproducenterna.

Om kvoten sätts hög och producenterna inte svarar med den kraftsamling som behövs för att klara tillskottet av ny produktion så får det svåra följder för certifikatsystemet. Det kan bli brist på produktion vilket innebär att certifikatpriset skenar och att certifikatmarknaden kollapsar.

Ett högt mål ställer extra krav på olika myndigheter, bl.a. miljöprövningsdelegationer vid kommunerna, länsstyrelserna, miljödomstolarna och miljööverdomstolen. Främst är det alla ansökningar och överklaganden som kommer att belasta myndigheterna. Redan idag är dessa myndigheter hårt belastade. Resultatet ifrån

den konsultrapport som WSP genomförde för att beräkna ledtider för ny kraftproduktion var att det är dessa myndigheters kapacitet i antal beslut per år som är den begränsande faktorn för hur mycket ny förnybar produktion som går att få fram (WSP 2004). Ett antal förslag finns ifrån Miljöbalkskommitten om hur prövningsvägarna kan förändras. Det innebär eventuellt att resurserna mellan myndigheterna behöver omfördelas.

Det kan även finnas andra myndigheter som behöver ökade resurser om en utbyggnad i den storlek som scenario 3 beskriver skall vara möjlig.

För att klara det höga målet är sannolikt en dialog och samarbete med producenterna nödvändig. Detta för att bästa teknik skall väljas med avseende på högt elutbyte etc. Samtidigt krävs sannolikt extra stöd till forskning, teknikutveckling och demonstration. Dessa arbetsuppgifter är väl lämpade för bl.a. Statens energimyndighet. Energimyndigheten och de övriga myndigheter som kan tänkas arbeta med detta behöver i så fall extra resurser.

4.6.5 Sammanfattning av scenarioanalysen

För att avgöra en lämplig ambitionsnivå får statsmakten avgöra vad som är en lämplig tillförsel av ny kraft till marknaden med tanke på hur det påverkar elmarknaden och Sveriges elbalans, hur stor kostnad som är möjligt att lägga på konsumenten, vilken kvot som krävs för att certifikatsystemet skall fungera väl samt hur ambitionsnivån påverkar vilka produktionstekniker som kommer att byggas ut.

Scenarierna redovisar tydliga skillnader i konsekvenser vid olika val av ambitionsnivå. Energimyndigheten vill betona att nivån i de tre scenarierna valts för att illustrera effekter vid olika vägval. Den omvända analysen, vilken ambitionsnivå som är lämplig givet önskvärda effekter är däremot inte gjord. För det krävs politiska ställningstaganden. Det är således viktigt att betänka att den *lämpliga* ambitionsnivå som slutligen väljs om elcertifikatsystemet förlängs bortom 2010 mycket väl kan vara någon annan än någon av de som presenteras i de tre scenarierna. Energimyndigheten tar inte i denna rapport ställning till vilken ambitionsnivå som är *lämplig*.

I tabellen nedan sammanfattas konsekvenserna av de tre olika scenarierna.

Tabell 31 Sammanfattning av scenario 1-3

	Scenario 1 – 10 TWh		Scenario 2 – 19 TWh		Scenario 3 – 25 TWh	
Vilka produktionsslag kommer in? (TWh)	Vind Vatten Kraftvärme Ind.mottryck	4,75 2,25 4,5 6,0	Vind Vatten Kraftvärme Ind.mottryck	10 2,5 6 7	Vind Vatten Kraftvärme Ind.mottryck	10+ 2,5 + 6+ 7+
Påverkan på övrig elproduktion	Konvertering av fossil-eldad kraftvärme till bio-bränsle. Viss undanträngning av kolkondens i det nordiska elsystemet möjlig.		Konvertering av fossileldad kraftvärme till biobränsle. Kortsikt minskad produktion av kolkondens i Norden. Behovet av investeringar i ny naturgaskondens och naturgaskraftvärme i Sverige och Norden minskar.		Konvertering av fossil-eldad kraftvärme till bio-bränsle. Kortsikt minskad produktion av kolkondens i Norden. Behovet av investeringar i ny naturgaskondens och naturgaskraftvärme i Norden minskar.	
Försörjnings-trygghet	Elproduktionen med förnybara energikällor ökar, men osäkert hur det påverkar övrig elproduktion i Sverige.		Elproduktionen med förnybara energikällor ökar och tränger undan elproduktion från naturgas baserad kraftvärme och naturgas kondens.		Elproduktionen med förnybara energikällor ökar och tränger undan elproduktion från naturgas baserad kraftvärme och naturgas kondens. Effekter på el-användning och investeringsincitament för icke förnybara energikällor ökar när kvoten ökar.	
Påverkan på elpris	Viss dämpning av elpriset (ej kvantifierat)		Dämpning av elpriset (ej kvantifierat)		Tydlig dämpning av elpriset (ej kvantifierat)	
Påverkan på konsumentens elcertifikatpris	2,3-9,3 öre/kWh inkl moms		3-13 öre/kWh inkl moms		12,5-25 öre/kWh Om inte produktion tillkommer som kvoten kräver riskerar konsumentpriserna att skena och systemet kollapsa.	

	Scenario 1 – 10 TWh	Scenario 2 – 19 TWh	Scenario 3 – 25 TWh
Vad krävs för att nå ambitionen?	Elcertifikatsystemet permanentas samt ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt efter 2010 Effektivare tillståndshandling än i dag krävs samt att tillstånd faktiskt ges.	Elcertifikatsystemet permanentas samt ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt efter 2010 Planeringsmålet för vindkraft måste implementeras och följas. Effektivare tillståndshandling än i dag krävs samt att tillstånd faktiskt ges. Ökade resurser krävs troligen för tillståndsmyndigheter.	Elcertifikatsystemet permanentas samt ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt efter 2010 Tätare samarbete mellan producenter och staten. Extra krav ställs på tillståndsmyndigheter att verkställa ansökningar och överklaganden snabbt, samt att tillstånd faktiskt ges. Ökade resurser krävs för tillståndsmyndigheter. Parallella stöd för pilotprojekt med oprövad teknik krävs troligen.
Hur många verk krävs? (siffrorna är exempel på vad den nya produktionen kan innebära i termer av nya anläggningar)	<u>Vindkraft till land</u> Ca 5 stycken parker på land (i snitt ca 40 verk per park) <u>Vindkraft till havs</u> Ca 6 stycken parker till havs (i snitt ca 30 verk per park) <u>Industriellt mottryck</u> Ca 10 anläggningar investerar i bl.a. nya turbiner <u>Kraftvärme i fjärrvärmenätet</u> Ca 15-20 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar <u>Vattenkraft</u> Reinvestering i ca 100 befintliga anläggningar samt uppförande av ca 15 nya småskaliga anläggningar.	<u>Vindkraft till land</u> Ca 5-10 stycken parker på land (i snitt ca 40 verk per park) <u>Vindkraft till havs</u> Ca 10 stycken parker till havs (i snitt ca 60 verk per park) <u>Industriellt mottryck</u> Ca 15 anläggningar investerar i bl.a. nya turbiner och en del nya pannor. <u>Kraftvärme i fjärrvärmenätet</u> Ca 30 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar <u>Vattenkraft</u> Reinvestering i ca 150 befintliga anläggningar samt uppförande av ett antal nya småskaliga anläggningar.	<u>Vindkraft till land</u> Mer än 5-10 stycken parker på land (i snitt ca 40 verk per park). <u>Vindkraft till havs</u> Mer än 10 stycken parker till havs (i snitt ca 60 verk per park). Utökad utbyggnad med fler verk per park. <u>Industriellt mottryck</u> Mer än att ca 15 anläggningar investerar i bl.a. nya turbiner och en del nya pannor. Ny teknik, bl.a. förgasning, krävs i nya anläggningar. <u>Kraftvärme i fjärrvärmenätet</u> Mer än ca 30 nya eller ombyggda anläggningar av olika storlekar. Ny teknik, bl.a. förgasning, krävs i nya anläggningar. <u>Vattenkraft</u> Reinvestering i ca 150 befintliga anläggningar samt uppförande av ett antal nya småskaliga anläggningar. Möjligen någon ny större anläggning.

4.6.6 Utestående frågor att ta ställning till för att fastställa de framtida kvoterna

Energimyndigheten har gjort flera antaganden om osäkra variabler i analysen av kvoterna i det framtida elcertifikatsystemet. När elcertifikatsystemets fortlevnad efter 2010 ska fastställas finns några nyckelfrågor som beslutsfattarna måste klargöra och ta ställning till utöver de politiska frågorna som tagits upp i konsekvensanalysen. Frågor som måste besvaras för att kunna sätta kvoter i framtiden handlar om elcertifikatsystemets livslängd, utvecklingsprofil för systemet, elanvändning och undantagsregler för den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin, en eventuell begränsning för hur länge anläggningar ska finnas i systemet samt en eventuell mekanism för att kunna initiera ytterligare en tillväxtperiod i systemet.

Långsiktighet i kvotsättningen

Den största bristen i elcertifikatsystemet är långsiktigheten. Det har i stort sett samtliga aktörer som Energimyndigheten varit i kontakt med uppgett. Kvoterna är satta till år 2010. Tiden dit är alldeles för kort för att någon aktör skall våga investera eller ha möjlighet att finna finansiering till sitt projekt.

Hur långt i framtiden ska då kvoter fastställas? Normala avskrivningstider på kraftanläggningar är 15-40 år. Aktörerna i elcertifikatsystemet har vid intervjuer angett att systemet bör finnas kvar i minst 10-15 år efter att de byggt för att de ska våga ta en investering. Den anläggning som uppförs sist måste alltså få minst 10 års stöd. Med detta antagande innebär det att kvoten i princip *inte kan öka* de sista 10 åren av certifikatsystemet.

Det viktiga när ambitionsnivå och kvoter bestäms är att det signalerar en långsiktig ambition utan att för den skull lova för mycket. Utformningen bör ta sin utgångspunkt från investerarnas avskrivningstider och finansieringsmöjligheter.

Utvecklingsprofil för systemet

Oavsett vilken slutlig nivå de framtida kvoterna får så kan utformningen av kvottillväxten ske på olika sätt. Principiellt finns flera olika alternativ. Nedan diskuteras tre olika alternativ.

- 1 En konstant kvotnivå på samma nivå som den i lagen angivna för år 2010
- 2 En linjär utveckling till slutdatumet
- 3 En utbyggnadsperiod till 2015 med återbetalningsperiod

Alternativ 1: En konstant kvotnivå på samma nivå som den i lagen angivna för år 2010. Detta alternativ fryser ambitionen med elcertifikatsystemet till de i dagsläget eftersökta 10 TWh ökad produktion. Hur långt fram kvoten sätts påverkar annars bara hur länge intäkterna kvarstår för producenterna och kostnaderna kvarstår för konsumenten. Sannolikt kommer certifikatpriset att successivt bli lägre om utbyggnad av förnybar el ökar och elcertifikatmarknaden fungerar. Om priset går ned till 0 så har systemet avvecklat sig själv. Det förutsätter att någon

eller några certifikatberättigade tekniker blir kommersiellt gångbara i sig själva och byggs ut spontant.

Alternativ 2: En linjär utveckling. Detta alternativ förutsätter sannolikt en fortsättning på systemet efter den linjära utvecklingens slut. Om utvecklingen sätts linjär fram till exempelvis 2025 så blir ju frågan vem som vill bygga år 2024, eller under perioden 2020-2025? Den producenten måste veta att systemet fortsätter efter år 2025 annars kan producenten inte räkna med någon intäkt ifrån certifikatförsäljning. Det är i stort sett den situation som investerarna upplever i dagsläget när kvoterna är satta stigande till år 2010 och inget är sagt om hur de skall se ut därefter. Det är i dagsläget det största problemet med systemet.

Alternativ 3: Utbyggnadsperiod till exempelvis 2015 med återbetalningstid. Kvoten kan fortsätta att öka linjärt fram till år 2015. Därefter vidtar en återbetalningsperiod på minst 10 år. Hur kvoterna ska sättas fram till 2015 blir nästa fråga. Det finns en fördel med att bygga tidigt eftersom det sannolikt ger fler år med stöd genom certifikatsystemet. Det motiverar en högre kvotutvecklingstakt i början av utbyggnadsperioden. Detta förutsatt att förberedelse tiden är tillräckligt lång så att producenterna hinner projektera sina anläggningar och få tillstånd i tid

Elanvändning och undantagsreglerna för den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin.

Vad avser hur stor *den kvotpliktiga elanvändningen* är och kan förväntas vara påverkar möjligheten att nå ett kvantitativt absolut mål uttryckt i mängd TWh. Om elanvändningen hos de kvotpliktiga blir mindre än prognostiserat så kommer mängden kvotpliktig el att minska vilket sannolikt innebär ett lägre certifikatpris och att den förnybara elproduktionskapaciteten byggs ut i mindre volym. Om elanvändningen blir högre än prognostiserat leder det sannolikt till höga certifikatpriser och en större volym förnybar el. *Den icke kvotpliktiga användningen* är med samma resonemang mycket viktig att ha en uppfattning om när kvoter ska sättas. Speciellt viktigt är detta om definitionen för undantag för den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin förändras. Idag är undantaget baserat på branschtillhörighet (SNI-koder). I etapp 1 av översynen av elcertifikatsystemet rekommenderade Energimyndigheten emellertid en alternativ definition baserad på energiskattedirektivets kriterier för energiintensitet. Beroende på hur stort undantaget är kommer också efterfrågan på certifikat att påverkas och därmed möjligheten till måluppfyllnad. Att bringa klarhet i hur stort industrins undantag är och kommer att bli är alltså ytterst viktigt för att kunna sätta kvoter.

Eventuell begränsning i tilldelningsperiod för anläggningar.

Denna fråga diskuterades i avsnitt 4.3.5 och illustrerades även som ett exempel i scenario 2. Huruvida anläggningar ska finnas kvar i elcertifikatsystemet i en begränsad tid eller ej får stora konsekvenser på kvotsättningen och det är ett flertal frågor som måste besvaras av beslutsfattarna för att kunna konstruera ett enkelt och rättvist system:

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

En eventuell mekanism för att kunna initiera ytterligare en tillväxtperiod i systemet.

Om kvoterna i elcertifikatsystemet sätts med en tillväxt period till exempelvis 2015 för att därefter ha fasta kvoter fram till, exempelvis 2025 så bör det vara möjligt för riksdagen att vid behov initiera ytterligare en tillväxtperiod under åren 2015 till 2025. En mekanism för hur en sådan ytterligare tillväxtperiod skall fogas till de befintliga kvoterna bör övervägas redan nu.

4.7 Slutsatser och rekommendationer

Stödbehovet för investeringar i dagens energikällor kvarstår i framtiden

Det är många osäkra faktorer så som elpris, teknikutveckling, lånevillkor mm som påverkar en anläggnings ekonomiska villkor och således behov av stöd. Energi-myndigheten har analyserat dagens och framtida produktionskostnader och kan konstatera att stödbehovet kvarstår även i framtiden för nyinvesteringar i energikällor som idag ingår i elcertifikatsystemet.

Befintliga anläggningar har generellt goda ekonomiska villkor

Med utgångspunkt från de rörliga produktionskostnaderna har befintliga anläggningar som idag ingår i elcertifikatsystemet goda ekonomiska förutsättningar. Det ger dock inte hela bilden av deras ekonomiska situation och eventuella behov av stöd. Energimyndigheten bedömer dock att merparten av de befintliga anläggningarna som idag ingår i systemet är kommersiellt självbärande (främst industriellt mottryck men även en del kraftvärmeverk och vattenkraftverk) eller har baserat sina investeringsbeslut endast på investeringsstöd men inget driftstöd (främst kraftvärmeverk och vattenkraftverk). Endast ca 10% av elproduktionen i elcertifikatsystemet innefattar anläggningar (framförallt vindkraft) som har baserat sina investeringar på investeringsstöd och driftstöd ur det tidigare kort-siktiga programmet vilka således ett fortsatt behov av stöd från elcertifikatsystemet.

En begränsning i tilldelningsperioden för anläggningar bör analyseras utförligare

Det finns anledning att överväga en begränsning av tiden en anläggning kan erhålla elcertifikat och därmed även fasa ut befintliga anläggningar ur systemet. Det främsta skälet till detta är att låta konsumenterna via sin kvotplikt finansiera nyinvesteringar och inte kommersiellt självbärande anläggningar. Det är således en fråga om att upprätthålla konsumentens förtroende för systemet. Frågan kräver ytterligare utredning och kommer tas upp i Energimyndighetens uppdrag att utvärdera en gemensam svensk-norsk elcertifikatmarknad.

Potentialen för förnybar elproduktion är god

Under elcertifikatsystemets första 12 månader ökade produktionen i befintliga anläggningar till sammanlagt knappt 10 TWh. Den högsta möjliga förnybara elproduktionen år 2012 är enligt Energimyndighetens prognos totalt ca 23 TWh, vilket innebär en ökning med ca 16 TWh från 2002 års nivå. Till 2015 bedömer Energimyndigheten att den högsta möjliga rimliga potentialen för förnybar elproduktion uppgår till ca 26 TWh, vilket innebär en ökning från 2002 års nivå med ca 19 TWh.

Förutsättningar finns för att öka ambitionsnivån med 15 TWh till 2012...

Det finns förutsättningar att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet så att tillförseln av förnybar el ökar med 15 TWh till år 2012 relaterat till de 6,5 TWh som beräknades finnas år 2002. Den totala förnybara produktionen uppgår då till totalt 21,5 TWh.

...men en det kräver att systemet permanentas och kvoter sätts långsiktigt även efter 2012

Att öka ambitionsnivån till 15 TWh ny förnybar elproduktion till 2012 är möjligt utifrån Energimyndighetens potentialbedömningar. Förutsättningen för att nå en sådan potential är att det finns en tilltro till systemet så att investeringar kommer till stånd, vilket kräver en längre tidshorisont än till 2012.

Den framtida utvecklingen av elcertifikatsystemet – tre scenarier

Energimyndigheten redovisar tre scenarier för elcertifikatsystemets utveckling efter den fastlagda kvotperioden med olika antaganden om mängd ny förnybar elproduktion till 2025 jämfört med 2002 års nivå – 10 TWh, 19 TWh samt 25 TWh. Samtliga scenarier har en utbyggnadsfas till 2015 med därefter fasta kvoter.

Scenario 1-10 TWh innebär att ingen ytterligare förnybar elproduktion byggs ut efter 2010, d.v.s. att kvoterna ligger fast därefter. Storskalig vindkraft kommer krävas, troligen även till havs. Tillståndshanteringen måste effektiviseras.

Scenario 2-19 TWh innebär att hela den potential som Energimyndigheten anser vara högsta rimliga tas i anspråk. Det kommer kräva storskalig utbyggnad av vindkraft. Planeringsmålet för vindkraft måste uppfyllas och efterföljas. Höga krav på effektiv tillståndshantering kommer ställas. Kostnaden för konsumenten blir hög.

Scenario 3-25 TWh innebär att kvoterna sätts högre än den potential Energi-myndigheten anser vara rimlig. Detta scenario med en mycket kraftfull utbyggnad av förnybar elproduktion kommer kräva att nya tekniker som exempelvis förgasning tas i anspråk. Mycket storskalig utbyggnad av vindkraft både till land och havs krävs. Parallellt stöd för pilotprojekt med ny teknik kommer troligen krävas. Mycket höga krav kommer ställas på tillståndsmyndigheter och extra resurser behövs troligen. En uppenbar risk i ett sådant scenario är att det inte kommer byggas förnybar el i den takt som kvoterna kräver, med skenande konsumentpriser på elcertifikat som följd.

Utestående frågor att ta ställning till för att fastställa de framtida kvoterna

Energimyndigheten har gjort flera antaganden om osäkra variabler i analysen av kvoterna i det framtida elcertifikatsystemet. Om elcertifikatsystemets fortlevnad efter 2010 ska fastställas finns några nyckelfrågor som beslutsfattarna måste klargöra och ta ställning till.

- Elcertifikatsystemets livslängd
- Utvecklingsprofil för systemet
- Undantagsreglerna för den internationellt konkurrensutsatta elintensiva industrin.
- Eventuell begränsning för hur länge anläggningar ska kunna få elcertifikat.
- En eventuell mekanism för att kunna initiera ytterligare en tillväxtperiod i systemet.

4.8 Referenser

Energimyndigheten, ”Solcellsrapport” Avrapporterat regeringsuppdrag från regleringsbrev, 2004.

Energimyndigheten, *Översyn av elcertifikatsystemet*, delrapport etapp 1, 2004.

RES-E direktivet: Europaparlamentet och rådets direktiv 2001/77/EG om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el.

WSP Environmental, ”Ledtider för produktionsanläggningar berättigade till elcertifikat”, Kvantifiering av certifikatberättigad elproduktion som fiktivt kan uppföras till år 2025 baserat på identifierade ledtider och praktiska begränsningar. Konsultrapport beställd av Statens Energimyndighet 2004.

Fler referenser finns i bilagorna.

Intervjuer

Personliga möten och intervjuer har skett med följande personer:

Britt Tjörne	Svensk energi
Peter Chudi	Svensk energi
Lars- Erik Axelsson	Skogsindustrierna
Erik Larsson	Svensk fjärrvärme
Johan Kling	Svenska naturskyddsföreningen
Niels J. Larsen	Global Renewable Energy Partners
Teresa Mattisson	Affärsutveckling produktion Sydkraft AB
Arne Nilsson	Sydkraft Vattenkraft AB
Ingela Fransson	Sydkraft Vattenkraft AB
Ulf Stjernfeldt	Sydkraft Vind AB
J. Svensson	Sydkraft Vind AB
Karl- Åke Eliasson	Mälarvärme
Max Remfun	Sydkraft värme Syd
Tomas Kåberger	SVEBIO/International institute for industrial environmental economics (iiiee), Lunds universitet
Walter Johansson	SERO SRF (Småskalig vattenkraft)
Ragnhild Ahrel	SERO SRF (Småskalig vattenkraft)
Gunnar Fredriksson	Vindkraftsleverantörerna i Sverige (ViS)
Matthias Rapp	Vindkraftens investerare och projektörer (ViP)
Sam C. Syvertsen	Markedskraft
Jonas Melin	Markedskraft
Torsten Simonsson	Stora Enso
Mari- Hegg Gundersen	Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Svensk Energis Elcertifikatråd

Telefonintervjuer har skett med följande personer:

Pär Carlsson	Göteborgs energi
Petter Rönnborg	Göteborgs universitet
Jan Malmström	Södra
Leif Bjelm	Lunds Tekniska Högskola
Mats Leijon	Uppsala Universitet

Samt 30 kontakter på olika fjärrvärmebolag, massa- och pappersindustri samt vattenkraftsföretag angående planerad produktion.

5 Villkor för konsumenten

Detta kapitel behandlar villkoren för konsumenten i elcertifikatsystemet. Villkoren för tre olika kundsegment beskrivs. Med hjälp av diagram presenteras när det kan bli lönsamt för konsumenten att hantera sin egen kvotplikt. Vidare görs en tillbakablick över den information som gått ut till konsumenterna och därefter en analys av fakturan som informationsbärare. Avslutningsvis redovisas slutsatser och Energimyndighetens rekommendationer.

5.1 Uppdraget

I regeringsuppdraget för översynen av elcertifikatsystemet anges uppgiften ”Villkoren för konsumenten i elcertifikatsystemet” som:

Energimyndigheten bör kartlägga och analysera hur konsumentpriserna på elcertifikat utvecklats. Myndigheten bör bedöma om det behövs kompletterande åtgärder för att förbättra konsumentens villkor och information vad avser elcertifikatsystemet. Fakturans roll som informationsbärare för kunden bör särskilt belysas. Resultat från arbetet med kvotpliktaavgiftens utformning bör vara en viktig utgångspunkt.

5.2 Inledning

Elcertifikatsystemet har utformats för att uppfylla de mål som i enlighet med gällande politiska riktlinjer bör vara vägledande för en modell som stödjer förnybar elproduktion. Dessa mål är att:

- främja nyetablering av elproduktion från förnybara källor,
- stimulera teknikutveckling och kostnadseffektivitet,
- skapa rimliga villkor för befintliga anläggningar,
- undvika störningar i elmarknadens funktion,
- skapa stabila spelregler oberoende av statsfinansiella förhållanden,
- möjliggöra internationell harmonisering.

Inget av dessa mål nämner konsumenternas situation som elanvändare och aktörer på elcertifikatmarknaden, eller vikten av att medvetandegöra konsumenterna om förnybar elproduktion. Detta tar denna utvärdering fasta på, exempelvis i rekommendationen att slå ihop elcertifikatpris med elpris på fakturan.

I elcertifikatsystemet är elanvändarna kvotpliktiga. En viss kvot av konsumenternas elförbrukning ska täckas med elcertifikat från förnybara energikällor. Det

första året, 2003, hanterade elleverantörerna konsumenternas kvotplikt och debiterade dem för denna hantering.

Från 2004 finns en annan möjlighet för konsumenterna. En konsument kan nu välja att själv hantera sin kvotplikt. Detta kapitel beskriver vid vilken årsförbrukning det kan bli lönsamt för konsumenten att ta hand om kvotplikten själv.

De första två åren sattes ett tak i elcertifikatsystemet. Taket, kvotpliktsavgiften, ses som ett konsumentskydd. Det innebär att kvotpliktsavgiften blev satt till 175 kr för 2003 och 240 kr för 2004. För år 2005 kommer kvotpliktsavgiften att vara 150 % av det volymvägda medelpriset¹⁷ från den 1 april 2004 till den 31 mars 2005. Utformningen av elfakturan tas upp längre fram i rapporten.

5.3 Avgränsningar

Med konsument avses en fysisk person till vilken el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet. För konsumenter används också begreppet hushållskunder. I kapitlet behandlas även andra segment men då framgår det tydligt att annat än konsument menas.

Konsumenternas kostnad för elcertifikat kallas här elcertifikatpris. Elleverantörerna använder i regel uttrycket elcertifikatavgift. Att kalla denna rörliga kostnad för avgift anser Energimyndigheten olyckligt. Vi använder här begreppen kostnad eller pris då det är en produkt som elleverantörerna sätter konsumentpriset på, och följaktligen varierar priset mellan olika leverantörer.

Konsumenterna indelas i tre typgrupper beroende på boendeform och årsförbrukningens storlek. Konsumentverket och SCB använder samma indelning i sina analyser och det blir enkelt att jämföra deras resultat med denna rapport.

- 1 *Lägenhet*, årsförbrukning 2000 kWh
- 2 *Villa utan elvärme*, årsförbrukning 5000 kWh
- 3 *Villa med elvärme*, årsförbrukning 20 000 kWh

De priser och kostnader som presenteras inkluderar moms om inget annat anges. Momssatsen är 25 %.

5.4 Konsumenternas kostnader för elcertifikat

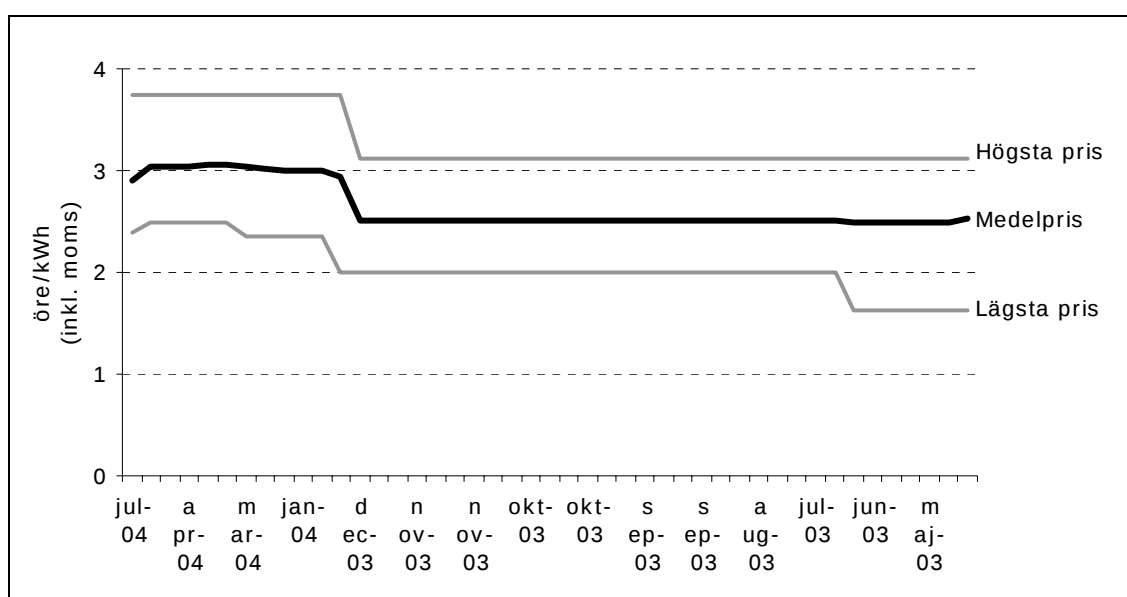
5.4.1 Prisutveckling

Om inte konsumenterna väljer att hantera elcertifikaten själva sköter elleverantören detta automatiskt. Begreppet elcertifikatpris innebär i detta sammanhang det pris som elleverantören tar ut för att täcka kostnader för inköp av certifikaten,

¹⁷ Volymvägda medelpriset innebär att det i medelpriset är invägt antal sålda certifikat istället för antal affärer.

administration, eventuella påslag samt moms. Elcertifikatpriset är en del av det totala elpriset på kundens elfaktura.

Energimyndigheten har sedan den 1 juli 2004 uppdraget att redovisa de elcertifikatpriser som elleverantörerna tar ut av konsumenterna. Elleverantörerna ska fyra gånger årligen uppge detta pris till Energimyndigheten. Från maj 2003, då elcertifikatsystemet infördes, och fram till 1 juli 2004 saknas fullständig statistik över samtliga elleverantörers elcertifikatpris. I rapporten *Konsumenten och den förnybara elen* (Energimyndigheten, 2004) presenteras det genomsnittliga elcertifikatpriset för 32 elleverantörer under perioden 2003-04-23 till 2004-05-15. Denna statistik samt de inrapporterade elcertifikatpriserna för 2004-07-01 ligger till grund för denna rapport.



Figur 25 Utveckling av elcertifikatpriset för konsumenten under de första 14 månaderna

Källa: Montel

Figur 25 åskådliggör hur elcertifikatpriset har utvecklats från det att elcertifikatsystemet trädde i kraft fram till den 1 juli 2004. Medelpriset samt det högsta respektive lägsta pris som har påträffats bland de 32 undersökta elleverantörerna presenteras. Medelpriset under 2003 låg relativt konstant kring 2,5 öre per kWh. Vid årsskiftet skedde en prisökning och medelpriset stabiliserades på drygt 3 öre per kWh. Anledningen till att elcertifikatpriset ökade vid årsskiftet var att den lagstadgade elcertifikatkvoten som leverantörerna måste uppfylla, ökade från 7,4 % till 8,1 %. Det innebär att elleverantörerna var tvungna att köpa in fler certifikat per såld kWh el. Dessutom innebär det en ökad efterfrågan och ökade förväntningar på elcertifikatmarknaden vilket resulterade i ökade priser. En ny prisökning är att vänta vid varje kommande årsskifte eftersom kvoten höjs årligen åtminstone fram till 2010.

Av Figur 25 framgår att det är stor spridning i pris mellan olika leverantörer. Det högsta priset låg då systemet startade 1,5 öre högre än det lägsta, vilket är 92 % mer. Skillnaderna har sedan minskat något och har under 2004 legat kring 1,25 öre, vilket innebär att det dyraste företaget tar ut 50 % högre certifikatpris än det billigaste.

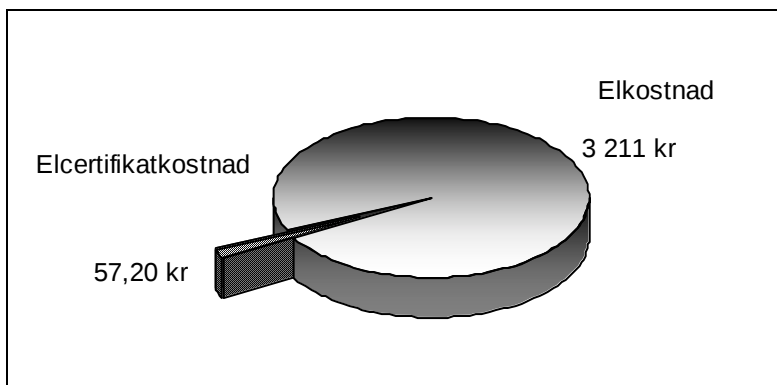
Den senaste prisundersökningen (2004-07-01) visar att ett antal företag har sänkt priset på elcertifikat. Dessutom omfattar den senaste undersökningen fler företag. Medelpriset har därför sjunkit något.

5.4.2 Hur har konsumenterna påverkats?

För att få en bra bild över hur konsumenterna har påverkats av elcertifikatpriset har ett antal beräkningar tagits fram. Beräkningarna bygger på SCB:s statistik över elpriset för de olika typkunderna 1 januari 2004 samt Energimyndighetens statistik över elcertifikatpriser. Högsta och lägsta kostnad för elcertifikat bygger på två respektive fyra öre per kWh.

Lägenhet 2000 kWh

För en lägenhetskund med årsförbrukningen 2 000 kWh/år är kostnaderna för elcertifikat 40 till 80 kronor per år. Figur 26 nedan visar hur stor del av total årskostnad för el som elcertifikatkostnaden utgör.

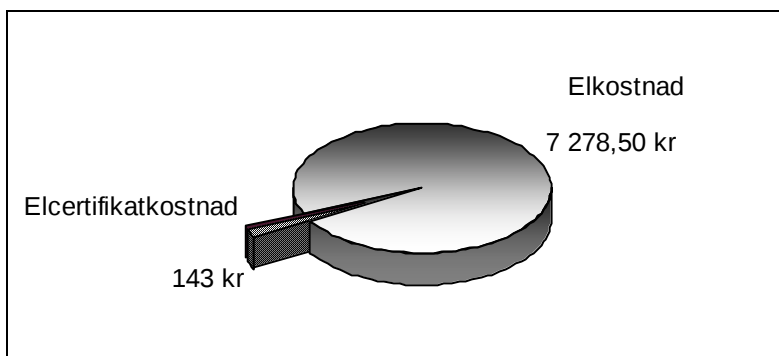


Figur 26 Årskostnad för elcertifikat för *Lägenhet*, 2000 kWh/år

Källor: Energimyndigheten, SCB

Villa utan elvärme 5000 kWh

Kostnaderna för en villaägare utan elvärme med årsförbrukningen 5 000 kWh/år är 100 till 200 kronor per år för elcertifikat. Figur 27 nedan visar hur stor del av total årskostnad för el som elcertifikatkostnaden utgör.

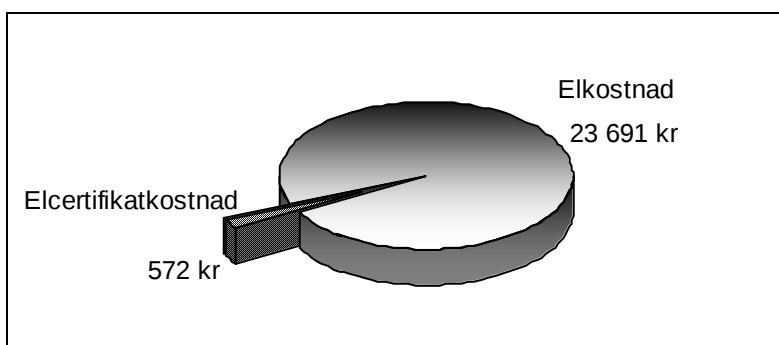


Figur 27 Årskostnad för elcertifikat för Villa utan elvärme, 5000 kWh/år

Källor: Energimyndigheten, SCB

Villa med eluppvärmning 20 000 kWh

Kostnaderna för en villaägare med elvärme med årsförbrukningen 20 000 kWh/år är 400 till 800 kronor per år för elcertifikat. Figur 28 nedan visar hur stor del av total årskostnad för el som elcertifikatkostnaden utgör.



Figur 28 Årskostnad för elcertifikat för Villa med elvärme, 20 000 kWh/år

Källor: Energimyndigheten, SCB

För kvotpliktsåret 2003 hade konsumenterna ingen möjlighet att sköta kvotplikten själva. Konsumenterna har kunnat se en ny post på fakturan som oftast kallas elcertifikatavgift. Kostnadsmässigt har det för konsumenten inneburit en ökning med mellan 2 och 4 öre per kWh.

Kostnaden för elcertifikat för den enskilde hushållskunden är marginell. Införandet av elcertifikatsystemet berör hushållskunderna i Sverige med mellan 1,8 till 2,4 % av total elkostnad. För varje enskilt hushåll är det en relativt liten kostnad, men tillsammans betalar kundkollektivet en ansenlig summa.

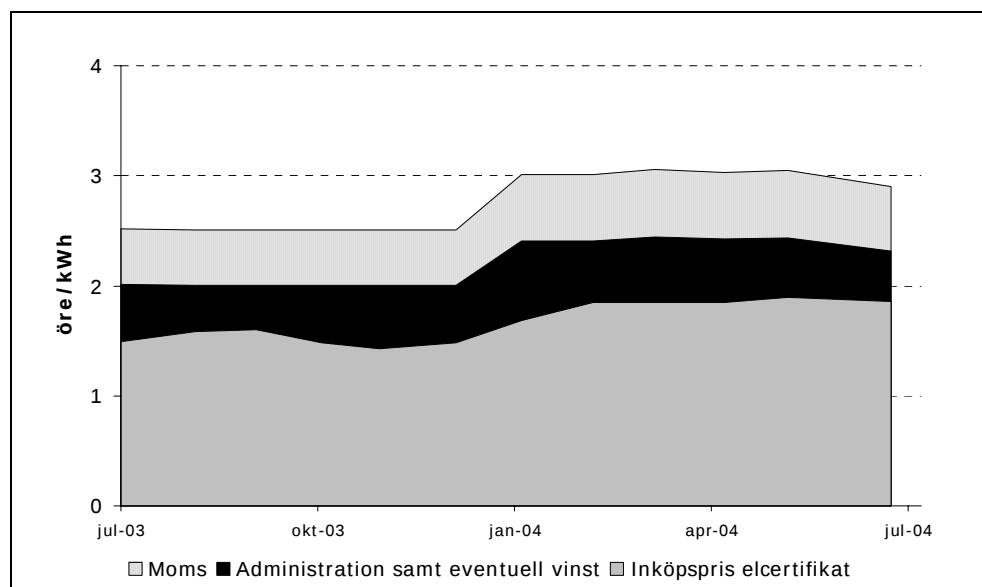
5.4.3 Vart tar pengarna vägen?

För att kunna analysera konsumentpriset på elcertifikat är det av värde att studera vart pengarna tar vägen. Elleverantörerna måste köpa in elcertifikat, vilket utgör den största kostnaden. Det är dessa medel som går till producenterna av förnybar el. Inköpspriserna för elcertifikat kan uppskattas genom att ta fram de priser som

elcertifikat har handlats för på marknaden. Alla överlåtelser av elcertifikat registreras i Svenska Kraftnäts databas Cesar. Där redovisas även medelpriser månad för månad. Dessa värden representeras av det grå fältet i Figur 29. Elleverantörerna har i stor utsträckning valt att betala en kvotpliktsavgift till staten istället för att annullera certifikat. Det kan innebära ett förtroendeproblem för elcertifikatsystemet, men det påverkar inte konsumenten direkt. I Figur 29 ingår därför de kostnader elleverantören har haft i form av kvotpliktsavgift, på grund av att den inte annullerat tillräckligt med elcertifikat, i fältet ”Inköpspris elcertifikat”.

Elleverantörerna har rätt att sätta det elcertifikatpris de vill för att täcka kostnader i elcertifikathanteringen. De gör därför ett påslag. I de administrativa kostnaderna ingår bl.a. löner, mäklararvoden, riskrelaterade kostnader, myndighetsavgifter samt att företagen kan lägga en vinstmarginal på elcertifikathanteringen. Dessa påslag representeras av det svarta fältet i Figur 29.

När elleverantörer hanterar kundernas kvotplikt ska priset momsbeläggas eftersom hanteringen betraktas som en tjänst. Till nettopriset läggs därför 25 % moms vilket utgörs av det översta, prickade, fältet i Figur 29. Att elcertifikatpriserna är momsbelagda är konsekvent eftersom både el och energiskatt är momsbelagda. Om man väljer att hantera kvotplikten själv är dock inköpen av elcertifikat momsbefriade. Detta är en ologisk konsekvens i systemet men beror på att själva certifikaten inte är momsbelagda. Följderna blir dock i praktiken små eftersom det inte lönar sig för privatpersoner med normal elkonsumtion att hantera sin egen kvotplikt (se 5.6.2)



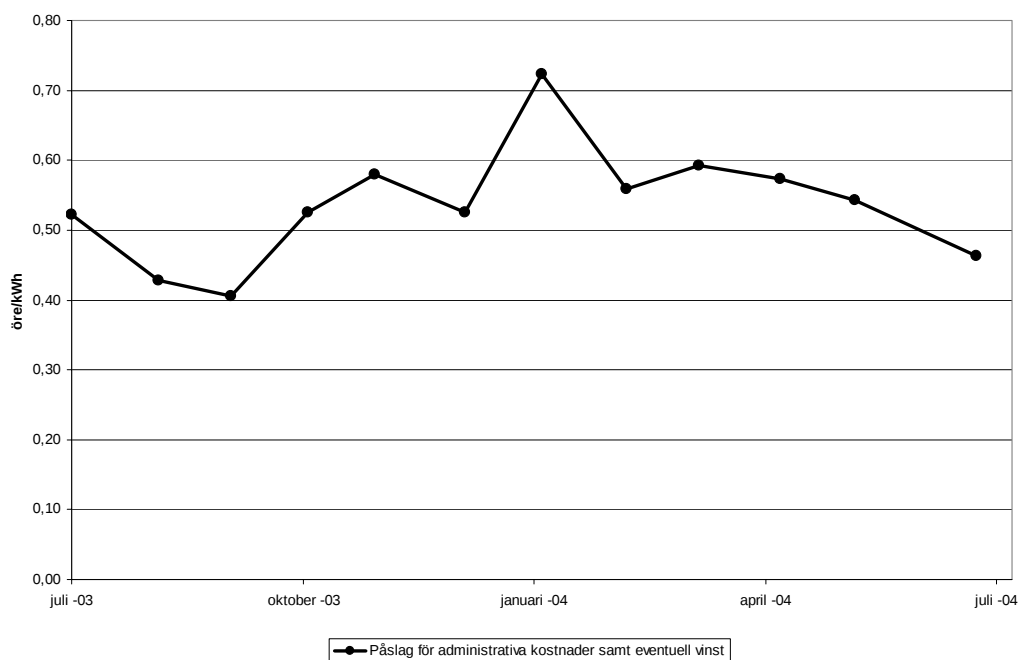
Figur 29 Elcertifikatprisets utveckling uppdelad på elleverantörens kostnader för inköp av elcertifikat, administration och vinstmarginal samt moms

Källor: Montel, Svenska Kraftnät, Energimyndigheten

Syftet med elcertifikatsystemet är att producenter av förnybar el ska få en extra intäkt förutom elförsäljningen och att produktionen av förnybar el därmed ska

öka. Det påslag som elleverantörerna tar ut för att täcka administrativa kostnader är endast transaktionskostnader som konsumenten betalar utan att den förnybara produktionen gynnas. Tanken är att transaktionskostnaderna ska pressas genom att elmarknaden är konkurrensutsatt. Minskar transaktionskostnaderna innebär det att konsumenten betalar mindre, medan producenter av förnybar el fortfarande får lika mycket.

Figur 30 presenterar utvecklingen av elleverantörernas påslag som ska täcka de administrativa kostnaderna samt vinstmarginal. Påslaget har beräknats genom att dra bort elleverantörernas inköpspris av elcertifikat (marknadspriset som finns registrerat i Svenska Kraftnäts databas Cesar) från nettopriset som belastar konsumenterna. Den marginal som företagen har tagit ut har varierat kring ett genomsnitt på 0,53 öre per kWh. Kring årsskiftet var påslaget som störst vilket möjligen kan förklaras av att företagen var osäkra på hur inköpspriserna på elcertifikat skulle utvecklas då kvoterna höjdes. Påslaget har därefter sänkts successivt till ungefär samma nivå som före årsskiftet. Under 2003 var elleverantörernas inköpspris på elcertifikat cirka 1,5 öre per kWh. Påslaget under 2003 var 0,5 öre eller 33 %. I juli 2004 var elleverantörernas inköpspris på elcertifikat cirka 1,9 öre per kWh. Påslaget var i genomsnitt 0,46 öre per kWh eller 25 %.



Figur 30 Utveckling av elleverantörernas påslag som ska täcka administrativa kostnader och eventuell vinst

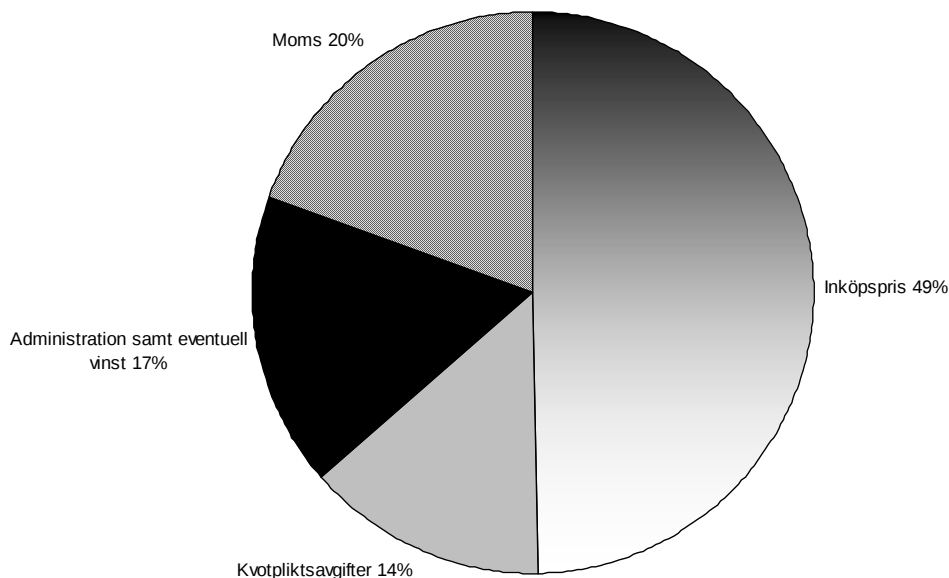
Källor: Montel, Svenska Kraftnät

Energimyndigheten kommer i en separat utvärdering av transaktionskostnaderna i elcertifikatsystemet att fördjupa sig i vilka kostnader som uppstår för elleverantörerna på grund av elcertifikatsystemet och då försöka bedöma om påslagen varit oskäliga. I den här rapporten konstateras endast att elleverantörerna år 2003 i

genomsnitt gjorde ett påslag med 33 % på inköpskostnaderna för elcertifikat. I juli 2004 var påslaget 25 %.

Cirka 49 procent av det belopp som de kvotpliktiga betalat för elcertifikaten går till producenterna för förnybar elenergi, vilket motsvarar cirka 650 miljoner kronor för år 2003. Med en kvotpliktsuppfyllnad på 77 procent går cirka 180 miljoner till staten i form av kvotpliktsavgifter. I Figur 31 anges elleverantörernas påslag som 17 % men det är procentuellt av alla intäkter. Det genomsnittliga påslaget på inköpspris och kvotpliktsavgifter uppgår till cirka 25 %. Det belopp som stannade hos elleverantören år 2003 är cirka 220 miljoner kronor, resterande del gick till staten i form av momsintäkt. Detta gav en total intäkt till staten på uppskattningsvis 435 miljoner kronor. Se Figur 31.

Det finns en risk att elcertifikatsystemet tappar trovärdighet om endast en mindre del av det konsumenterna betalar går till förnyelsebara energikällor. Förmodligen kommer dock statens intäkter från kvotpliktsavgifter att minska under 2005 eftersom taket för avgiften försvinner. Det är då sannolikt att färre företag väljer att betala kvotpliktsavgiften eftersom det blir dyrare. Till detta resonemang hör även det faktum att det för tillfället finns ett överskott på elcertifikat och att elcertifikaten inte har någon tidsbegränsning.

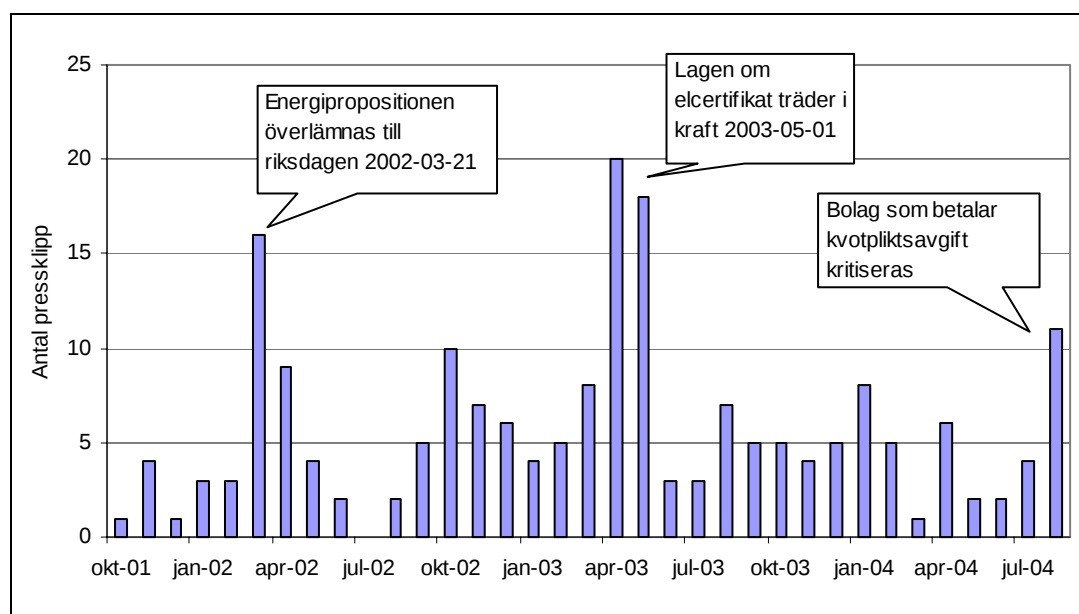


Figur 31 Ungefärlig fördelning av intäkterna från elcertifikatsystemet år 2003

5.5 Information till konsumenten

5.5.1 Nyhetsrapportering om elcertifikat

Media har i varierande utsträckning rapporterat om elcertifikat sedan oktober 2001 då elcertifikatutredningen överlämnades till regeringen. Uppmärksamheten i pressen kring elcertifikat var som störst i mars 2002 då regeringen föreslog att elcertifikat skulle införas (Propositionen, 2001/02:143), i april och maj 2003 då lagen om elcertifikat trädde i kraft samt i augusti 2004 efter att det i en tidningsartikel framfördes kritik mot bolag som valde att betala kvotpliktsavgiften istället för att annullera elcertifikaten. För att få en uppfattning om i vilken utsträckning pressen har rapporterat om elcertifikat har en sammanställning gjorts över antal pressklipp per månad som på något sätt behandlar elcertifikat. Resultatet presenteras i Figur 32 där de tre nämnda nyhetstopparna är markerade.



Figur 32 Antal pressklipp per månad som handlar om elcertifikat

Källa: Observer pressklipp

Under 2001 befarades i flera artiklar att vindkraften skulle missgynnas av elcertifikatsystemet. Flera debattörer varnade i artiklar under 2002 för att kostnaderna skulle bli höga för konsumenten och elcertifikatsystemet ansågs av kritiker förhastat och ogenomtänkt. Under våren 2003 publicerades flera debattartiklar som dömde ut elcertifikatsystemet. Vissa debattörer ansåg att förnyelsebara energikällor över huvud taget inte skulle stödjas, medan andra ansåg att elcertifikat var ett ineffektivt system. I april och maj 2003 beskrevs i pressen vilka kostnader olika kunder kunde vänta sig på grund av elcertifikaten. I något enstaka fall uppmärksammades de stora skillnaderna mellan olika elleverantörers elcertifikatpriser. En jämförelse mellan 14 olika elleverantörer publicerades.

Energimyndigheten hade i maj 2003 en helsidesannons i dagspressen med information om elcertifikat. Både artiklar och insändare kommenterade annonsen. Pressen pekade på problem som taket på kvotpliktsavgiften och elintensiva industris undantag. Insändare klagade över elcertifikatsystemet och elcertifikatavgiften sågs som ”ännu en skattepålaga”.

I augusti och september 2003 noterade media att elkostnaderna för konsumenterna hade ökat kraftigt. Större delen av ökningen berodde på höjd energiskatt och införande av elcertifikat. I januari 2004 konstaterades i flera artiklar att skogsindustrin hade fått stora inkomster från elcertifikat. Ett fåtal artiklar under våren 2004 berörde att även torv är berättigad till elcertifikat. Det var dock ingen större uppmärksamhet kring att elcertifikatsystemets mål justerats från att främja förnybara energikällor till att främja förnyelsebara energikällor och torv.

I maj 2004 uppmärksammades i en lokaltidning att en relativt stor andel elleverantörer väljer att betala kvotpliktsavgift istället för att annullera elcertifikaten. I augusti blev det en riksnyhet där fokus låg på att Vattenfall hade valt att inte annullera tillräckligt många elcertifikat. Kritik riktades även mot elcertifikatsystemet för att systemet öppnar möjligheten för elleverantörer att tjäna pengar på att inte annullera certifikaten. Det framgick dock inte i artikeln att taket på kvotpliktsavgiften, som ger upphov till problemet, endast är en tidsbegränsad övergångsregel som upphör vid årsskiftet. Flera tidningar har listat de bolag som i störst utsträckning har valt att ta kvotpliktsavgiften istället för att annullera. Konsumenterna gavs på så sätt möjlighet att välja bort elleverantörer som inte följer elcertifikatsystemets intentioner. Det finns i dagsläget inget annat sätt för konsumenten att försäkra sig om att elcertifikatpriset som betalas till elleverantören går till förnybar energi.

Det har endast varit någon enstaka prisjämförelse på certifikat i pressen. Artiklar om elcertifikat har huvudsakligen utgått från ett samhällsperspektiv där elcertifikat är en del av energipolitiken. Elcertifikatsystemet kritiseras på olika sätt i de flesta artiklar. Mycket få artiklar lyfter fram elcertifikatsystemets positiva effekter, som att den förnyelsebara energiproduktionen har ökat.

5.5.2 Prisinformation till konsumenterna

För att konkurrens på en marknad ska fungera krävs att konsumenterna har tillgång till bra information. Om konsumenten ska kunna göra ett val måste hon veta vad som skiljer produkterna från olika leverantörer åt och vilka priserna är hos de olika leverantörerna. På elmarknaden är produkterna som olika företag levererar mycket lika. Det som kan skilja är rörligt eller fast pris, avtalens längd samt skillnader i kundservice. Konsumenten kan även ha preferenser angående vilka energislag elleverantören köper in elen från. Många konsumenter är dock nöjda så länge de får el till ett så lågt pris som möjligt. Ur dessa kunders aspekt levererar alla företag samma vara med samma kvalitet.

Konsumenterna måste kunna jämföra priset mellan olika elleverantörer för att förstå vikten av att välja elleverantör. Konkurrensverket konstaterar i rapporten *Monopolmarknader i förändring* (2004:3) att drygt hälften av alla hushåll *inte* har gjort något aktivt val av elleverantör. Endast 27 % av alla hushåll har bytt elleverantör sedan avregleringen 1996, och 22 % har omförhandlat villkoren med befintlig leverantör.

5.5.3 Web-baserad information

Den information om elcertifikat som finns på elleverantörernas hemsidor varierar kraftigt. Hos en del finns bara några få meningar, hos andra stora bildillustrationer. Nästan alla elleverantörer har en länk till Energimyndighetens hemsida. Av de företag vi har granskat har alla någon form av information om elcertifikat.

5.5.4 Information från kundtjänster

Inför införandet av elcertifikatsystemet erbjöd Svensk Energi tillsammans med Energimyndigheten en utbildning för elleverantörernas kundtjänster. Motivet var att kundtjänsterna skulle få en informationsgrund om elcertifikat för att kunna svara på frågor från sina kunder.

Energimyndigheten har tagit kontakt med representanter från 10 kundtjänster som deltog på utbildningen. Syftet var att ta reda på vilka reaktioner dessa leverantörer stött på från sina kunder.

Alla tillfrågade uppger att kunderna i låg utsträckning har hört av sig med frågor om elcertifikat. Av de kunder som har hört av sig ringde de flesta då de fick den första fakturan där elcertifikaten fanns med. De undrade då vad det var för något och vem pengarna gick till och nöjde sig i stor utsträckning med de svar kundtjänsterna gav. Ett drygt år efter att elcertifikatsystemet infördes är det mycket ovanligt med frågor om elcertifikat. Några kundtjänster tolkar den låga frågefrekvensen som att kunderna är välinformerade och nöjda med det medan andra spekulerar om att få kunder ens reflekterat kring elcertifikatpriset. De flesta elleverantörer hade förväntat sig en större anstormning då elcertifikaten infördes. De hade förberett sig genom interna utbildningar och extrainsatt personal i kundtjänsterna.

5.5.5 Fakturans roll som informationsbärare

De senaste åren har debatten kring och kritiken mot elfakturorna varit omfattande. Elfakturorna och då särskilt de avstämningsfakturer som kunden ska få en gång om året innehåller mängder med information i form av text, datum, mätvärden och kostnader. Ju längre tid som går mellan avstämningsfakturorna desto mer specificerad information innehåller de oftast.

Svensk Energi tog för flera år sedan fram ett förslag till typfaktura. Många bolag har på egen hand tagit fram ny fakturautformning. Trots de ansträngningar som har gjorts fortsätter kritiken.

Elbolagen har lagar och föreskrifter avseende den ekonomiska redovisningen som de är ålagda att följa när det gäller måtvärden, energiskatter och moms. Men detta måste inte vara synligt ut i konsumentledet. Elleverantören redovisar följande poster:

- fast årskostnad, om sådan tas ut
- rörligt elpris
- energiskatt
- fast årskostnad för elcertifikat, om sådan tas ut
- rörligt elcertifikatpris
- moms
- måtvärden

Av dessa sju poster återkommer sex på varje faktura.

På nätägarens faktura finns fem poster:

- fast årsavgift
- överföringsavgift
- de tre fasta avgifterna som tas ut en gång per år:
 - (nätövervakningsavgift, elberedskapsavgift och elsäkerhetsavgift)
- moms
- måtvärden

På avstämningsfakturan upprepas normalt alla dessa poster om det under den aktuella perioden skett prisändringar. Förutom detta använder bolagen fakturorna för att informera sina kunder om övrigt som kan vara av betydelse. Informationen och specifikationen på avstämningsfakturorna kan bli omfattande.

Särskild information om elcertifikatsystemet

Energimyndigheten har granskat fakturor från 11 bolag, både stora och små:

- Eskilstuna Energi & Miljö AB
- Fortum Markets AB
- Gräninge energimarknad AB
- Höglands Energi AB
- MälarEnergi AB
- SEVAB Energiförsäljning AB
- Telge Energiförsäljning AB
- Vallentuna Energi AB, samfakturerar med Elverket Vallentuna AB
- Vattenfall AB
- Västringen Energi AB, samfakturerar med HARRYDA Energi AB
- Öresundskraft Marknad AB

Där samfakturerings anges bär fakturan nätbolagets logotyp.

Bolagens sätt att informera om elcertifikatsystemet varierar från ingen alls till en tydlig förklaring. Endast fyra av bolagen har någon form av information. Väst-ringen anger endast i kostnadsspecifikationen att det är "Elcertifikat för förnybar el". Fortum står för den mest utförliga informationen, den upptar hälften av fakturans baksida. De övriga bolagen som ger information är Graninge och Vattenfall.

Förslag på fakturautformning

I bilaga 10 lämnar vi ett förslag till typfaktura för avstämning efter avläsning, där den detaljerade fördelningen på kostnadsposter skurits ner. Priset till konsument ska anges inklusive moms och energiskatt. Traditionen att på elfakturan dela upp priserna i dess olika beståndsdelar torde vara mer förvirrande än förklarande. Vi föreslår också att branschen kan enas om en fakturaterminologi.

I bilaga 11 lämnar vi ett förslag till typfaktura för preliminärdebitering där även den detaljerade fördelningen på kostnadsposter skurits ner.

Här används de begrepp som anses vedertagna och som om de används enhetligt i branschen kan bidra till att öka förståelsen av fakturorna. Att kalla elcertifikat-kostnaden för elcertifikatavgift anser Energimyndigheten, som tidigare nämnts, vara missvisande. Ordet avgift är i offentligrättslig mening en förutbestämd ersättning till det allmänna. Det är därför mer rättvisande att använda begreppet elcertifikatpris eller elcertifikatkostnad. Det senare begreppet använder fyra av de bolag som ingår i denna studie.

De exempel på ordlistor på fakturans baksida som finns hos Fortum och Graninge bidrar till att öka möjligheten att förstå fakturorna.

I Energimyndighetens förslag till fakturor är de stora förändringarna mot idag att avstämningen görs genom att i en post räkna av den preliminärt betalda kWh:n mot den verkliga förbrukningen. Det är lättare att förstå fakturan om det tydligaste budskapet på fakturan är kundens faktiska förbrukning under avstämningsperioden.

Har förbrukningen varit 20 000 kWh men kunden under perioden betalat för en beräknad förbrukning på 18 500 kWh skrivs detta i klartext i början av fakturan.

Därefter kan en förenklad specifikation följa. Alla priser ska anges inklusive moms och för elenergin även energiskatten. Har bolaget behov av att särskilt redovisa skatter och moms kan detta med fördel göras på en särskild plats på fakturan.

På fakturans baksida görs specifikation som vanligt för att redovisa t.ex. prisförändringar som skett under den aktuella perioden. Även här är det dock

viktigt att priset per kWh inkluderar allt och inte delas upp i olika beståndsdelar. På baksidan redovisas även den förbrukningsprofil som preliminärdebiteringen har som grund.

För bolagen kan det vara angeläget att visa kunden hur mycket moms och skatt som kunden betalar. En sådan redovisning görs idag av vissa bolag som skriver ” I det totala beloppet ingår energiskatt med xx kronor och moms med xx kronor”.

I kommande lagstiftning kommer kravet att elleverantörerna ska ursprungsmärka elkraften. I SOU (2003:113) avsnitt 3.1 beskrivs angivandet av elens ursprung. Där föreslås:

En ny bestämmelse införs i ellagen som ålägger elleverantörer att på eller i samband med elfakturor och i reklam till elanvändarna lämna uppgift om följande:

Ursprunget av den el som säljs, baserat på föregående års genomsnittliga bränslesammansättning eller, om elen köps via börs eller importeras från ett land utanför Europeiska gemenskapen, baserat på aggregerade uppgifter från föregående år som börs eller importör tillhandahållit.

Den miljöpåverkan i form av utsläpp av CO₂ och radioaktivt utsläpp som föregående års genomsnittliga bränslesammansättning har givit upphov till, genom hänvisning till befintliga referenskällor.

Energimyndigheten föreslår att detta görs på fakturornas framsidor.

5.6 Konsumenternas situation på marknaden

Tidigare konstaterades att produkterna från olika elleverantörer är mycket lika. Priset får således ett större inflytande i valet av leverantör än i andra branscher. Konsumentens situation på marknaden beskrivs då bäst med hjälp av kostnadsstudier.

Elleverantörerna inkluderar inte elcertifikatpriset i de fasta avtal som sluts mellan leverantör och konsument. Om kunden exempelvis binder upp sig till ett fast elpris i tre år står det i avtalet att kostnaden för energiskatt, moms och elcertifikat kan komma att ändras. Dessa förändringar aviseras ej i förväg utan framgår av fakturan samt på företagets hemsida. Elleverantören anger elcertifikatpriset på samma sätt som energiskatten och momsen, och ofta angivet som ”elcertifikat-avgift”.

Eftersom elleverantörerna själva sätter priset på elcertifikat till konsument kommer de med bundna avtal i en klämd situation. Elleverantörerna kan höja priset på elcertifikat utan att kunderna har möjlighet att välja någon annan leverantör av elcertifikat (och el) förrän det fasta avtalet löper ut. En elleverantör kan idag locka kunder att sluta elavtal till ett lågt elpris och ett för dagen lågt elcertifikatpris.

Elcertifikatpriset kan sedan under avtalsperioden höjas från exempelvis 2 öre per kWh till 20 öre per kWh utan att kunden kan göra något. De enda alternativ en konsument då har är att ta över sin kvotplikt själv (vilket ska anges i god tid innan kvotpliktsåret) eller att bryta avtalet i förtid med påföljande kostnader för avtalsbrott.

5.6.1 Hantering av kvotplikten

Kvotpliktshantering av elleverantör

Konsumenten kan välja att själv hantera sin kvotplikt eller att mot en ersättning överlåta åt elleverantören att sköta kvotplikten.

När en konsument överlåter åt sin elleverantör att sköta kvotplikten faller ansvaret för kvotplikten på elleverantören vilket innebär att om kvotplikten inte uppfylls står elleverantören för kvotpliktsavgiften.

Förfarande

Kvotpliktshantering av elleverantör innebär att elleverantören köper in elcertifikat för att täcka konsumentens kvotplikt. Priset ut till konsumenter sätts i öre/kWh och inkluderar, förutom inköpskostnaden för elcertifikat, elleverantörens administrativa kostnader, marginal och i en del fall avkastning.

Avgifter

I lagen om elcertifikat (SFS 2003:113, 4 kap.) står:

10 § En elleverantör får ta ut ersättning för hanteringen av kvotplikten av de elanvändare vars kvotplikt han hanterar. Den ersättning som leverantören tar ut skall redovisas särskilt till elanvändaren.

Av texten framgår inte vad som ingår i ”ersättning”. Vissa administrativa kostnader för hantering av elcertifikaten uppstår för elleverantören. Vidare finns det ett risktagande förenat med handel med elcertifikat, precis som med andra finansiella instrument. Risken som bolaget tar faller på konsumenten i form av den marginal som tas ut för att inte elleverantören ska förlora på affären.

I propositionen *Elcertifikat för att främja förnybara energikällor* (2002/03:40) står:

”En elleverantör som hanterar kvotplikten för en elanvändare ska ha rätt att ta ut ersättning för den tjänsten. Den ersättningen ska specificeras på fakturan till elanvändaren, som en särskild post, och får alltså inte bakas in i faktureringen av el. På så sätt kan elanvändaren bilda sig en uppfattning om kostnaden för att leverantören hanterar kvotplikten. Det kan användas som ett konkurrensmedel mellan leverantörerna. Men det kan också ligga till grund för ett eventuellt beslut om att själv hantera kvotplikten.”

Leverantörernas sätt att redovisa kostnaderna för hantering av kvotplikten och inköp av elcertifikat gör det dock omöjligt för konsumenten att använda uppgifterna för att räkna ut om och när det blir lönsamt att hantera kvotplikten själv. Som konkurrensmedel mellan leverantörerna fungerar det däremot bra eftersom nästan alla leverantörer använder samma sätt att presentera ersättningen för hanteringen av elcertifikat på fakturan. En annan fördel är att ersättningen för att hantera kvotplikten direkt kan relateras till elpriset eftersom elpriset också anges i öre/kWh. Priserna på elcertifikat kan variera på upp till 2 öre medan elleverantörerna, vad gäller elpriset, ofta konkurrerar med tiondels ören.

Egen kvotpliktshantering

En konsument som vill hantera sin egen kvotplikt måste anmäla detta till Energimyndigheten senast den 1 oktober året före det kalenderår kvotplikten avses. När anmälan är registrerad hos Energimyndigheten öppnas automatiskt ett certifikatkonto hos Svenska Kraftnät. Kontot liknar ett vanligt bankkonto. Vid köp av elcertifikat för säljaren över certifikatet till köparens konto. Alla transaktioner såsom köp, försäljning och annulleringar registreras på kontot. Den 31 mars varje år, när det är dags att deklarerat föregående år, ska deklarerade certifikat finnas på kontot. Efter deklarationen annulleras det antal elcertifikat som tagits upp i deklarationen.

Avgifter

För den som vill hantera sin egen kvotplikt tillkommer administrativa kostnader som kan delas upp i två delar: en del till Energimyndigheten och en del till Svenska Kraftnät.

Kostnaden till Energimyndigheten är för närvarande 100 kr per år och betalas i samband med anmälan av egen kvotpliktshantering. Sista betalningsdagen är den 1 oktober.

Svenska Kraftnät tar ut följande avgifter:

- *Kontoavgift*
Beräknas på det högsta antalet elcertifikat som har varit registrerade på certifikatkontot under föregående kvartal (0,30 kr per elcertifikat).
- *Överföringsavgift*
Debiteras per överfört elcertifikat och betalas av säljaren (0,05 kr per elcertifikat).
- *Administrativ avgift*
Tas ut vid utnyttjande av Svenska Kraftnäts kundtjänst (100 kr per registrering).

Avgifterna debiteras varje kvartal och första avgiften togs ut den 31 juli 2003. Minimavgiften är 200 kr per år och är en avgift som Svenska Kraftnät har rätt att ta ut. Hittills har ingen sådan avgift tagits ut. Anledningen till att avgiften inte tagits ut är att antalet aktörer som hamnat under 200 kr per år är väldigt få.

Exempel

Antag att ett hushåll behöver två elcertifikat (typkund villa med elvärme) för att täcka kvotplikten, och att dessa köps in tidigt på året. Betalning sker en gång per kvartal. Vidare antar vi att kundtjänsten används en gång.

$100 \text{ kr (kundtjänst)} + 0,30 \times 2 \text{ certifikat} \times 4 \text{ kvartal} = 102,4 \text{ kr}$. Minimiavgiften till SvK är dock $200 \text{ kr} + 100 \text{ kr till Energimyndigheten} = \text{SUMMA } 300 \text{ kr per år}$.

Risk och arbetstid

Handel med finansiella instrument är förenad med risk. Elcertifikatsystemet är nytt och därför finns ingen långvarig statistik över priser och svängningar i elcertifikatsystemet, därmed är det svårt att försöka bedöma risken.

En hushållskonsument kommer att köpa max två elcertifikat per år med nuvarande förutsättningar. Konsumenten kan inte köpa halva certifikat. Därmed kommer skalfördelarna som elleverantörerna har att saknas för den konsument som väljer att hantera sin egen kvotplikt.

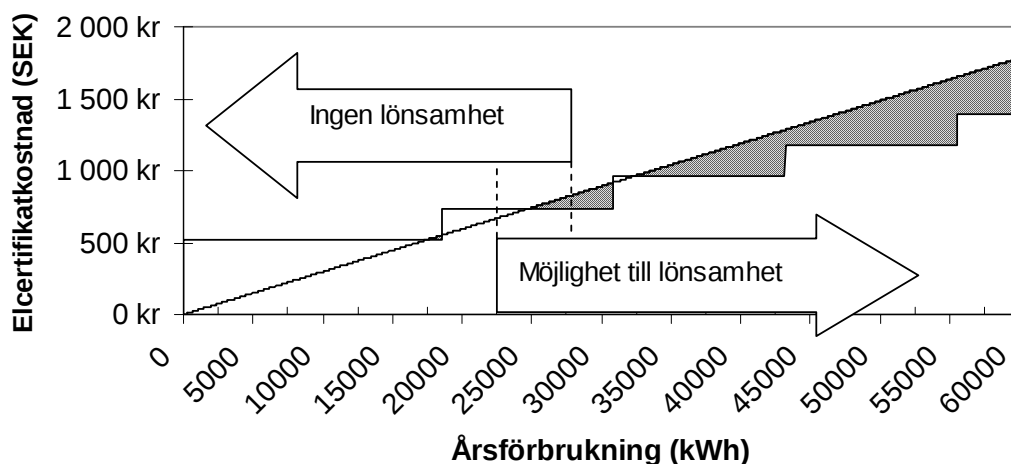
Den tid konsumenten behöver avsätta för att få kunskap om systemet och för att uppfylla de formella krav som ställs på den som sköter sin egen kvotplikt är svårt att prissätta. Men både de administrativa kostnaderna, elcertifikatkostnaden och den egna arbetsinsatsen bör vägas in och sättas i relation till kostnaden för vad det kostar att köpa kvotpliktshantering av en elleverantör.

Möjligheter att påverka

Det som går att påverka genom egen hantering är priset på elcertifikaten och vilken sorts förnybar el som elcertifikaten köps från. Detta passar en konsument som vill ta ställning för/mot en viss energikälla. Tar många konsumenter ställning kommer marknaden att bygga ut de populära energikällorna. Har en konsument köpt de elcertifikat som krävs för att täcka sin kvotplikt uppstår inga oförutsedda kostnader på elfakturan för elcertifikat.

5.6.2 Ekonomiska förutsättningar för att välja

Under rubriken "Hur har konsumenterna påverkats" beskrivs hur stor del av total årskostnad som elcertifikatavgiften utgör. I alla typgrupperna utgör elcertifikatkostnaden en liten del av den totala kostnaden för el. Nedan presenteras olika beräkningsexempel med diagram över om, och i så fall när, detta kan vara ekonomiskt lönsamt, uppdelat efter typgrupp. I Figur 33 presenteras en överblick upp till 60 000 kWh.



Figur 33 När kan det löna sig att hantera sin egen kvotplikt?

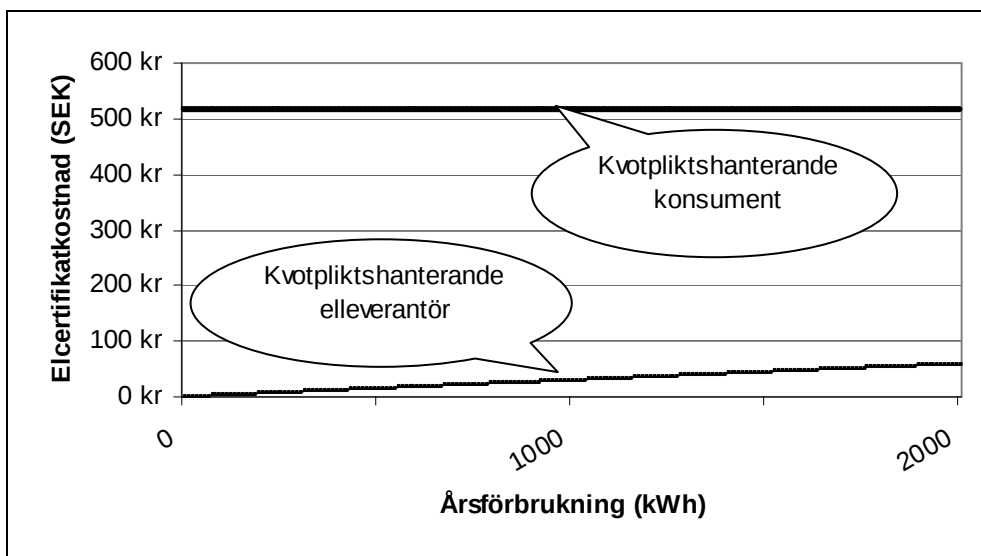
Källor: Energimyndigheten, Svenska Kraftnät

I diagrammen nedan presenteras skillnaden i kronor mellan att låta elleverantören sköta kvotplikten och att sköta den själv. En av parametrarna för kalkylerna är ett stympat¹⁸ medelvärde på det pris för elcertifikat som elleverantörerna tar ut. Det ligger för närvarande på cirka 2,97 öre/kWh och är hämtat från Energimyndighetens publicering av elcertifikatpriser. För att ge en rimlig bild av priset per elcertifikat används det volymvägda medelpriset för elcertifikat som presenteras på Svenska Kraftnäts hemsida. Detta är för 2004-07-01 cirka 219 kr per certifikat. Eftersom beräkningarna utgår från medelvärden bör de betraktas som riktgivande och inte definitiva.

Lägenhet 2000 kWh

Figur 34 visar att det ekonomiskt är mest fördelaktigt för en konsument med lägenhet att låta elleverantören sköta kvotplikten. Anledningen är de administrativa kostnader som egen kvotpliktshantering medför, totalt 300 kr per år. Det överstiger priset på ett certifikat, vilket är vad som behövs för att täcka kvotplikten för denna typkund.

¹⁸ Att stympa ett medelvärde innebär att vissa tal tas bort för att de ger en missvisning. I det här fallet är alla priser som är noll kronor/kWh borttagna. De som redovisar noll är i huvudsak fastighetsföreningar som tar betalt för certifikaten genom hyran.

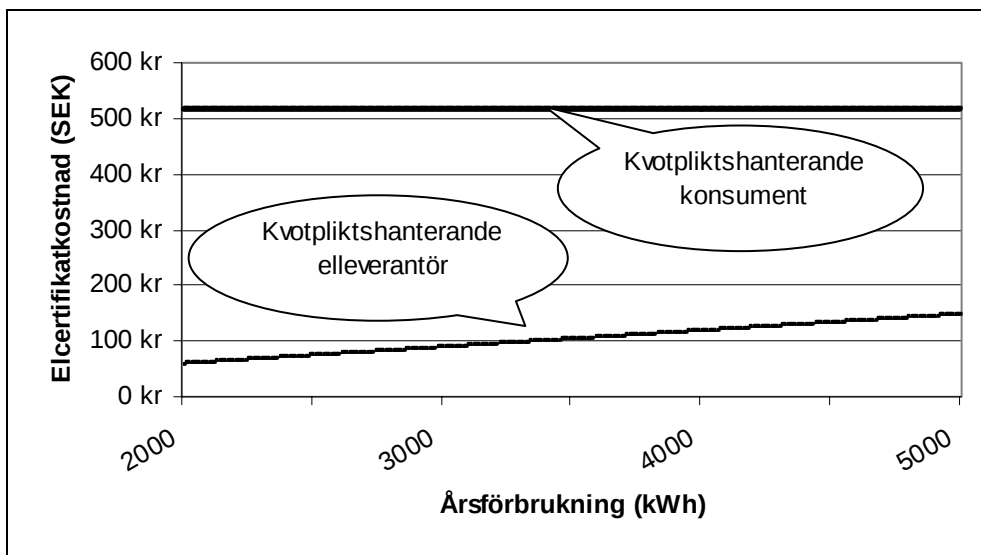


Figur 34 Elcertifikatkostnad för lägenhet, max 2000 kWh/år

Källor: Energimyndigheten, Svenska Kraftnät

Villa utan elvärme 5000 kWh

För en villa utan elvärme är det lika olönsamt som för typkunden *lägenhet* för att hantera sin egen kvotplikt (Figur 13). Även här är årskonsumtionen inte högre än att det bara behövs ett certifikat för att täcka kvotplikten och de administrativa kostnaderna överstiger priset för ett certifikat.

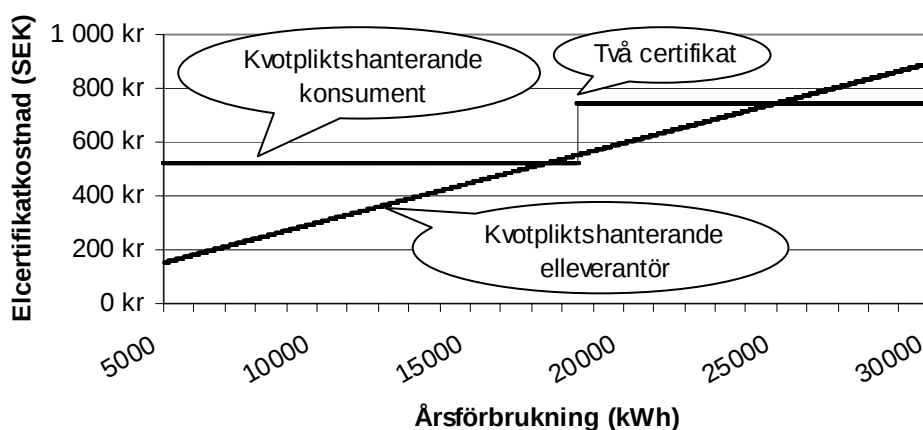


Figur 35 Elcertifikatkostnad för Villa utan elvärme, 2000-5000 kWh/år

Källor: Energimyndigheten, Svenska Kraftnät

Villa med elvärme 20 000 kWh

Figur 36, villa med elvärme, visar tre punkter där de två kurvorna konvergerar och brytpunkter uppstår. I brytpunkterna är kostnaderna för hanteringen av elcertifikat lika oavsett om konsumenten själv eller elleverantören hanterar kvotplikten. Den övre brytpunkten, vid drygt 25 000 kWh, visar att här kan det bli kostnadseffektivt för konsumenten att själv hantera kvotplikten. Kostnaderna för den tid det tar att hantera den egna kvotplikten har inte tagits med.



Figur 36 Elcertifikatkostnad Villa med elvärme, 5000-20 000 kWh/år

Källor: Energimyndigheten, Svenska Kraftnät

5.7 Möjliga åtgärder för att förbättra konsumentens villkor

Som framgått ovan ska en konsument förbruka drygt 25 000 kWh/år för att det kan börja bli ekonomiskt lönsamt att hantera kvotplikten själv. Därtill kommer den tid det tar att sköta den på rätt sätt.

En annan viktig faktor som skapar otrygghet för konsumenten är att den aktive konsumenten, som väljer att upprätta ett avtal om sitt elpris, inte kan sluta avtal om sitt elcertifikatpris. Det medför också svårigheter när hushållet vill jämföra priser på marknaden. Den aktiva konsumenten vill skapa en viss förutsägbarhet för sin elnota. Detta är idag möjligt med elpriset men inte med elcertifikatpriset. Det urholkar förutsägbarheten.

5.7.1 Alternativ

Följande sex alternativ visar tänkbara förändringar av elcertifikatsystemet i syfte att förbättra konsumentens villkor och sänka kostnaderna för elcertifikat. Vissa

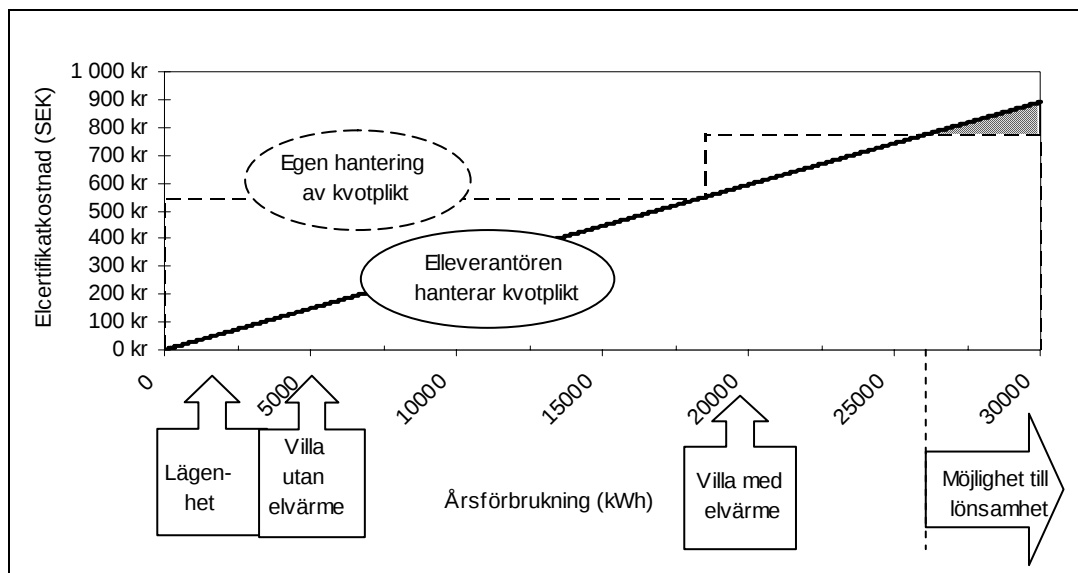
alternativ går att kombinera medan andra är varandra uteslutande. Längre fram förklaras varje alternativ närmare.

- 1 Överför kvotplikten från konsumenterna till elleverantörerna och låt kostnaderna för elcertifikat inkluderas i elpriset.
- 2 Inför ett standardiserat jämförpris så att konsumenten kan se den totala elkostnaden per kWh, inklusive el, elcertifikat, skatter och fasta avgifter, direkt på elräkningen.
- 3 Tillåt konsumenter att köpa elcertifikat från en leverantör och el från en annan.⁴ Möjliggör för alla konsumenter att enkelt köpa elcertifikat.
- 5 Minska konsumentens kostnader för att hantera sin egen kvotplikt.
- 6 Kräv av elleverantörerna att på förhand bestämma priset på elcertifikat för samma avtalsperiod som kunden förbinder sig att köpa el.

Här följer en beskrivning av alternativen, med fördelar och nackdelar. Alla alternativ jämförs med nollalternativet, dvs. ingen förändring alls.

- 1 Överför kvotplikten från konsumenterna till elleverantörerna och låt kostnaderna för elcertifikat inkluderas i elpriset.

Att hantera kvotplikten själv är lönsamt endast för en större elförbrukare. De flesta hushåll konsumerar mindre än 25 000 kWh el per år, vilket innebär att det inte är lönsamt att själv hantera sin kvotplikt, se Figur 37. För konsumenter är det enda sättet att minska kostnaderna för elcertifikat att byta elleverantör.



Figur 37 Kostnad för elcertifikat, typgrupper

Anm: Den streckade linjen visar kostnaden för att hantera kvotplikten själv och den heldragna linjen visar priset som konsumenten får betala för att elleverantören sköter kvotplikten. Det lönar sig inte att hantera kvotplikten själv om förbrukningen är mindre än 25 000 kWh/år.

Elpriset och elcertifikatpriset skulle kunna integreras till ett enda pris eftersom det ändå inte är lönsamt för en vanlig hushållskund att hantera sin egen kvotplikt. Konsumenten skulle ha mer nytta av *ett* pris som skulle kunna jämföras mellan elleverantörerna. Nu ska två pris jämföras. Däremot skulle företag även fortsättningsvis ges möjlighet att själva hantera sin egen kvotplikt.

Kvotplikten skulle enligt detta förslag övergå till elleverantören för *alla fysiska personer till vilka el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet* (definitionen av konsument enligt ellagen). Att redovisa en separat post på fakturan för elcertifikat kan tyckas överflödigt. Inga andra av elleverantörens kostnadsposter, såsom lönekostnader, avskrivningar eller reklamkostnader faktureras separat. Som konsument får man intrycket att de kostnader som läggs utanför elpriset är kostnader som inte elleverantören råder över, som exempelvis energiskatten. Priset för elcertifikat är en del som elleverantörerna råder över till exempel genom att göra bra inköp av elcertifikat. Det kan dock finnas skäl att föreskriva att elleverantören på lämpligt sätt informerar kunden om den ersättning som elleverantören tar ur för sin hantering av elcertifikat.

Tabell 32 Överför kvotplikten från konsumenterna till elleverantörerna och låt kostnaderna för elcertifikat inkluderas i elpriset

Fördelar	Nackdelar
- Lättare för konsumenten att jämföra priser mellan elbolag eftersom det bara finns ett pris att ta ställning till. - Ingen möjlighet för elleverantörerna att höja priset på elcertifikat för konsumenter med avtal om fast elpris. - Missförstånd om att elcertifikatpris är en typ av skatt som fastställs av staten undviks. - Konsekvent att inte särbehandla och specificera en av elleverantörens alla kostnader. - Färre poster på elfakturan, vilket gör den lättare att förstå. - Innebär att marknaden för konsumenten upplevs som mindre komplex, en parameter försvinner. - Ger bättre konkurrens och ökad pris-medvetenhet vilket sätter press på elleverantörerna att sänka påslaget för att hantera kvotplikten.	- Information om att en del av elkostnaderna går till att öka förnyelsebar energi kan bli svårare att kommunicera. - Olika typer av kvotpliktiga att hantera om konsumenter skiljs från näringsidkare. - Då det idag inte finns någon terminshandel blir det svårt för elleverantörerna att säkra elcertifikatkostnaden.

Praktiska möjligheter att införa förändringen

Frågan om hur elleverantören får ta betalt från konsumenten regleras i Lag om elcertifikat (2003:113). Där framgår: "En elleverantör får ta ut ersättning för hanteringen av kvotplikten av de elanvändare vars kvotplikt han hanterar" (4 kap 10 §). Den ersättning som leverantören tar ut skall redovisas särskilt till elanvändaren." Lagen behöver ändras så att hushållskunder inte längre har möjlighet att hantera sin egen kvotplikt. Lagen bör även tydliggöra att elcertifikatpriset ska ingå i elpriset för konsumenter.

I propositionen (2002/03:40) förs en diskussion om vem som anses mest lämpad att hantera kvotplikten: Nätföretag, balansansvariga eller elleverantörer?

För *nätföretag* är det förbjudet att ägna sig åt handel med el, utom den el som avses täcka förlusterna i nätet. De har även ett legalt monopol och i propositionen framförs att det är olämpligt att utse dem att hantera kvotplikten. *Balansansvariga* har bra kontroll över den el som förbrukas eftersom de ser till att systemet tillförs lika mycket el som förbrukas. De står även i avtalsförhållande med Svenska Kraftnät. Dock har balansansvariga ingen relation till elanvändarna och många är dessutom själva elproducenter. *Elleverantörer* ansågs mest lämpliga att hantera kvotplikten eftersom de redan står i ett avtalsförhållande med konsumenterna. De har information om sina kunders förbrukning samt har möjlighet att debitera sina kunder för hanteringen av kvotplikten. Dessutom agerar elleverantörerna på en redan konkurrensutsatt marknad.

Delad kvotplikt, förvirrar eller förenklar det? Målet med att överföra kvotplikten på elleverantörerna är att förenkla, kostnadseffektivisera och skapa förutsägbarhet för konsumenterna. Det är möjligt att lägga kvotplikten på elleverantörerna för alla elkunder men då försvinner möjligheten för näringsidkare att hantera sin egen kvotplikt och därmed möjligheten för dem med hög förbrukning att tjäna ekonomiskt på det. Energimyndigheten vill här poängtera att näringsidkare fortfarande kan välja att låta elleverantörerna hantera kvotplikten. Därigenom finns fortfarande möjligheten att undanta internationellt konkurrensutsatt elintensiv industri från kvotplikten. Alternativet bör även driva utvecklingen mot en terminshandel med elcertifikat.

2 *Inför ett standardiserat jämförpris så att konsumenten kan se den totala elkostnaden per kWh, inklusive el, elcertifikat, skatter och fasta avgifter, direkt på elräkningen.*

Elpriserna är svåra att jämföra. Kunden behöver ett jämförbart pris som inkluderar både elpris och elcertifikat. Prisjämförelser mellan olika elleverantörer är svåra att göra eftersom priset är uppdelat både på en fast och en rörlig del. Förutom en fast och en rörlig del på el ska nu konsumenten ta med en rörlig och i vissa fall även en fast kostnad för elcertifikat när priser ska jämföras. Uppdelningen riskerar att skada snarare än främja konkurrensen. För konsumenten blir det fler termer och siffror att sätta sig in i. I Konkurrensverkets rapport *Monopolmarknader i för-*

ändring (2004:3) fastslås att ”dagens elräkningar kan fortfarande anses som svårtolkade för de flesta elkonsumenter”.

För att underlätta för konsumenten att göra prisjämförelser skulle elleverantören bli skyldig att tydligt ange kundens *totala elkostnad per kWh (inkl. samtliga fasta avgifter, elcertifikat och skatter)*. Detta jämförelsepris beräknas genom att dividera den totala summan som kunden ska betala med elförbrukningen i kWh. De fasta kostnaderna slås därmed ut på kundens elförbrukning. Konsumentverket tillämpar denna modell för att göra jämförelser mellan olika elleverantörer. Alla konsumenter kan gå in på Konsumentverkets hemsida, skriva in sin elförbrukning och få en lista över total kostnad per kWh för alla elleverantörer (som valt att presentera sina priser där, vilket är lejonparten). I bilaga 10 visar ett exempel på hur en faktura skulle kunna se ut där total elkostnad per kWh anges.

Ett krav på att elleverantörerna presenterar total elkostnad per kWh på kundens faktura utesluter inte att ett separat elpris och ett separat elcertifikatpris anges i en särskild specifikation. Alla konsumenter behåller därmed, i detta med etta förslag, den teoretiska möjligheten att själva hantera sin kvotplikt.

Tabell 33 Inför ett standardiserat jämförpris så att konsumenten kan se den totala elkostnaden per kWh, inklusive el, elcertifikat, skatter och fasta avgifter, direkt på elräkningen

Fördelar	Nackdelar
• Lättare för konsumenten att jämföra priser. • Bättre konkurrens och ökad prismedvetenhet sätter press på elleverantörerna att sänka påslaget för att hantera kvotplikten. • Kunden kan hitta samma jämförelsepris på sin egen elräkning som det som används i Konsumentverkets prisjämförelse.	• Det tillkommer ännu en post på elräkningen. • Prisinformation på elleverantörernas hemsidor samt i reklam riskerar fortfarande att anges exklusive elcertifikat. Detta kan vilseleda.

Praktiska möjligheter att införa förändringen

I lagen om elcertifikat kan det utan större svårighet specificeras vilken prisinformation som ska finnas på en elfaktura. Elleverantören kan ges skyldighet att tydligt ange ett jämförpris på fakturan som ska innefatta samtliga kostnader för konsumenten inklusive fasta avgifter, elcertifikat, energiskatt och moms.

3 Tillåt konsumenter att köpa elcertifikat från en leverantör och el från en annan.

Marknaden för elcertifikat skulle kunna frikopplas ytterligare från elmarknaden. Om konsumenten hade möjlighet att låta ett företag hantera elcertifikat och ett annat leverera el skulle konkurrensen öka. De företag som lyckas hantera kunders kvotplikt med lägst administrativa kostnader skulle locka till sig kunder och pressa konsumentpriset på elcertifikat. Det skulle kunna etableras renodlade

elcertifikathandlare som endast åtar sig kvotpliktshantering utan att leverera el. Möjligheten för elleverantörer att höja elcertifikatpriserna efter att kunder har bundit elpriset skulle försvinna.

Detta alternativ skulle förmodligen bidra till att fler aktörer etablerar sig på marknaden för elcertifikat. Med fler aktörer ökar konkurrensen och de som har lägst kostnader för kvotpliktshanteringen skulle få flest kunder. Priset till konsument borde därmed minska. Vi ska dock ha i minnet att idag är det fortfarande bara knappt hälften av alla konsumenter som slutit avtal om sin el. Elkostnaderna uppgår ändå till mellan 1 800 och 18 000 kr per år för ett hushåll. Elcertifikatkostnaderna vid samma elförbrukning uppgår till 60-600 kr per år. Incitamentet att välja elcertifikatleverantör är alltså lågt. En lägenhetskund skulle kunna tjäna cirka tio kronor per år, en villa med elvärme skulle tjäna högst hundra kronor.

Tabell 34 Tillåt konsumenter att köpa elcertifikat från en leverantör och el från en annan

Fördelar	Nackdelar
- Ingen möjlighet för elleverantörerna att höja priset på elcertifikat för konsumenter med avtal om fast elpris. - Risken för missförstånd om att elcertifikatpris är en typ av skatt som fastställs av staten minskar. - Bättre konkurrens sätter press på elleverantörerna att sänka påslaget för att hantera kvotplikten. - Ökad valfrihet för konsumenten att välja leverantör av elcertifikat. - Möjlighet till ökad specialisering ger enligt samhällsekonomisk teori ökad effektivitet.	- Förändringen riskerar att bli verkningslös om alltför få konsumenter engagerar sig i val av elcertifikatleverantör. - Konsumenterna kan uppleva att elmarknaden blir än mer komplicerad att orientera sig i. - Kostnadsbesparingen för varje konsument är liten. Val av separat elcertifikatleverantör riskerar att inte vara värt den tid som krävs av varje konsument. - Energimyndighetens register över vilka som är kvotpliktiga måste justeras så att elleverantören kan se vilka kunder som har valt att låta ett separat företag hantera deras kvotplikt.

Praktiska möjligheter att införa förändringen

Idag står i Lagen om elcertifikat (4 kap, 4 §) att "En elanvändares kvotplikt skall hanteras av den eller de elleverantörer som levererar el till elanvändaren". Det gäller dock inte "el användare som anmält till tillsynsmyndigheten att de själva vill hantera sin kvotplikt". För att öppna marknaden för separata leverantörer av elcertifikat skulle ett undantag behöva tas in där det står att kvotplikten inte behöver hanteras av elleverantören om elanvändaren har ingått avtal med separat företag om att hantera kvotplikten.

Det är dock svårt att förutsäga vilket resultat lagförändringen skulle få. Det är inte säkert att några företag skulle erbjuda kunder att endast hantera deras kvotplikt. Det finns risk att de administrativa kostnaderna skulle bli för höga. För en lägenhetskund som har en elcertifikatkostnad i storleksordningen 60 kronor per år skulle oproportionellt stor del av beloppet som kunden betalar behövas för att täcka administrativa kostnader för att skicka fakturor och annan kundhantering.

Även för en normal villakund med en förbrukning på 5 000 kWh per år och därmed en elcertifikatkostnad på 150 kr per år skulle de ökade administrativa kostnaderna för att ha en separat leverantör av elcertifikat förmodligen bli alltför höga. Först för en elvärmd villa med en elcertifikatkostnad på cirka 600 kr per år skulle det kunna finnas en marknad för företag att specialisera sig och enbart hantera konsumenters kvotplikt. Huruvida det verkligen uppstår en separat elcertifikathandel blir sedan upp till marknaden att avgöra.

4 Möjliggör för alla konsumenter att enkelt köpa elcertifikat.

I nuläget är det teoretiskt möjligt för alla konsumenter att hantera sin kvotplikt själva. Konsumenter med låg förbrukning kommer i praktiken inte att utnyttja den möjligheten beroende på:

- förhållandevis höga engångsavgifter till myndigheter,
- omöjligheten att som konsument köpa delar av ett elcertifikat eftersom minsta enhet för elcertifikat är 1 MWh,
- tidsåtgången som krävs för att lära sig hur systemet fungerar.

Om det är regeringens avsikt att utsätta elleverantörerna för konkurrens genom att ge möjlighet för privatkunder att hantera sin kvotplikt bör förutsättningarna för att hantera sin egen kvotplikt förbättras. Följande sju åtgärder är exempel på förbättringar:

- 1 Myndighetsavgifterna ses över med ambitionen att minska inträdeskostnaden på marknaden.
- 2 Minsta enheten för elcertifikat sänks och anpassas efter en lägenhetskund.
- 3 Elcertifikat ska gå att köpa i exempelvis livsmedelsbutiker, kiosker eller på posten och bestå av en kod (jämför med hur man idag kan ladda sitt kontantkort genom att köpa en kod istället för att få en telefonräkning).
- 4 Registrering sker hos Energimyndigheten genom att koden knappas in via telefon (datasvar), genom att konsumenten registrerar koden via Internet eller skickar in den per post.
- 5 Elcertifikat köps via elanvändarens Internetbank, som skickar uppgifterna till Energimyndigheten.
- 6 Av elfakturan ska framgå hur många elcertifikat konsumenten måste köpa samt elleverantörens pris per elcertifikat i stället för elcertifikatkostnad per kWh.
- 7 På elfakturan hänvisas till den lathund om egen kvotpliktshantering som redan finns på Energimyndighetens hemsida.

Tabell 35 Möjliggör för alla konsumenter att enkelt köpa elcertifikat

Fördelar	Nackdelar
• Ökad konkurrens ger möjlighet för konsumenterna att minska sina kostnader för elcertifikat. • Uppmuntrar elkonsumenter att inhämta kunskap om elcertifikatsystemet. • Frihet att kunna hantera sin kvotplikt oavsett energiförbrukning.	• Ökade administrativa kostnader för staten. Belastningen på berörda myndigheten ökar. • Konkurrensambitionen riskerar att bli verkningslös om alltför få konsumenter köper elcertifikat. • Kostnadsbesparingen för varje konsument är liten. • Förutsätter är att företag är intresserade av inköp och distribution av elcertifikat till konsumenter via detaljhandeln. Även dessa företag måste göra påslag på inköpspriserna på elcertifikat. Det blir därmed ett mellanting mellan att hantera sin kvotplikt själv och att köpa tjänsten från sin elleverantör. • Transaktionskostnaderna i systemet riskerar att totalt sett öka.

Praktiska möjligheter att införa förändringen

Förändringarna som krävs är mer omfattande än i övriga alternativ. Lagar och regler kring elcertifikatsystemet måste ändras. Energimyndighetens system för att hantera att kvotplikten uppfylls måste utvecklas. För att resultatet ska bli att vanliga konsumenter enkelt kan köpa ett elcertifikat i livsmedelsaffären krävs initiativ från privata företag som distribuerar certifikaten i ledet före. Staten kan endast ge förutsättningar för att en sådan marknad etableras. Ett alternativ är naturligtvis att staten köper elcertifikat på marknaden och distribuerar till konsumenter, vilket dock har stora nackdelar. Elcertifikatsystemet ska vara ett marknadsbaserat styrmedel där priserna sätts på en konkurrensutsatt marknad. Sammantaget är det svårt att införa detta alternativ. Staten tvingas till omfattande kostnader för att möjliggöra för små konsumenter att själva köpa elcertifikat. Resultatet är dessutom mycket osäkert och det går inte att på förhand säga om någon sådan direkt konsumenthandel med elcertifikat skulle komma igång.

5 Minska konsumentens kostnader för att hantera sin egen kvotplikt.

Det är möjligt att göra det mer lönsamt för vanliga konsumenter att hantera sin kvotplikt utan att göra så omfattande förändringar som i alternativ 4.

Myndighetsavgifterna kan ses över med ambitionen att minska inträdeskostnaden på marknaden. Minsta enheten för elcertifikat skulle kunna sänkas. Man kan tänka sig att det skulle gå att köpa tiondels elcertifikat. En mindre elkonsument kan då ha en kvotplikt på exempelvis 0,6 elcertifikat. Hur konsumenten sedan i praktiken köper elcertifikaten behöver inte staten involveras i. Det blir upp till marknaden att möjliggöra för konsumenter att köpa enstaka elcertifikat. Det är dock inte säkert att det går att hitta säljare av ett eller två elcertifikat á 250 kronor. Det blir

förmodligen ännu svårare för konsumenten att hitta någon som vill sälja 0,6 elcertifikat.

Idag ser inte konsumenten på elfakturan hur många certifikat elleverantören behöver köpa in för hushållet. Elleverantören borde ange att exempelvis 0,6 elcertifikat hade införskaffats för att uppfylla kundens kvotplikt, och istället för att ange kostnad per kWh el skulle det framgå vilket pris som debiteras per elcertifikat. Konsumenten skulle då lättare kunna jämföra elleverantörens pris på elcertifikat med marknadspriset på elcertifikat, och få en vägledning om förutsättningarna för att själv hantera kvotplikten.

Tabell 36 Minska konsumentens kostnader för att hantera sin egen kvotplikt

Fördelar	Nackdelar
• Det blir lönsamt för fler konsumenter att själva hantera sin kvotplikt, vilket kan sätta press på elleverantörerna att inte ta ut stora marginaler. • Mindre enheter för elcertifikat gör att lönsamheten för den egna hanteringen inte får samma tröskeffekter.	• Förändringarna är inte så kraftfulla och skulle förmodligen ha relativt begränsad effekt på elleverantörernas priser. • Energimyndighetens och Svenska Kraftnäts intäkter från dem som själva hanterar sin kvotplikt minskar om avgifterna sänks. • Arbetsbelastningen på Energimyndigheten och Svenska Kraftnät ökar om fler väljer att hantera sin egen kvotplikt. • Transaktionskostnaderna i systemet riskerar att öka totalt sett.

Praktiska möjligheter att införa förändringen

Åtgärderna är möjliga att genomföra rent praktiskt, men med ökad statlig ekonomisk belastning som följd.

6 Kräv av elleverantörerna att på förhand bestämma priset på elcertifikat för samma avtalsperiod som kunden förbinder sig att köpa el.

Eftersom elleverantörerna själva sätter priset på elcertifikat hamnar konsumenter med bundna elavtal i en klämd situation. Elleverantörerna kan höja priset på elcertifikat utan att kunderna har möjlighet att välja någon annan leverantör av elcertifikat (och därmed även el) förrän deras fasta elavtal löper ut. Alternativet för konsumenten är att säga upp det bundna elprisavtalet i förtid, med därpå följande kostnader för avtalsbrott. Det alternativet är inte ekonomiskt försvarbart. För att undvika detta kan staten ställa krav på elleverantörerna att på förhand bestämma priset på elcertifikat för samma period som kunden binder sig att köpa el.

På samma sätt som elcertifikaten måste köpas på en marknad där priset hela tiden ändras måste på motsvarande sätt även elen köpas. Om företag väljer att ingå avtal med konsumenten om fasta priser tar de alltid en risk, men i gengäld har de en

trygg kundstock. Det bör därför inte vara svårt för elleverantörerna att binda både elcertifikatpriset och elpriset.

Tabell 37 Kräv av elleverantörerna att på förhand bestämma priset på elcertifikat för samma avtalsperiod som kunden förbinder sig att köpa el

Fördelar	Nackdelar
Konsumentens ekonomi blir tryggare när elleverantörerna inte kan höja priset på elcertifikat inom ramen för ett avtal om fast elpris.	- Inskränkning i elleverantörernas frihet att utforma avtalen som de vill. - Ökad ekonomisk risk för elleverantörerna. - Om inte förslaget kan uppnås genom frivilligt branschåtagande återstår statlig reglering.

Praktiska möjligheter att införa förändringen

Det bör vara möjligt att i lagen ställa krav på elleverantörer att de inte får höja priset på elcertifikat för en kund med bundet elavtal om inte prishöjningen finns specificerad i avtalet. Det går eventuellt att uppnå samma resultat utan lagstiftning. Diskussioner skulle kunna föras med Svensk Energi. Om de skulle komma överens om att i standardavtalen för bundet elpris även inkludera priset för elcertifikat skulle förmodligen inte lagstiftning behövas. Trycket på branschen skulle vara att om detta inte sker frivilligt återstår reglering.

5.8 Slutsatser och rekommendationer

Priset på elcertifikat har i genomsnitt legat på cirka 3 öre/kWh

Det genomsnittliga priset på elcertifikat har legat på ca 3 öre/kWh under 2004. Medelpriset för 2003 var något lägre. Skillnaderna mellan högsta och lägsta pris har under 2004 legat på ca 1,25 öre vilket är en mindre spridning jämfört med föregående år. Den 1 juli 2004 började elleverantörerna rapportera in till Energimyndigheten priser för elcertifikat till konsument. Dessa priser presenteras på myndighetens hemsida och gör att alla konsumenter kan se hur mycket de betalar och vad andra leverantörer tar betalt.

Kostnaden för elcertifikat utgör en liten del av den totala elkostnaden

Den kostnad som elcertifikaten utgör är en liten del av konsumenternas totala elkostnad. För en villa med elvärme, 20 000 kWh/år, utgör elcertifikatkostnaden cirka 2,4 % av total elkostnad, och är cirka 572 kronor per år.

Har konsumenten betalat onödigt mycket? Hamnar pengarna rätt?

Endast 49 % av de totala intäkterna från elcertifikatsystemet år 2003 gick till producenter av förnybar el. 34 % gick till staten i form av kvotpliktsavgifter samt moms och övriga 17 % stannade hos elleverantörerna i form av administrativa avgifter och vinster. Det finns en risk att elcertifikatsystemet kan tappa trovärdighet om endast en mindre del av det konsumenterna betalar går till syftet med systemet - förnybara energikällor. Förmodligen kommer dock intäkterna från

kvotpliktsavgifter att minska under 2005 eftersom taket för kvotpliktsavgiften försvinner. Vidare kan konsumenten ha fördelar av att en leverantör väljer att köpa certifikat när det är billigt, väntar med att annullera tills priserna stiger och därmed finnas i ett bolag som sköter sin företagsekonomi på ett regelmässigt sätt. Det allmänna intresset för elcertifikat är för närvarande svalt, elpriset är desto viktigare.

Villkoren för konsumenten sätts av elleverantörerna och konsumenten har begränsade möjligheter att påverka sin elcertifikatkostnad

För konsumenter är det idag både krångligt och dyrt att hantera sin egen kvotplikt. De ekonomiska incitamenten börjar bli intressanta först vid en hög elförbrukning. För närvarande ligger denna förbrukning så högt att vi inte längre pratar om konsumenter utan näringsidkare. Villkoren för konsumenten i elcertifikatsystemet sätts av elleverantörerna, och de kan ta ut vilken ersättning de vill för att hantera konsumenternas kvotplikt. Det medför att konsumentens situation kan beskrivas som instabil.

Energimyndigheten rekommenderar att:

– Kvotplikten bör läggas på elleverantören

Kvotplikten läggs på elleverantörerna för alla fysiska personer till vilka el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet. För näringsidkare ligger kvotplikten kvar och de kan välja om de vill hantera den eller överlåta det på elleverantören. I praktiken innebär detta ingen större skillnad eftersom det ändå är elleverantörerna som administrerar kvotplikten idag.

Energimyndigheten har i ett remissyttrande föreslagit att kvotplikten skulle läggas på elleverantörerna. Regeringen föreslog emellertid att kvotplikten skulle ligga på slutanvändarna eftersom det är de som kommer att belastas ekonomiskt och därför bör de få en chans att påverka dessa kostnader. En konsument kan idag påverka sina elcertifikatkostnader genom att hantera sin egen kvotplikt eller att byta elleverantör. Det är knappast etiskt försvarbart att erbjuda, än mindre locka, konsumenter att välja att hantera sin egen kvotplikt när det är direkt ekonomiskt ofördelaktigt. Eftersom konsumenterna är de som belastas ekonomiskt, ligger det i deras intresse att betala så lite som möjligt. Detta uppnås genom bättre pris-konkurrens.

Föreslaget kan orsaka vissa gränsdragningsproblem i huruvida en förbrukare räknas som konsument eller inte. En viktig synpunkt är att det även som näringsidkare går att låta elleverantören hantera kvotplikten.

– Priset för elcertifikat bör ingå i elpriset

Priset för elcertifikat ska ingå som en enhet i elpriset och inte särredovisas för alla fysiska personer till vilka el överförs eller levereras huvudsakligen för ändamål som faller utanför näringsverksamhet. På det sättet ökar kostnadseffektiviteten samt enkelheten för konsumenterna i elcertifikatsystemet

och på elmarknaden i stort. Det är en fördel att kostnaden för elcertifikat ingår i elpriset, som redan är konkurrensutsatt. Något som dessutom är synnerligen viktigt är att en konsument lättare kan jämföra olika priser hos elleverantörerna samt i avtal binda upp både elpris och kostnaden för elcertifikat. Den aktiva konsumenten skapar större förutsägbarhet för sin elnota. Det kan dock finnas skäl att föreskriva att elleverantören på lämpligt sätt informerar kunden om den ersättning som elleverantören tar ut för sin hantering av elcertifikat. Den konsument som vill veta vilket pris alla elleverantörerna tar ut för certifikaten kan gå in på Energimyndighetens hemsida

Ovanstående rekommendation äventyrar inte målen för elcertifikatsystemets syfte.

5.9 Referenser

Montel Powernews, <http://www.powernews.org>.

Nord Pool, <http://www.nordpool.com>.

Svensk Kraftmäkling, <http://www.skm.se>.

Proposition 2002/03:40, ”Elcertifikat för att främja förnybara energikällor”.

SFS 2003:113, ”Lag om elcertifikat”.

SOU 2001:77, ”Handel med elcertifikat Ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor”.

Svenska Kraftnät, Cesar (marknadsstatistik), <https://elcertifikat.svk.se>.

Muntliga referenser:

Annika Lööw

Svenska Kraftnät

Bo Hesselgren

Elrådgivningsbyrån

Kundtjänster från följande företag:

Karlshamn Energi

Sölvesborgsenergi

Öresundskraft

Sydkraft försäljning, Malmö

Pite Energi

Fyrfasen Energi

Telge Energi

Dala Kraft

Vattenfall

Karlstads Energi

6 Effekter för vindkraften

6.1 Uppdraget

Energimyndigheten bör göra en första analys av vilka effekter elcertifikatsystemet har fått för vindkraftens utveckling i Sverige, i relation till det fastställda planeringsmålet. Analysen bör omfatta en fördjupad kartläggning av de ekonomiska villkoren för befintliga vindkraftsanläggningar och förutsättningarna för framtida utbyggnad. En analys av vindkraftens specifika förutsättningar i jämförelse med övriga förnybara energikällor inom elcertifikatsystemet bör också ske. Detta kan t.ex. gälla att oprövad teknik ger större risker eller att finansieringen av vissa projekt möter särskilda svårigheter. Baserat på erhållna resultat och utifrån övriga insatser inom vindkraftområdet, som Energimyndigheten administrerar, bör förslag lämnas på eventuella ytterligare kompletterande insatser som bedöms relevanta.

6.2 Inledning

Det sker för närvarande ett trendbrott inom vindkraftsbranschen. Samtidigt som elcertifikatsystemet införs sker en förändring av vindkraftsinvesteringar från enskilda verk till större parker och de flesta kommer att förläggas till havs. Denna förändring avspeglas inte bara på högre investeringskostnader, högre risk och andra förutsättningar att få finansiering utan även på en annorlunda ägarstruktur.

6.3 Effekter av elcertifikatsystemet för vindkraftens utveckling

Beslutet att projektera, investera och uppföra vindkraftverk avgörs inte enbart på elcertifikatens utformning men i detta avsnitt bortses från övriga parametrar som vindläget, miljö- och byggtillstånd, image och marknadens konjunktur.

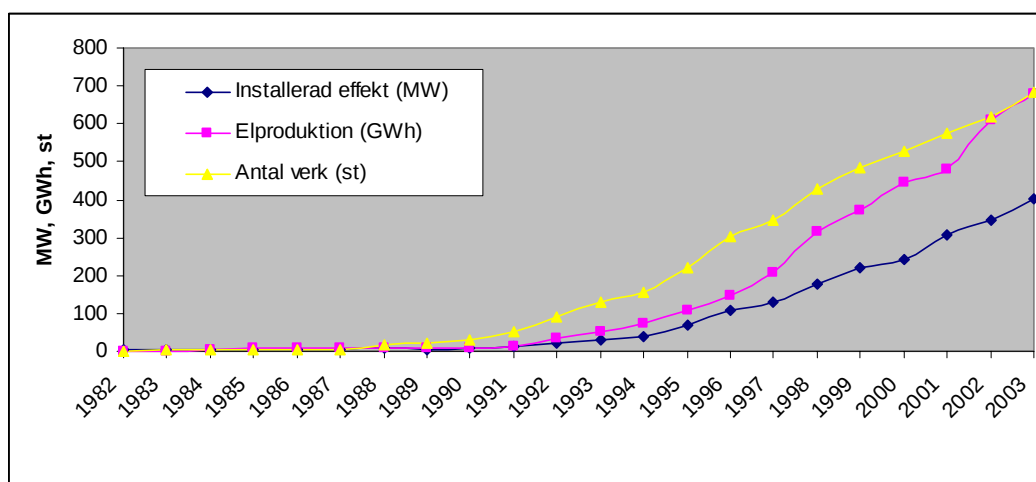
Elcertifikatsystemet har sedan starten i maj 2003 varit i drift i ett och ett halvt års tid och det är ännu tidigt att dra några djupgående slutsatser om vilka effekter elcertifikatsystemet har fått på vindkraftens utveckling, men en del konkreta effekter kan ändå avläsas. Vid ett flertal intervjuer med aktörer som aktivt planerar för vindkraft kan åsikter om elcertifikatsystemet och dess effekter på vindkraften avläsas. När effekter från en insats ska avläsas är det värdefullt att ha ett jämförelsemått och för vindkraften finns det ett planeringsmål som den faktiska produktionen kan ställas i relation till.

I juni 2002 antog riksdagen en energiproposition som bland annat innebar fastställandet av ett nationellt planeringsmål för vindkraft motsvarande en årlig elproduktion från vindkraft på 10 TWh år 2015. Planeringsmålet är inget produktionsmål utan ska ses som ett uttryck för ambitionsnivån när det gäller att skapa förutsättningar för en framtida vindkraftsutbyggnad (Prop. 2001/02:143).

Det nationella planeringsmålet bröts under sommaren 2003 ned på regional nivå för att bli operativt för länsstyrelserna och kommuner. En integrering av vindkraften i kommunernas översiktsplaner förväntas minska hinder för utbyggnad och därmed underlätta en kontinuerlig framväxt av vindkraftsetableringar.

6.3.1 Utbyggnadstakt

Under år 2003 producerade vindkraften 680 GWh, vilket motsvarar cirka 0,5 % av Sveriges elproduktion. Ungefär hälften av dagens cirka 700 verk är i storleksordningen 500-800 kW, men de producerar mindre el än de drygt 40 verk som är mellan 1-3 MW. Antalet nya verk under 2003 var 56 stycken och totalt antal verk var 682 stycken. Hos dessa nya verk var genomsnittsstorleken 942 kW. 47 stycken var mellan 600 och 900 kW. Resterande nio verk var mellan 1000 kW och 2000 kW. (Driftuppföljning av vindkraftverk 2003, 2004)



Figur 38 Utvecklingskurvan för vindkraft i Sverige 1982-2003 (Energimyndigheten, Elforsk).

Figur 38 visar utbyggnadstakten för vindkraft. Med avseende på såväl installerad effekt som producerad energi har den årliga tillväxten varit i genomsnitt nära 20 % de senaste fem åren. Om utbyggnaden fortsätter i samma takt kommer det år 2010 att finnas omkring 1,3 GW installerad vindkraft som producerar 2 TWh el.

Majoriteten av de verk som uppfördes under 2003 har fått investeringsstöd med 10 % av investeringskostnaden. Inga medel för investeringsstöd kan betalas ut efter 2004 års utgång.

Baserat på beviljade investeringsstöd finns cirka 30 projekt med ett eller flera verk som avser att idriftsätta verken före årsskiftet 2004. Projekten motsvarar en ungefärlig effekt på 100 MW. Elproduktionen från dessa projekt kommer att vara berättigad till elcertifikat. Hälften av de projekt som blivit beviljade investeringsstöd men ännu inte byggts inkom med ansökan under 2003.

Det finns idag fyra större vindkraftsparker som fått regeringstillstånd att bygga. Dessa är Bondön, Klasådern, Örestads vindkraftspark samt Utgrunden II. De motsvarar ungefär 0,9 TWh. En anledning till att de inte byggs är att finansieringen inte är klar, vilket i sin tur delvis orsakas av att investerare är restriktiva med att investera i storskalig vindkraft i dagsläget. Två av parkerna har beviljats statligt stöd och två ansöker om stöd från "Teknikutveckling och marknadsintroduktion i samverkan" det s k pilotprojekt vindkraft. Enligt branschorganisationen Vindkraftens Investerare och projektörer (VIP) finns långtgående planer på att bygga vindkraft motsvarande omkring 4-5 TWh i Sverige till 2010 under förutsättning att de ekonomiska villkoren finns.

6.3.2 Branschens åsikter

Huruvida elcertifikatsystemets införande har varit av betydelse för de parker som projekteras för närvarande kan inte besvaras generellt, men vid kontakt med projektörerna framgår att en del projekt har det planerats för långt innan diskussionerna om elcertifikatsystemet började ta form. En konsekvens av hur systemet fungerat hittills är att projektörer har dragit ned kraftigt och både planering och projektering går på sparlåga. Några företag har långtgående planer på att lägga ned verksamheten eller flytta den utomlands om inte reglerna kring elcertifikatsystemet ändras.

VIP menar att planeringen av vindkraft påverkades positivt av elcertifikatsystemet innan det kom det stånd, d v s aktörerna trodde att vindkraftsfrågan skulle få en långsiktigt hållbar lösning. Aktiviteten var därför hög under åren 2000 - 2002. När systemet sedan presenterades av riksdagen infriades inte förväntningarna. Man befärade att systemet inte skulle vara tillräckligt marknadsbaserat för att främja vindkraftsutbyggnaden, att konsumentskyddet inte skulle vara tillräckligt starkt efter att taket för straffavgift tas bort samt att det var för kortsiktigt. En fast kvotpliktsavgift vore att föredra på lång sikt. Den mest angelägna ändringen är en förlängning av kvoterna i elcertifikatsystemet.

En representant för ett riskkapitalbolag som idag investerar i ett projekteringsbolag menar att det ser ljusare ut idag för investerare än för två år sedan. Samtidigt framhåller man att lagändringar av elcertifikatsystemet inom en snar framtid är sista chansen för att göra något åt finansieringssituationen. Vissa inom branschen menar att det nya elcertifikatsystemet initialt hämmat utvecklingen av vindkraft då projektörer avvaktat resultatet av systemet. När diskussioner kring systemet fördes 2002 var många osäkra på hur systemet skulle fungera och det var inte lika begripligt som det tidigare investeringsstödet eller den nuvarande miljöbonusen. Vissa i branschen anser att investeringsstödet dock innebar mycket administration för den sökande. Andra menar att osäkerheten med det nya systemet börjar avta. En representant menar att om de stora kraftbolagen skulle gå i bräsch och våga investera i vindkraftparker skulle det innebära ett ökat förtroende för elcertifikatsystemet.

6.3.3 Slutsats

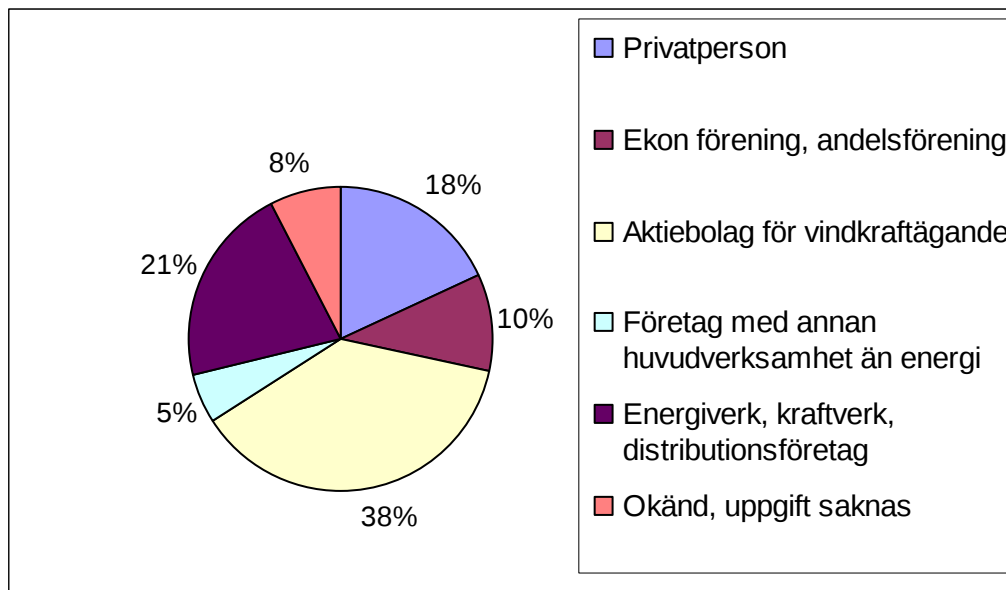
Effekterna av införandet av elcertifikat har inte resulterat i någon större utbyggnad av vindkraft. Kraftbolag och projekteringsbolag har långtgående planer på att bygga storskaligt men med nuvarande system anser de att planerna inte är genomförbara. Den främsta orsaken är att dagens elcertifikatsystem sträcker sig endast till 2010, vilket är för kort för de långsiktiga investeringar som det planeras för. En viss utbyggnad pågår och förväntas fortsätta, drivet av ett intresse för vindkraft samt möjligheten till lägre elpris genom kooperativt ägda vindkraftverk.

6.4 Ekonomiska villkor för befintliga anläggningar

De nära 700 anläggningar som finns i Sverige i dag har byggts under olika stödformer, ägarförhållanden och finansiella villkor. Stödnivåerna har varierat under årens lopp och majoriteten av dagens vindkraftverk har erhållit någon form av statligt stöd och vid övergångar till nya system så har det funnits övergångslösningar såsom 9-öringen och miljöbonusen som avtrappas i och med elcertifikatens införande. En uppskattning av de intäkter och kostnader som befintliga vindkraftverk har redovisas i detta kapitel.

6.4.1 Ägarstruktur

Baserat på installerad effekt, ägs cirka 75 % av alla Sveriges vindkraftverk av privatpersoner, ekonomiska föreningar, aktiebolag för vindkraft samt företag med annan kärnverksamhet. 21 % ägs av energibolag och resterande ägare finns det ingen uppgift om. Ägarfördelningen av 700 vindkraftverk i Sverige framgår i Figur 39.



Figur 39 Ägarandel av installerad effekt 2003 (Driftuppföljning av vindkraftverk 2003, 2004)

Om de utbyggnadsplaner av större parker som finns idag realiserats kommer även ägarfördelningen att se annorlunda ut. Man kan förvänta sig att andelen kraftbolag kommer att öka samt att institutionella placerare skulle tillkomma. Den senare gruppen skulle se vindkraftsinvesteringen som en trygg och långsiktig investering med rimlig avkastning.

6.4.2 Finansiella villkor

Traditionellt har de enskilda verken finansierats av eget kapital på mellan 40 och 60 % beroende på projekt. Lokala banker och Lantbrukskredit har varit de främsta finansiella aktörerna. (Rönnborg, 2003) En representant från branschen menar att bankerna genom åren har varit positivt inställda till att låna ut pengar, särskilt om låntagaren har en gård som säkerhet. Kreditgivning beror som brukligt på vem låntagaren är. Bankerna är väl informerade om de ekonomiska förutsättningarna för vindkraftsprojekt, vilket är väsentligt då bankerna sätter lånevillkor.

6.4.3 Intäkter

Intäkter består av flera komponenter av olika slag. Till intäkter räknas såväl statligt stöd, undantag från vissa avgifter samt marknadsbaserade intäkter. Under kategorin intäkter faller därmed investeringsstöd, miljöbonus, "9-öringen", nätnytta, nätavgiftssubvention, elcertifikat samt elpris.

Investeringsstöd

Det statliga investeringsstödet har funnits sedan 1991 i olika faser och med olika bidragsvillkor. 1991 var ersättningsnivån 25 % av investeringskostnaden. 250 miljoner kronor anslogs under en femårsperiod. 1993 höjdes andelen till 35 % av investeringskostnaden för att öka utbyggnadstakten. (Ds 2000:20) 1 juni 1997 sänktes procentandelen till 15%, men avsaknad av förordning och föreskrifter

gjorde att inget stöd kunde betalas ut under 1997 (Årsrapport driftstatistik 1997, 1998). Under 1998 till 2001 avsattes cirka 300 miljoner kronor för investeringsstöd. (Ds 2000:20) 2002 sänktes nivån till 10 % av investeringskostnaden. Den 1 maj 2003 ersattes investeringsstödet av elcertifikatsystemet. I realiteten har Energimyndigheten möjlighet att betala ut medel från investeringsstöd till och med 2004 års utgång och de projekt som blivit beviljade medel men av olika anledningar blivit försenade kan byggas under 2004 med investeringsstöd. Från 2002 till och med år 2004 har 130 miljoner kronor i stöd beviljats. Av de verk som beviljats investeringsstöd mellan åren 1997 och 2003 har ungefär dubbelt så många verk fått 15 % stöd som 10 %. Investeringsstödet som styrmedel har utvärderats 1993 och 1996. (Åstrand och Neij, 2003)

Miljöbonus

Miljöbonusen är ett direkt produktionsstöd. Den 1 juli 1994 infördes den s.k. miljöbonusen på initiativ av riksdagen. Miljöbonusen är ett avdrag för energiskatt på el som har producerats i vindkraftverk. (Prop. 2001/02:143) I praktiken gör elhandelsbolagen ett avdrag som kommer producenterna tillhanda. Inför elcertifikatets införande bedömde regeringen att systemet behövde kompletteras med övergångsregler för vindkraften vilket resulterade i att miljöbonusen behålls under en övergångsperiod. Elproduktion berättigar till avdrag så länge den sammanlagda produktionstiden i kraftverket inte överstiger 20 000 timmar. Vid den tidpunkten bör kraftverket vara ekonomiskt avskrivet. Regeringen lämnade i början på juni 2003 en anmälan till EU-kommissionen om statsstödsgranskning av hur avtrappningen av miljöbonusen är tänkt att utformas. (Prop. 2003/04:1, vol 1 s. 220) Miljöbonusen som stödform har ännu inte ratificerats av EU-kommissionen. Miljöbonusen som stödform har inte utvärderats.

Avtrappningen av miljöbonusen ser ut enligt Tabell 38.

Tabell 38 Miljöbonusens avtrappning (öre/kWh), (Budgetprop. 2003/04:1)

År	Landbaserad	Havsbaserad
2003	18,1	18,1
2004	12	17
2005	9	16
2006	6,5	15
2007	4	14
2008	2	13
2009	0	12

9-öring

9-öringen var ett tillfälligt produktionsstöd på 9 öre/kWh för el producerad i småskaliga produktionsanläggningar med lägre effekt än 1 500 kW. Stödet gällde under perioden 1999 till 31 december 2000. Stödet infördes med anledning av att tidigare bestämmelser om leveranskoncession och mottagningsplikt – vilka

innebar att det företag som hade leveranskoncession för ett visst område var skyldigt att köpa el från småskaliga elproduktionsanläggningar inom området – upphörde att gälla. (prop. 1999/2000:1) Stödet förlängdes till och med utgången av år 2002. (Prop 2001/02:143) Stödet förlängdes ytterligare till 30 april 2003 (SFS 2000:614) och upphörde därmed i samband med elcertifikatets införande. ”9-öringen” utvärderades med följande slutsatser. Någon kraftig ökning i småskalig elproduktion över bidragstiden var svårt att utläsa. Behovet av långsiktighet i stödformer betonades starkt. Administrationen kring systemet hade inte varit allt för betungande. (Utvärdering av det statliga stödet till småskalig elproduktion – ”9-öringen”, 2004).

Nätnytta

Enligt ellagen har innehavaren av en produktionsanläggning rätt till ersättning av den nätkoncessionsinnehavare till vars ledningsnät anläggningen är ansluten. Ersättningen ska motsvara värdet av den minskning av energiförluster som inmatning av el från anläggningen medför i ledningsnätet och värdet av den minskning av nätkoncessionsinnehavarens avgifter för att ha sitt ledningsnät anslutet till överliggande nät som blir möjlig genom att anläggningen är ansluten till ledningsnätet. (Ellag 1997:857, 3 kap 15 §) Denna ersättning motsvarar omkring 1 – 2 öre/kWh. (Wizelius, 2003) Nivån på nätnyttan är en förhandlingsfråga mellan ägaren till vindkraftverket och nätbolaget som har nätkoncessionen där verket ansluts. Nätbolaget förhandlar i sin tur med koncessionären för det överliggande nätet.

Nätavgiftsubvention

Enligt bestämmelser i ellagen är småskaliga produktionsanläggningar befriade från vissa nätavgifter. ”En innehavare av en produktionsanläggning som kan leverera en effekt om högst 1 500 kilowatt skall för överföring av el betala endast den del av avgiften enligt nättariffen som motsvarar den årliga kostnaden för mätning, beräkning och rapportering på nätkoncessionsinnehavarens nät. Innehavaren skall dessutom betala engångsavgift för anslutning.” (Ellag 1997:857, 4 kap 10 §)

Av de 682 verk som tagits i drift före årsskiftet 2003/2004 var endast ett fåtal verk större än 1500 kW. Majoriteten verk är alltså undantagna vissa nätavgifter. (Driftuppföljning av vindkraftverk 2003, 2004)

Det går att argumentera för att nätsubventionen för småskalig elproduktion kan tas bort. Dels har det visat sig att verk inte körs på maximal effekt utan stryper uteffekten för att understiga 1500 kW, dels skulle en borttagning av subventionen vända en opinion av elnätskunder som idag anser att de får betala extra för att vindkraft installeras i deras region. Kostnader för nätförstärkningar fördelas mellan närliggande abonnenter, vilket medför högre avgifter för konsumenterna och den lokale nätägaren ser inget incitament till att främja en utbyggnad av mindre produktionsanläggningar, t ex vindkraft i sitt koncessionsområde. Under en övergångsperiod skulle dock en del av stödet kunna finnas kvar. Detta är i linje

med vad utredningen om handel med elcertifikat (SoU 2001:77) föreslog. El- och naturgasmarknadsutredningen kommer under 2004 att undersöka detta vidare.

Elcertifikat

För befintliga vindkraftverk har elcertifikaten inneburit avsevärt förbättrad lönsamhet i projekten. Elcertifikatens genomsnittspris mellan 2003-09-30 till 2004-09-30 var 22 öre/kWh. (<https://elcertifikat.svk.se/>, 2004-09-30)

Mindre vindkraftsproducenter väljer enligt en branschrepresentant av praktiska skäl oftast att sälja el och elcertifikat i ett paket till ett elhandelsbolag. Flertalet producenter har tecknat avtal om försäljning av elcertifikat med elbolag ett år i taget, i sällsynta fall har avtal på tre år tecknats. Bland de större vindkraftsproducenterna förekommer det i högre grad att försäljning av el respektive elcertifikat säljs till två olika parter.

Elhandelsbolaget fungerar som en mellanhand mellan en vindkraftproducent och elkonsumenterna. Ett elhandelsföretag som tecknar ett långsiktigt köpeavtal med en vindkraftproducent utan att samtidigt ha möjlighet att sälja den kontrakterade vindkraften vidare till konsument, utsätter sig för en ekonomisk risk. Storleken på den varierar från fall till fall. Hur stor risk ett elhandelsföretag får utsätta sig för bestäms ofta av dess styrelse i en s.k. riskpolicy. (Sjödin emailkontakt)

Elpris

Vindkraftproducentens ersättning för sin producerade el är en förhandlingsfråga mellan producenten och det elhandelsbolag som köper den. Priset regleras i ett avtal och bestäms huvudsakligast av de marknadspriser som gäller för terminskontrakt (el för framtida leverans) vid avtalstillfället. Utifrån dessa priser görs ett antal korrigeringar. Vissa höjer priset och andra sänker det. Faktorer som påverkar priset uppåt är sådana kvaliteter som kan ha ett extra värde i användarledet, exempelvis att elen är producerad lokalt på ett miljövänligt, uthålligt sätt. Motsatt påverkan på priset har sådana saker som att volymen inte är känd på förhand och att elhandelsföretaget måste åta sig balansansvaret för vindkraftproducentens inmatning. Dessa tillägg och avdrag kan i princip ta ut varandra så att det avtalade priset mycket väl reflekterar terminspriset på icke-vindkraftsel vid avtalstillfället. Elhandelsbolag som tecknar avtal med vindkraftproducenter gör det i regel på relativt korta tidsperioder, ett till tre år. Längre inköpsavtal förhindras av bolagens riskpolicy då det sällan är aktuellt att skriva avtal om vindkraftleverans till slutkund på längre tid än tre år. (Sjödin emailkontakt)

6.4.4 Kostnader

Produktionskostnaderna för en anläggning kan delas upp i kapitalkostnad och driftkostnad. Oavsett om det är lånade eller egna pengar har kapitalet ett värde och därmed en kostnad när man binder upp det i en investering.

Kapitalkostnaden beror främst på tre faktorer, ekonomisk livslängd, kalkylräntan och investeringskostnaden. Med ekonomisk livslängd avses den tid det är ekonomiskt riktigt att använda investeringen. En investerings tekniska livslängd avser hur länge investeringen tekniskt fungerar i ungefär samma utsträckning som vid anskaffningstillfället. Den tekniska livslängden kan vara längre, men aldrig kortare än den ekonomiska. Det som sker efter den ekonomiska livslängdens slut skall ej beaktas i kalkylen. Restvärde är investeringens beräknade kvarvarande värde vid den ekonomiska livslängdens slut. Kalkylräntan, diskonteringsräntan, ska motsvara företagets avkastningskrav för kapital. Den kan fastställas på tre sätt, antingen som en alternativkostnad till andra investeringar, eller utifrån avkastningskrav på kapital som investerats i företaget eller utifrån den allmänna kapitalkostnaden på lånemarknaden. Storleken på kalkylräntan har en avgörande betydelse i investeringskalkylering. Att fastställa en korrekt kalkylränta är ett stort teoretiskt problem. (Andersson, 1991)

Investeringskostnaden utgörs av inköp av själva kraftverket samt kostnader för projektadministration, tillståndsansökning, markarrende (på land), försäkringar, torn, fundament, väg, nätanslutning (inklusive sjökabel till havs) samt övriga tjänster. Med markarrende avses ett hyresavtal mellan markägare och projektören. Arrendet kan vara en engångsavgift och ses då som investeringskostnad. Alternativt knyts avgiften för markupplåtelse till ett par procent av bruttointäkten och räknas därmed som driftkostnad. Då markägaren har ett ekonomiskt intresse i anläggningen ökar rimligtvis acceptansen för att ha ett vindkraftverk på sin mark. Till havs krävs ett rådighetstillstånd för att få genomföra undersökningar i havet, men kostnaden för ett rådighetstillstånd är försumbar i sammanhanget.

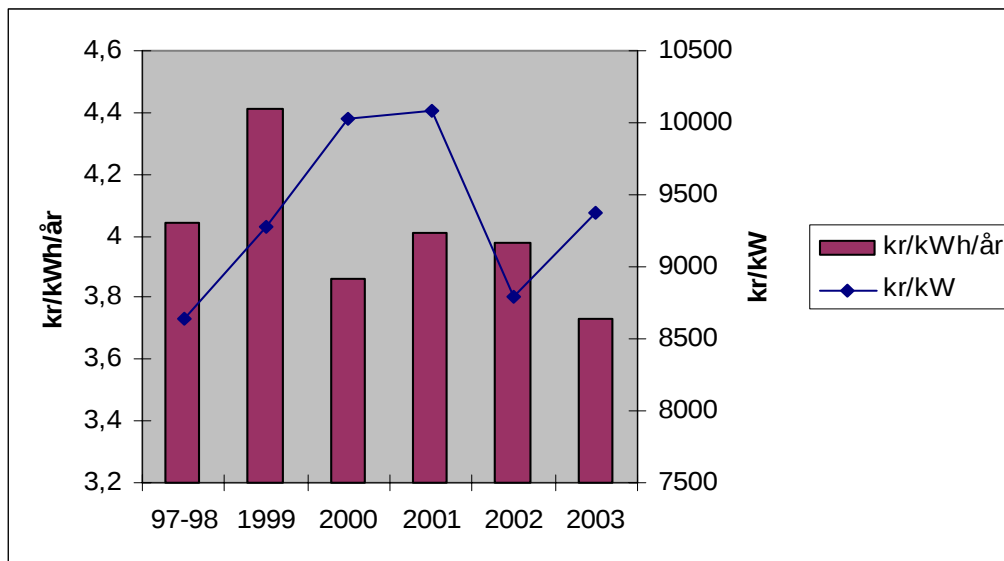
I begreppet driftkostnad ingår inköp av bränsle, service, försäkring, administration, reservdelar, nätavgift, markarrende (om löpande kontrakt), avsättning för återställningskostnad samt administrationskostnad för lånet. Eftersom "bränslet" till vindkraft är vind som är en naturlig och oändlig råvara och dessutom gratis är driftskostnaden för vindkraft låg.

Annuitetsmetoden

Syftet med en kalkylmodell är att göra in- och utbetalningar vid olika tidpunkter jämförbara. Detta sker genom en förflyttning av betalningsströmmarna i tiden s k diskontering. Annuitet är en diskonteringsfaktor som fördelar ett belopp på ett antal framtida år. Annuitetsmetoden går ut på att fördela investeringsförloppets alla in- och utbetalningar jämt över investeringens ekonomiska livslängd i lika stora annuiteter.

$$\text{Annuitetsfaktorn: } \frac{r}{1 - (1 + r)^{-n}}$$

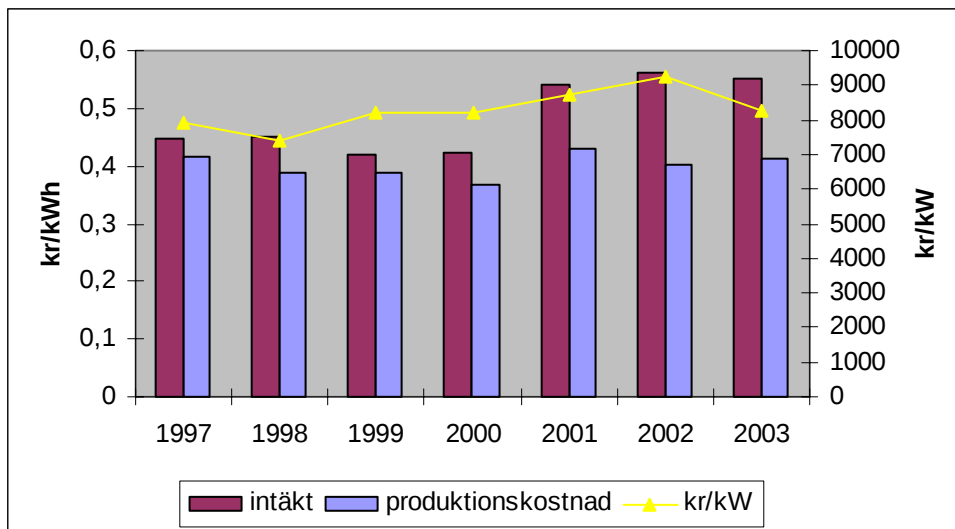
Diskonteringsfaktorn visar vilket belopp, annuitet, per år i n år som med räntesatsen r % motsvarar värdet av en krona idag. Ex 5 000 000 kr idag motsvarar en årlig inbetalning under 20 år vid räntesatsen 6% av 5 000 000 * 0,08718 = 435 900 kr. (Andersson, 1991)



Figur 40 Genomsnittlig årlig kostnad för vindkraft mätt i kronor per kWh på vänster y-axel och investeringskostnaden per installerad kilowatt på höger y-axel. Uppgifterna baseras på 448 verk.

Källa: Energimyndigheten.

En tillbakablick på produktionskostnader i Figur 40 visar att den årliga kostnaden per kWh pendlat mellan 4.40 som högst år 1999 och 3.73 kr/årskWh som lägst år 2003. Dataunderlaget till figuren är ansökningar för investeringsstöd under sju års tid, vilka Energimyndigheten beviljat medel till. Nyckeltalen ovan har beräknats utifrån offerter och antaganden på årlig produktion som stödmottagare angivit i sina ansökningar. Den faktiska kostnaden av investeringen kan variera från uppgifterna vid ansökningstillfället och därför är det trenden och inte de faktiska värdena som är intressanta i figuren ovan. Investeringsstödet sänktes från 15 till 10% år 2002. Med investeringskostnad avses de kostnader som är nödvändiga för att vindkraftverket ska kunna uppföras och tas i drift, med undantag för bygglovsansökningar, förprojektering, markförvärv samt ränta under byggnadstiden. Dessa kostnader ingår därmed inte i figuren ovan.



Figur 41 Utveckling av intäkter, produktionskostnad samt kostnad per kW baserat på ansökningar om investeringsstöd under åren 1997 och 2003. Dataunderlaget 1998-2003 innehåller totalt 73 verk där 1998 års data baseras på 44 verk. Källa: Vindkraft – fördjupad driftuppföljning samt Energimyndigheten.

Ovanstående figur åskådliggör utvecklingen av intäkter samt produktionskostnader för ett verk på 600 kW. Dataunderlaget är baserat på ansökningar om investeringsstöd till vindkraftverk av storleken 600 kW och innehåller därför betydligt färre verk än i tidigare figurer. Uppgift om vad investeringen i realiteten kostade saknas. För att avgöra hur en specifik investering utvecklats ekonomiskt behövs en mer detaljerad projektkalkyl med intäkter och kostnader göras. Flertal antaganden har gjorts och syftet är att skapa sig en uppfattning om de ekonomiska villkor som vindkraftsproducenter haft vid olika tillfällen i historien. Intäkten innehåller systempris på el i form av medelvärde av månadspriset (Energimyndigheten, IEA Wind Energy Annual reports), miljöbonus (IEA Wind Energy Annual reports), nätnytta på 1 öre samt investeringsstöd omräknat i kr/kWh. Vid bedömning av investeringsstöd antogs en avskrivningstid på 20 år och en realränta på 6 %. Den faktiska produktionen varierar över åren till följd av att vinden varierar över åren. För att dock kunna fastställa en produktionskostnad har antalet fullasttimmar antagits vara 2 100 timmar och produktionen blir därmed 1,2 GWh (2100 * 600). Elcertifikatersättningen är inte inräknad i 2003 års pris. Med en elcertifikatersättning på 20 öre/ kWh blir intäkten omkring 76 öre/ kWh, vilket ger en god avkastning för investeringen. Antaganden för realränta och avskrivningstid påverkar naturligtvis kostnadsbilden avsevärt. Då ränteläget i Sverige har förändrats under ovan illustrerade år borde räntan avspegla detta, men för konsekvensens skull har samma ränta över åren antagits. I produktionskostnader ingår kapitalkostnader och drift- och underhållskostnader. Drift- och underhållskostnaderna ökar rimligtvis med tiden då komponenter behöver bytas ut. Enligt förordning NUTFS 1998:4 gavs bidrag till investeringskostnader med undantag för kostnader som bygglovsansökan, förprojektering, markförvärv samt ränta under byggnadstid. Projekteringskostnaden är svår att uppskatta eftersom det

beror på hur lång tid tillståndsprocessen tagit samt kostnad för nedlagd tid. I figuren är projekteringskostnaden samt markförvärv inkluderad och uppskattad till 5% av investeringskostnaden. (Vindkraft – fördjupad driftuppföljning, 1998).

För den som producerade vindel 2001 var intäktssidan stark då elpriserna steg. Om man lägger till parametern vindens energiinnehåll visade det sig å andra sidan att år 2001 var ett historiskt dåligt år ur produktionssynpunkt, vilket hade negativ inverkan på intäkterna. Året dessförinnan var däremot något högre än genomsnittligt år. (Driftuppföljning av vindkraftverk 2002, 2003) En ytterligare dimension till den uppskattade årsproduktionen är att de bästa vindlägen användes i början av vindkraftens utbyggnad. Kostnaden per kW baseras på ansökningar till investeringsstöd och har stigit från drygt 7 000kr/kW 1997 till omkring 9 000 kr/kW år 2002 för att sedan sjunka under 2003. Med investeringskostnad avses de kostnader som är nödvändiga för att vindkraftverket ska kunna uppföras och tas i drift, med undantag för bygglovsansökningar, förprojektering, markförvärv samt ränta under byggnadstiden. Dessa kostnader ingår inte uppgifterna för kr/kW i figuren ovan.

6.4.5 Slutsats

De som vågade satsa 60% av sitt kapital på en relativt ny teknik i mitten av 90-talet har hittills gjort en bra investering. En vindkraftsinvestering har de senaste åren haft god vinstmarginal, ökat vindens energiinnehåll. De verk som byggdes tidigt fick också mycket goda vindlägen vilket är en avgörande faktor för att investeringen ska bli lönsam. Dessutom reducerade risken vid investeringen tack vare investeringsstödet.

Investeringsstödet minskning från 15% till 10% av investeringskostnaden år 2002 vägdes upp av betydligt högre elpriser på marknaden. År 2003 var elpriset högt och dessutom infördes elcertifikat vilket gjorde investeringarna särskilt lönsamma. Miljöbonus hade inte heller påbörjat sin avtrappning det året utan låg på den högsta nivån sedan införandet 1994. År 2003 bröts den dittills stigande kurvan för kostnaden per installerad kilowatt. Dataunderlaget baseras på ansökningar som beviljades stöd det året och där ansökningar kan ha inkommit året innan, då investeringsstödet sänktes från 15 till 10%. Hur kostnaden för vindkraftverk per installerad effekt varierar med nivån på investeringsstöd borde studeras vidare, till exempel genom en utvärdering.

6.5 Förutsättningar för framtida utbyggnad

Förutsättningarna för framtida utbyggnad beror på vilken typ av vindkraftsanläggning som avses. Ett enskilt verk innebär en mindre investering och därmed mindre risk för den som ska finansiera. Detta kapitel fokuserar på den storskaliga utbyggnaden som är central för att produktionsmålet på 10 TWh inom elcertifikatsystemet ska kunna uppnås. De förutsättningar för de framtida vindkraftverksinvesteringarna som finns återgivna här bygger till stor del på vad som framkommit under intervjuer med stora kraftbolag och projektörer med den

gemensamma nämnaren att de aktivt planerar för stora vindkraftsanläggningar. Intresseorganisationerna har också kontaktats för att ge en mer övergripande bild av förutsättningarna. I detta kapitel är det fokus på de ekonomiska förutsättningar samt de risker som en framtida investering är behäftade med och tillståndprocessen belyses kort.

6.5.1 Långsiktigt och hållbart elcertifikatsystem

En gemensam nämnare för samtliga intervjuobjekt är en önskan om en förlängning av elcertifikatsystemet. Orsaken till att långsiktigheten är en central faktor för vindkraftens framtida utbyggnad är de stora svårigheter som det innebär för en vindkraftsprojektör att få extern finansiering av projektet alternativt för ett kraftbolag att få internt investeringsbeslut från styrelsen om intäktströmmen från elcertifikat inte varar under den tid som investeringen behöver finansieras. Vid ett investeringsbeslut i miljardklassen duger endast av riksdagen beslutade politiska mål och riktlinjer. Tillförlitligheten till och långsiktigheten i systemet är lika viktig som nivån på ersättning. Som en projektör uttrycker det "hellre en låg men säker ersättning än en hög och osäker". Omvänt gäller att höga nivåer på elcertifikaten inte nödvändigtvis leder till en stark utbyggnad.

På vilket sätt ser de ekonomiska förutsättningarna för vindkraft annorlunda ut idag än för ett antal år sedan? På 13 år har vindkraftens investerare gått från ett stöd med 35 % reduktion av investeringskostnaden till ett driftstöd där ersättningen är betydligt mindre förutsägbar. Kortfattat har de politiska styrmedlen ändrats från investeringsstöd där man kunde minska risken i investeringen motsvarande procentsatsen investeringsstöd, produktionsstöd i form av 9-öring samt en miljöbonus till en successivt minskad miljöbonus och ett marknadsbaserade elcertifikatsystemet där nästan 50 % av intäkten väntas komma ifrån. Denna förändring har ökat den ekonomiska risken i projekten vilket sammanfaller med trenden mot storskalighet som fordrar tunga investeringar. Extern finansiering genom lån kräver idag en återbetalningstid på 12-15 år och under lika lång tid behöver den externa finansiären se ett stabilt kassaflöde. För de som avser att bygga vindkraft mellan 2005 och 2010 behöver elcertifikatsystemets kvotplikt således sträcka sig till minst 2025.

6.5.2 Investeringsstrategier

Varje investeringsbeslut avgörs utifrån det avkastningskrav som ägaren av kapitalet har. Avkastningskravet avspeglar riskerna i investeringen. Högre risk ger högre avkastningskrav och högre kapitalkostnad eftersom den ränta som pengarna till investeringen lånas ut till blir högre om det är ett högriskprojekt. Ökad risk kan också ställa höga krav på garantier. Allt för hög risk minskar viljan att investera.

Att dagens ersättningsnivå för vindel är hög har liten betydelse för den som vill investera i vindkraft imorgon. För en beslutsfattare är det enbart den framtida ersättningsnivån som är intressant.

Att projektera för vindkraftsparker är en tidskrävande och kostsam process som oftast tar flera år, åtminstone när den installerade effekten överstiger 10 MW, eftersom det då krävs regeringsbeslut för tillstånd enligt Miljöbalken.

Avsikten med projekteringen beror på vilken typ av bolag som projekterar och det styr vilken strategi projektören väljer när det är dags att börja bygga. Förenklat beskrivs här två typer av aktörer som projekterar för storskalig vindkraft idag, traditionella kraftbolag och projekteringsbolag. Till den första kategorin hör Vattenfall AB, Sydkraft Vind AB och Göteborg Energi AB m fl. Kraftbolagens strategi är att investera i byggnationen, driva och äga vindkraftverket. Man kan möjligtvis låta ett separat produktionsbolag sköta driften.

Hos stora kraftbolag, där vindkraften oftast är en liten del av den totala produktionen, kommer en framtida investering att vägas mot andra potentiella investeringar för elproduktion. Avgörande faktorer är lönsamhet, riskbedömning, kundernas behov samt företagets image. På dessa bolag görs omfattande analyser av framtida elproduktionsutbyggnad i syfte att bedöma vilket utrymme respektive produktionsslag kommer att få i elcertifikatsystemet som i sin tur berättigar till ett tillfredsställande certifikatpris. Om kraftbolaget gör bedömningen att investeringen i vindkraft är lönsam men att den övriga elproduktionen i bolaget missgynnas prismässigt av ökat utbud av el på marknaden kommer rimligtvis inte vindkraftsinvesteringen att genomföras. Påtryckningar från politiskt håll vägs också in vid investeringsbeslutstillfället.

Den andra typen av aktör är så kallade projekteringsbolag vars huvudarbete går ut på att koordinera tekniken, ekonomin och juridiken kring en etablering. När alla tillstånd är klara kan projekteringsbolaget på allvar ta kontakt med potentiella finansörer. Exempel på projekteringsbolag är Airicole AB (Frankrike), Sweden Offshore Wind (Tyskland), Vindkompaniet AB (Danmark), Agrivind AB (Sverige) och Eurowind AB (Sverige). Projekteringsbolaget använder riskkapital under projekteringstiden, inte sällan från en utländsk ägare (se land inom parentes efter bolagsnamnet).

För projektören finns det främst fyra alternativ:

- 1 Vindkraftprojektet säljs i sin helhet till en större kraftkoncern eller annan investerare när alla tillstånd för etablering är klara.
- 2 Större delen av projektet säljs och en mindre andel behålls av projektörens ägare.
- 3 Att sälja projektet under tillståndsfasen till kraftbolag eller projektör.
- 4 Projektören väljer att investera i byggnationen, driva och äga hela vindkraftsanläggningen.

Vilken väg som de projekteringsbolag som idag har vindkraftparker vars tillstånd är klara men där finansieringslösning saknas kommer att välja beror i stor utsträckning på ägarnas ekonomiska uthållighet.

Hos projektörer vars utländska ägare har vindkraftsinvesteringar som en uttalad strategi är det snarare en bedömning *var* och inte *om* de väljer att investera i vindkraft. Var i världen som de väljer att investera i vindkraft styrs i första hand av var de tror sig få högsta avkastning på satsat kapital.

När utbyggnaden av vindkraftsparker ökar kommer också kunskapen kring projektering att öka. Fördelarna med att projektera själv och sedan äga och driva anläggningen är flera. Kompetensen stannar inom företaget, vilket bolaget kan dra nytta av under drifttiden genom att utnyttja egen servicepersonal i större utsträckning och därmed minska beroendet av leverantörernas servicepersonal. Under projekteringen som oftast varar i flera år byggs relationer med leverantörer och närboende upp. Dessa relationer är värdefulla under det långsiktiga åtagande som en vindkraftsinvestering medför. Inför ytterligare investeringar i vindkraftverk är förhandlingspositionen starkare när kunskapen kring verkens egenskaper finns inom bolaget. De kraftbolag som har resurserna och incitament att profilera sig som producent av förnybar el kommer troligtvis att fortsätta projektera själva. Samtidigt är det möjligt att de kompletterar sina egna projekteringar med "färdigprojekterade" anläggningar. Att låta någon annan projektera innebär utrymme för marginaler och det är naturligtvis en avvägning som varje potentiell investerare måste göra mellan att avsätta egna personella resurser till projekteringsarbetet och att låta någon annan göra arbetet. Den övervägande fördelen med att låta någon annan projektera och sedan ta över anläggningen när den är byggd är att kunna avstå från en utdragen kostsam tillstånds- och byggprocess. Risker finns alltid att flera års arbete blir resultatlöst om någon instans ej beviljar tillstånd. Att någon annan tar den initiala risken med projekteringen kan i sig vara en kostnadsbesparing.

Energibolag som idag inte äger vindkraft i någon större utsträckning kan tänkas vilja det i framtiden när kvotplikten hos elhandelsbolaget inom koncernen ökar och man vill förlita sig på egen produktion av förnybar el.

6.5.3 Finansieringsmöjligheter

Att bygga vindkraftsparker innebär stora investeringskostnader som medför olika typer av risker (se nedan under avsnittet Risker) vilket i sin tur fordrar en förmåga att kunna finansiera anläggningen. Vilken typ av finansiering som projekten kommer att få beror på den finansiella styrkan hos den som planerar för vindkraftverket.

Banklån är en väg till finansiering. Enligt en representant från en bank brukar kalkylerna från potentiella låntagare minskas med 10-20 % för att gardera sig mot en undermålig vindprognos. Belåningsgraden relateras sedan till kassaflödet som i sin tur är en produkt av vindstudien och försäljningsavtal.

Lokala banker och Lantbrukskredit har traditionellt varit de främsta finansiella aktörerna. Lantbrukskredit ingår i Landshypotekskoncernen och är ett helägt dotterbolag till Landshypotek AB som erbjuder Sveriges lant- och skogsbrukare

finansiering i form av bottenlån. (Rönnborg, 2003) För mindre aktörer som projekterar för enskilda verk kommer de lokala bankerna även i fortsättningen att spela en viktig roll. Samma aktörer upplever ett stort intresse från bankernas sida att låna ut pengar, särskilt om det finns en gård som säkerhet. De upplever också att bankerna är relativt väl insatta i de ekonomiska förutsättningarna.

Ett kommunalt kraftbolag som kontaktats uppgav att de inte såg finansieringen som ett stort problem. De har blivit kontaktade av finansiärer som är villiga att bli delägare i ett framtida vindkraftsprojekt.

Är det en kraftkoncern som projekterar för en vindkraftspark kommer investeringen att belasta den egna balansräkningen. Det innebär i korthet att kraftbolaget ger ut obligationer på kapitalmarknaden som institutioner och andra större finansiella aktörer tecknar sig för enligt givna villkor. Skuldsidan i balansräkningen ökar eftersom bolaget lånat pengar på marknaden, samtidigt som anläggningstillgångarna i form av en vindkraftsanläggning ökar i samma storlek. Den finansiella risken hos dessa koncerner bedöms inte som särskilt stor. Risken ligger i att bolaget får svårigheter att uppfylla åtaganden gentemot låntagarna och därmed riskera problem vid nästa kontakt med kapitalmarknaden.

För projekteringsbolag som lever på riskkapital finns det förutom ett traditionellt banklån en alternativ finansieringsform; projektfinansiering. Det innebär att ett separat projektbolag, SPV (special purpose vehicle) bildas enkom för det aktuella vindkraftsprojektet som därmed blir fristående från övrig verksamhet som bolagets aktörer bedriver. Anledningen till att ha ett separat bolag är att den finansiella risken för de inblandade parterna minimeras. Om vindkraftsprojektet skulle gå i konkurs drabbas enbart bolaget som bildats för projektet och parternas respektive företag drabbas inte av konkursen. Vindkraftsanläggningen och därmed säkerheten till lånet är tillgången i SPV:t. Finansieringen sker mot bakgrund av projektets framtida kassaflöde. Intäkterna i ett vindkraftbolag genereras av den el och de elcertifikat som bolaget kommer att sälja varje år. Långa avtal på 15-25 år mellan bolaget och den part eller de parter som vill köpa produktionen av el samt elcertifikat tecknas till fasta priser. Dessa avtal kallas Power Purchase Agreement (PPA). Kassaflödet går i första hand till att betala ränta och amorteringar och i andra hand sker utbetalningar till moderbolaget. Intäkten kan därmed fastställas under en lång tid och säkerheten i bolaget blir långa försäljningsavtal och den fysiska anläggningen. Även drift och- underhållsavtal kan tecknas på lång sikt. Dessa långa avtal minskar risken i projektet och därmed för finansiärerna till projektet. Behovet av eget kapital vid projektfinansiering bedöms till omkring 15-25 % av den totala investeringen. (Rönnborg, 2003) Svårigheten för vindkraftaktörerna är att teckna dessa långa avtal. Elavtal tecknas traditionellt med ett par års kontraktslängd. Ännu svårare blir det att teckna avtal om försäljning av elcertifikat som än så länge är ett ungt system. Långa avtal förutsätter ett moget elcertifikatsystem där terminshandel med elcertifikat är en viktig komponent. Terminshandel på längre sikt än tre år framåt möjliggörs vid en

förlängning av elcertifikatsystemet och det finns anledning att tro att det kommer att skrivas kontrakt på 10års sikt.

Man kan dock inte dra några slutsatser kring omfattningen av avtalstecknandet. Viljan och förmågan att teckna dessa långa avtal styrs fortfarande av risksynen i varje företag. Genom att förlänga kvotpliktsystemet minskar osäkerheten kring systemets fortlevnad. Generella osäkerheter med att skriva långa avtal som prisrisk, volymrisk etc kvarstår dock. (Sjödin, emailkontakt)

Sedan februari 2003 bedriver SKM, Svensk kraftmäkling, terminshandel. För närvarande är det främst flerårsavtal med leverans av elcertifikat till 2006 och 2007 som omsätts.

På NordPool bedrivs sedan i mars 2004 spothandel med svenska elcertifikat, som är integrerad med övriga finansiella produkter på den nordiska elbörsen. Handeln sker elektroniskt och det görs avstämningar mot Svenska kraftnäts certifikatregister. Förhoppningen från Nord Pools sida är att starta terminshandel med elcertifikat under första kvartalet 2005. (Stromnes, email kontakt)

Projektfinansieringen och därmed upprättandet av PPA ställer höga kunskapskrav på aktörerna och bankerna. Det är dessutom en kostsam process. Vid kontakt med en bank framkommer att projektfinansiering är vanligt förekommande inom energibranschen, men hittills har ingen vindkraftsanläggning finansierats på detta sett i Sverige. I Norge och Danmark har i stort sett samtliga vindkraftsparker finansierats på detta sätt. Ur bankernas perspektiv finns vissa krav för projektfinansiering. Det krävs att projektets investering är på omkring 100 miljoner kronor. En detaljerad studie över vindförhållanden ska inlämnas och detta förutsätter naturligtvis en kunskapsnivå hos kreditanalytikern. Försäljningsavtalet där köpare, långsiktighet och kreditrisk framgår samt ett konstruktionsavtal med information om pris och garantier är viktiga komponenter. Därtill ska ett drift- och underhållskontrakt finnas, samt den legala strukturen, försäkringar, ingående parter, nätverksuppkoppling och bevis på tillstånd, koncession och markarrendeavtal.

Projektörer upplever å ena sidan att det inte är särskilt svårt att hitta finansiärer. Å andra sidan är en skarp finansieringsdiskussion aktuellt först när alla erforderliga tillstånd är erhållna och av den anledningen är det flera projektörer som inte för skarpa diskussioner med finansiärer ännu. För de projektörer som har sina tillstånd för en etablering klara är just avsaknad av finansieringslösning en orsak till att byggnationen inte påbörjats ännu.

De banker som har tillfrågats anser att vindkraft börjar bli en beprövad pålitlig teknik. Vindkraften får dock problem med finansiering av andra anledningar som inte beror direkt på kraftslaget:

- Vindkraften är direkt beroende av stödsystem för att kunna bära sina kostnader. Bankerna uppfattar en politisk risk och vågar inte räkna med intäkter från elcertifikat längre fram i tiden än 5-7 år, trots att det finns en tro bland vissa utlånare på att stöden till förnybar energi snarare kommer att öka än minska.
- Många företag som idag är stora producenter av el med vindkraft karaktäriseras av en hög riskprofil. Resultatet blir att företagen får problem vid kreditprövningen och när de får lån är avbetalningstiden kort och räntan relativt hög.

Enligt en bank är kraven på subventionssystem i generella termer att det är långsiktigt och har en garanterad minimumintäkt per kWh eller på sikt en fungerande terminsmarknad för elcertifikat.

När större vindkraftsparker ska finansieras kan aktörer som traditionellt inte varit delaktiga i vindkraftprojekt tänkas bli delägare i projekten, såsom pensionsfonder eller globala byggbolag. De skulle se vindkraften som en finansiell långsiktig investering, med stabil avkastning.

Hos ett vindkraftskooperativ finansieras investeringen genom medlemmarnas insatser. Genom att ett flertal privatpersoner ansluter sig till ett vindkraftskooperativ (oftast en ekonomisk förening) skapas utrymme för stora investeringar. Intresset för att köpa andelar i vindkraftskooperativ är mycket stort. Ju större geografisk spridning de olika verken i kooperativet har desto högre chans att intäkterna blir jämna över året. Portföljen med vindkrafttillgångar blir stabilare och möjligheten att få en hävstångseffekt på medlemmarnas insatser genom banklån ökar.

6.5.4 Kostnader

Då erfarenheten av kommersiell storskalig vindkraft är liten i Sverige finns ingen gedigen information kring vad det egentligen kostar att producera en kWh vindel ute i havet (eller kustnära). Det finns dock ett flertal kalkyler över produktionskostnaden från beslut om investeringsstöd, dessutom kan man få uppskattningar om produktionskostnader från branschen. Vill man ha detaljerad information om vad de projekt som beviljades investeringsstöd i realiteten kostade krävs det en stor arbetsinsats. Någon kostnadsuppföljning av ansökningarna har av resursskäl inte genomförts hittills.

För framtida bruk är ett tänkbart alternativ att fastställa villkor för de projekt som beviljas stöd för att följa upp kostnadsutvecklingen. Produktionsuppföljning har länge varit ett villkor för de projekt som beviljades investeringsstöd, vilket visat sig vara en värdefull och unik informationskälla, inte minst internationellt sett.

I ansökningar för investeringsstöd räknar man med en kalkylränta på 6% och en ekonomisk livslängd på 20 år. I nedanstående uppgifter om produktionskostnader är det dessa två ekonomiska mått som har antagits. När det gäller landbaserad vindkraft finns det kalkyler från ansökningar om investeringsstöd som visar att storskalig vindkraft kostar ca 35- 39 öre/kWh (baserat på två ansökningar med storskalig vindkraft). Enligt förordning NUTFS 1998:4 gavs bidrag till investeringskostnader med undantag för kostnader som bygglovsansökan, förprojektering, markförvärv samt ränta under byggnadstid.

Projekteringskostnaden är svår att uppskatta eftersom det beror på hur lång tid tillståndprocessen tagit samt kostnad för nedlagd tid. Projekteringskostnaden samt markförvärv kan uppskattas till 5% av investeringskostnaden. (Vindkraft – fördjupad driftuppföljning, 1998). Det skulle resultera i en produktionskostnad för de ovan nämnda projekten på 36,7- 40,7 öre /kWh.

Uppföljning med avseende på årlig produktion visar att det skiljer sig mycket mellan beräknad och uppmätt produktion. Dessvärre finns inga tecken på att man lärt sig med åren, snarare ökar avvikelserna med tiden. En orsak till att den beräknade produktionen är högre än den verkliga kan vara att vindprognosens referenspunkter inte varit tillräckligt representativa för de aktuella områdena. (Driftuppföljning av vindkraftverk 2003). I områden med få mätpunkter och få referensverk är risken för felprognostisering större än i områden med flera mätpunkter. För stora anläggningar genomförs mätningar av vinden under ett års tid.

Havsbaserad vindkraft eller egentligen kustnära gruppstationer finns på tre platser i Sverige; Bockstigen på 2,5 MW (International Wind Energy), Utgrunden i Kalmarsund 10 MW (Energy E2) samt Yttre Stengrund 10 MW (Energy E2). Ägare till verken står inom parentes. Anläggningen Bockstigen har fått demonstrationsstöd. Utgrunden har fått statligt stöd med 8% av stödgrundande kostnader. Undersökningar av såväl prestanda som miljöpåverkan görs i anslutning till anläggningarna. Tack vare det statliga bidraget kan drifterfarenheterna kring dessa anläggningar spridas till allmänheten. I beslut om investeringsstöd uppgavs produktionskostnaden för Utgrundens sju kustnära verk till 44,2 öre/kWh, exklusive stöd.

När man spontant frågar de bolag som aktivt planerar för storskalig vindkraft bedöms produktionskostnaderna till omkring 50-55 öre/kWh. Flera projekt har inte nått stadiet för finansiella diskussioner och uppgifterna om produktionskostnader bör därför inte ses som definitiva.

För några planerade vindkraftsprojekt kommer beviljade medel från "Teknikutveckling och marknadsintroduktion i samverkan" det så kallade pilotprojekt vindkraft att vara en mycket viktig komponent för projektets genomförande. Ett uttalat långsiktigt elcertifikatsystemet, miljöbonus samt

beviljade pilotprojekt pengar garanterar inte att en investering i ett projekt kommer att genomföras, men chanserna ökar betydligt.

I delen ”De framtida kvotnivåerna” återfinns produktionskostnader för olika antaganden på kalkylränta och avskrivningstid. Där bedöms real kalkylränta på 8% och 20 års avskrivningstid vilket ger produktionskostnader på ca 45 öre/kWh, som sannolika uppskattningar. Känslighetsanalyser har också genomförts i det avsnittet.

EWEA (European wind Energy Association) använder sig av en kalkylränta på 7,5 % och med en ekonomisk livslängd på 20 år. Produktionskostnaden per kWh uppges vara mellan 5-6 € cent, med 2001 års priser för en maskin av storleken 850 – 1500 kW, i ett område med medelmässig vindhastighet. Tillverkarna av vindkraftverk använder sig av tumregeln att varje ny generation turbiner i deras produktportfölj, minskar produktionskostnaden med omkring 3-5 %. På 15 år, 1985-2000, minskade produktionskostnaden med 50% för ett vindkraftverk av storleken 95 kW 1985 till ett verk av storleken 1 MW år 2000. (EWEA, 2004)

6.5.5 Risker

De riskfaktorer som en investerare måste ta hänsyn till vägs samman och återspeglas i avkastningskravet. Dessa risker är bland annat politiska, tekniska, ekonomiska och finansiella och diskuteras nedan.

Politisk risk

Vid politiskt styrda system finns en risk att systemet ska förändras ofördelaktigt för dess aktörer. Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat system men med ramar som fastställs av riksdagen vilket gör att den politiska risken är närvarande även i elcertifikatsystemet. Till exempel är det politiska beslut bakom kvotpliktens nivå, vilket har direkt inverkan på efterfrågan på elcertifikat vilket i sin tur styr priset på certifikaten. Som investerare i ett projekt påverkat av politiska styrmedel måste den politiska risken i investeringen bedömas. Majoriteten av dagens vindkraftverk har erhållit någon form av statligt stöd och vid övergångar till nya system så har det funnits övergångslösningar (9-öring och miljöbonus). Inför elcertifikatets införande bedömde regeringen att

”elcertifikatsystemet behöver kompletteras med övergångsregler för vindkraften. Det är viktigt att de som investerat under tidigare stödformer inte drabbas ekonomiskt av att ett nytt system för att främja elproduktion från förnybara energikällor införs. Det är vidare viktigt att den positiva utveckling som funnits på vindkraftområdet inte bromsas till följd av att aktörerna upplever en större ekonomisk osäkerhet. Vindkraften är överlag förknippad med högre produktionskostnader än övriga energislag som ingår i elcertifikatsystemet.” (Prop 2003/04:1)

Det faktum att vindkraften haft ett riktat stöd sedan 1991 då investeringsstödet infördes i kombination med den politiska markeringen att kommuner ska planera

för 10 TWh vindkraft år 2015 samt det faktum att elcertifikatsystemets mål är att öka produktionen av förnybar el med 10 TWh till år 2010 borde sammantaget borge för en låg politisk risk. Eftersom den senaste energiuppgörelsen från 1997 beslutades över de politiska blockgränserna indikerar det att elcertifikatsystemet även skulle överleva ett eventuellt politiskt regeringsskifte. Sverige är knutet till ett EU-direktiv (2001/77/EG) att öka andel förnybar el med 10 TWh till 2010 från 2002 års nivå.

Vid diskussioner med branschen framkommer dock att det finns en politisk risk med elcertifikatsystemet som påverkar investeringsviljan. Politiska beslut som kan mätas i kronor är användbara vid konkreta investeringsförhandlingar av ett vindkraftsprojekt. Huruvida politiska uttalanden och ambitioner är gångbara argument vid en investeringsförhandling beror naturligtvis på beslutfattarnas förtroende för politikerna och deras förmåga att besluta om långsiktiga system. Ett exempel på hur politiken spelar in på investeringsbeslut är de diskussioner som förs kring ett gemensamt elcertifikatsystem med Norge. Osäkerheten kring vad ett gemensamt system skulle innebära för det svenska elcertifikatpriset är en typ av politisk risk. En annan politisk risk är tidshorisonten i stödsystem, som i detta fall sträcker sig till 2010.

Några projektörer hoppas ändå på att de partier som ingick i energiuppgörelsen 1997 strävar efter att ge vindkraften de villkor som behövs för att det ska vara lönsamt att avsätta resurser och investera i vindkraft.

Tekniska risker

I tekniska investeringar finns en risk att produktionen inte kommer att utvecklas som beräknat. I köpeavtalet specificeras under hur lång tid som tillverkarens garanti gäller, på land ofta två år och till havs kommer troligtvis fem år att gälla. I avtalet regleras under vilka förhållanden som eventuella produktionsförluster beror på den tekniska konstruktionen eller vindstyrkan.

Det är skillnad på etablerad mindre landbaserad vindkraft och framtida anläggningarna till havs. I dagsläget är 95% av alla verk i Sverige under 1 MW (Driftuppföljning av vindkraftverk, 2004). I framtida havsbaserade parker kommer storleken på turbinen att vara betydligt större. Det finns redan en 4.5 MW turbin på marknaden.

Det finns tekniska risker med de större verken, till exempel har transformatorhaverier noterats på flera håll. Havsbaserade vindkraftsparker i Danmark har drabbats av stora tekniska, kostsamma fel. Det krävs stora utredningar för att förstå orsakerna till haverierna. Det krävs gedigen system- och produktutveckling för att åtgärda problemen. Den tekniska utvecklingen inom storskaliga vindturbiner pågår intensivt. Vindkraftsinstallationer som hittills skett till havs följs upp noggrant av dagens projektörer. Emellertid har varje etablering sina specifika förutsättningar med isproblematik, bottenförhållanden och vindvariationer. Dessutom är det stora kommersiella intressen inblandade i den

utveckling som ägarna och/eller tillverkarna själva finansierar. Resultaten är till skillnad från statligt finansierad forskning företagshemligheter. Med en ökad andel finansiellt starka köpare kommer rimligtvis kraven på tillverkarna att öka. Detta gäller inte bara vid upphandling utan även vid förhandling om servicetjänster efter att garantitiden gått ut. Förhandlingsutrymmet blir ännu större om det kommer in nya tillverkare på marknaden.

Effekten av produktionsförlust i kronor för ett 3MW:s verk är naturligtvis högre än för ett 600kW:s verk. Det är mindre omkostnader och kapital involverat i ett mindre verk på land. Den relativa förlusten blir dock mindre om investeringsrisken sprids på flera verk jämfört om hela investeringen är avhängt ett verk. Vid upphandlingen behöver avvägningen mellan lägre teknisk risk, lägre produktionen och högre risk, högre produktion att göras. Medel från pilotprojekten kommer att avlasta den tekniska risken genom att projektören vågar prova ny teknik.

Ekonomisk risk

Risken ligger i att intäktsflödet eller produktionskostnaderna inte kommer att utvecklas enligt den ekonomiska kalkylen. Intäktsbortfall uppstår vid tekniskt fel eller om produktionen inte når upp till den uppskattade produktionen, vilket i sin tur kan bero på opålitliga mätningar och beräkningar av vindens energiinnehåll. Elpriserna och/eller elcertifikatpriset kan sjunka eller produktionskostnaderna kan öka. Med dagens system ökar kvotplikten kontinuerligt vilket ska öka efterfrågan på elcertifikat. En förutsättning för en låg ekonomisk risk på elcertifikatpriset är att det finns en ambitiös kvotnivå i elcertifikatsystemet som främjar efterfrågan på elcertifikat. Medel från pilotprojekten som avser att sänka de direkta investeringskostnaderna avlastar den ekonomiska risken.

Finansiell risk

Den finansiella risken består främst av att inte få finansiering till projektet eller åtminstone inte till villkor som krävs för att klara investeringen. Denna risk bedömdes som relativt låg då investeringsobjektet varit ett enskilt verk och säkerheten till lånet varit lantegendom. I takt med högre investeringsbelopp, nytt stödsystem med elcertifikat i kombination med de ökade tekniska risker som större vindkraftsparker är behäftade med ökar också den finansiella risken. Ju större del av intäktsströmmen som inte kan garanteras, desto större blir riskpremien på lånen. Införandet av elcertifikatsystemet har ökat kreditrisken eftersom prisantagandet på elcertifikaten väger tungt.

6.5.6 Tillståndsprocessen

Elcertifikatet är inte den enda faktorn som är avgörande för att en investering ska genomföras. Utan tillåtlighet från regeringen och tillstånd från myndigheter kan inte den storskaliga utbyggnaden bli verklighet.

Energimyndigheten samarbetar med andra myndigheter såsom Naturvårdverket, Boverket och Riksantikvarieämbetet för att gemensamt skapa förutsättningar för

etablering av vindkraft. Tillståndshantering är och kommer att vara en av flera avgörande faktorer för en fortsatt utbyggnad av vindkraft. En lång tillståndsprocess gör vindkraften dyr och kan verka avskräckande för den som vill etablera vindkraftverk.

En samordning mellan PBL (Plan- och Bygglagen) och Miljöbalken föreslogs av PBL-kommittén 2003 i rapporten "Främjande av el producerad från förnybara energikällor". I rapporten skriver PBL-kommittén

"För bl.a. större vindkraftverk och värmekraftverk krävs såväl bygglov som tillstånd enligt miljöbalken. Med hänsyn till de i stor utsträckning sammanfallande ändamål som PBL och miljöbalken har att tillgodose, kan det framstå som onödigt att tillståndsprovning av samma frågor sker enligt bägge lagarna. Det är angeläget att sådan s.k. dubbelprovning så långt som möjligt undviks och att provningen enligt PBL och miljöbalken i övrigt samordnas så långt det är möjligt."

Arbete med att se över regelverket pågår även inom Miljöbalkskommittén som under 2003 och 2004 avlämnat flera delbetänkanden och ett slutbetänkande väntas i mitten av 2005. En förenkling av tillståndshantering innebär kortare projekteringstider för vindkraft vilket minskar kostnaden för vindkraftsutbyggnad totalt.

6.5.7 Potential till havs

För att produktionsmålet inom elcertifikatsystemet ska vara uppnåeligt kommer en stor del av den framtida vindkraften att behöva förläggas till havs. Det finns en politisk vilja att styra utbyggnaden mot storskalighet vilket tydligt gjordes genom det vindkraftspecifika stödet till marknadsintroduktion (pilotprojektet) där 350 miljoner kronor avsattes för att bland annat minska kostnaden för storskalig utbyggnad till havet och i fjällen. För att det av riksdagen fastlagda planeringsmålet på 10 TWh (Prop. 2001/02:143) ska kunna uppfyllas bör en stor del av målet planeras till havs. Hos tillverkarna av vindkraftverk märks en trend att överträffa varandra i storlek på turbiner. Det finns turbiner på 4,5 MW på marknaden och ännu större som prototyper. Någon övre gräns är inte nådd ännu. Dessa enorma verk är avsedda och kanske till och med av logistiska skäl nödvändiga för placering till havet.

Att förlägga vindkraft till havs har stora fördelar.

- Energiinnehållet i vinden är högre över havet än på land. Vindens effekt är proportionell mot vindens hastighet i kubik. En ökning av vindhastigheten med 10 % resulterar i en ökning av energiproduktionen med 33 %.
- Tillgången på mycket bra vindlägen på land minskar i takt med utbyggnaden.
- Ju högre produktionen av el från vindkraftanläggningar, desto högre intäkt. Om avkastningen är rimlig kommer det att attrahera investerare, vilket underlättar möjligheterna att få tillfredsställande finansiering till kapitalintensiva investeringar.
- Acceptansen för vindkraftverk borde öka om vindkraftverken byggs i havet där de inte blir lika synliga som på land.
- Man undviker begränsningar i transporter med avseende på turbinstorleken, eftersom landtransporter i stort sett kan undvikas.

Av de storskaliga vindkraftanläggningar som det aktivt planeras för i dagsläget är 65% off-shore och resterande på land, med avseende på beräknad produktion. Som en jämförelse är den minsta parken på omkring 30 MW mot 10 MW som hittills största gruppstation. I Kalmarsund förväntas parken Utgrunden II på 24 verk (varav 20 kommersiella) med installerad effekt på cirka 72 MW generera 0,24 TWh per år. Det är ungefär en tredjedel av dagens årliga produktion från vindkraftverk på 0,7 TWh.

6.5.8 Slutsats

Elcertifikatsystemets införande inträffar i en tid när de vindkraftsanläggningar som det aktivt planeras för är betydligt större och mer kapitalkrävande än tidigare. När investeringsstödet fanns var den typen av stöd riskfri. Idag är risken för investerare betydligt högre när risken ligger i ett marknadsbaserat stödsystem. Den främsta förutsättningen för en storskalig utbyggnad är ett långsiktigt elcertifikatsystem, som tryggar den långsiktiga intäkten. En andra förutsättning är att ersättningsnivån blir rimlig, vilket är en för varje investering individuell nivå. En ambitiös kvotnivå borgar för detta. Den tredje förutsättningen är att de projekt som det aktivt planeras för får tillstånd enligt Miljöbalken samt Plan- och bygglagen.

Ett långsiktigt certifikatsystem med stabila villkor minskar den politiska risken, vilket i sin tur borde minska riskpremien för investerare. Den ekonomiska risken är större idag när endast en liten del av ersättningen av statligt finansiellt stöd finns kvar; den avtrappande miljöbonusen. I framtiden förväntas vindkraften kunna klara sig även utan miljöbonusen och den ekonomiska risken kommer vara en naturlig del av investeringen. Ersättningen kommer att styras enbart av marknadens utbud och efterfrågan vilket är grundläggande för en konkurrensutsatt avreglerad marknad. Den finansiella risken för bolag som behöver låna kapital är större idag då projekten kräver mer kapital. I takt med att vindkraften byggs ut kommer erfarenheten att öka och finansiärernas riskpremie förmodas sjunka. Hos

banker och andra potentiella finansiärer krävs en mognad för att de finansiella riskerna ska vara hanterbara. Mot bakgrund av elcertifikatsystemets villkor borde de kunna göra en rimlig bedömning av framtida intäkt från elcertifikat.

Trovärdigheten för elcertifikatsystemet bedöms öka med tiden när marknaden mognat och villkor för vad som händer efter 2010 har fastställts. Det finns ett antal projektörer som är villiga att låna pengar och med dagens låga räntor i kombination med hård konkurrens om utlånat kapital borde bankerna vara måna om att ta del av de miljarder som de potentiella projekten kommer att behöva låna.

Samtidigt kommer de som aktivt planerar för vindkraft i stor skala att tvingas vara kreativa och flexibla i sina finansieringslösningar om investeringarna ska äga rum. Avkastningskraven måste ställas i relation till hur den finansiella marknaden ser ut idag med låga räntor och låg inflation. För varje dag som går utan intäkt blir riskkapitalet för projekteringsbolaget mer värdefullt. Det är en fråga om överlevnad för bolag med vindkraft i Sverige som kärnverksamhet hur långt man klarar att kompromissa.

En förutsättning för att vindkraftsutbyggnaden ska äga rum i stor skala är också att den tekniska utvecklingen fortsätter. De tekniska riskerna ger ett extra påslag på kostnaden för vindkraft och det drabbar till sist konsumenten som får betala för höga elcertifikatpriser (alternativt i höga straffavgifter om elhandelsbolaget väljer det alternativet). De erfarenheter, såväl misstag som framsteg som skett i utlandet (främst Danmark, Storbritannien och Irland) bör man ta lärdom av vid etablering i Sverige. I en marknad med tre, fyra stora tillverkare krävs en stark köpgrupp för att kunna påverka tillverkarna. Ju större investeringarna blir, desto större kommer köparnas finansiella styrka att vara och därmed ökar möjligheten att påverka utvecklingen av verken.

6.6 Aktörer inom elcertifikatsystemet

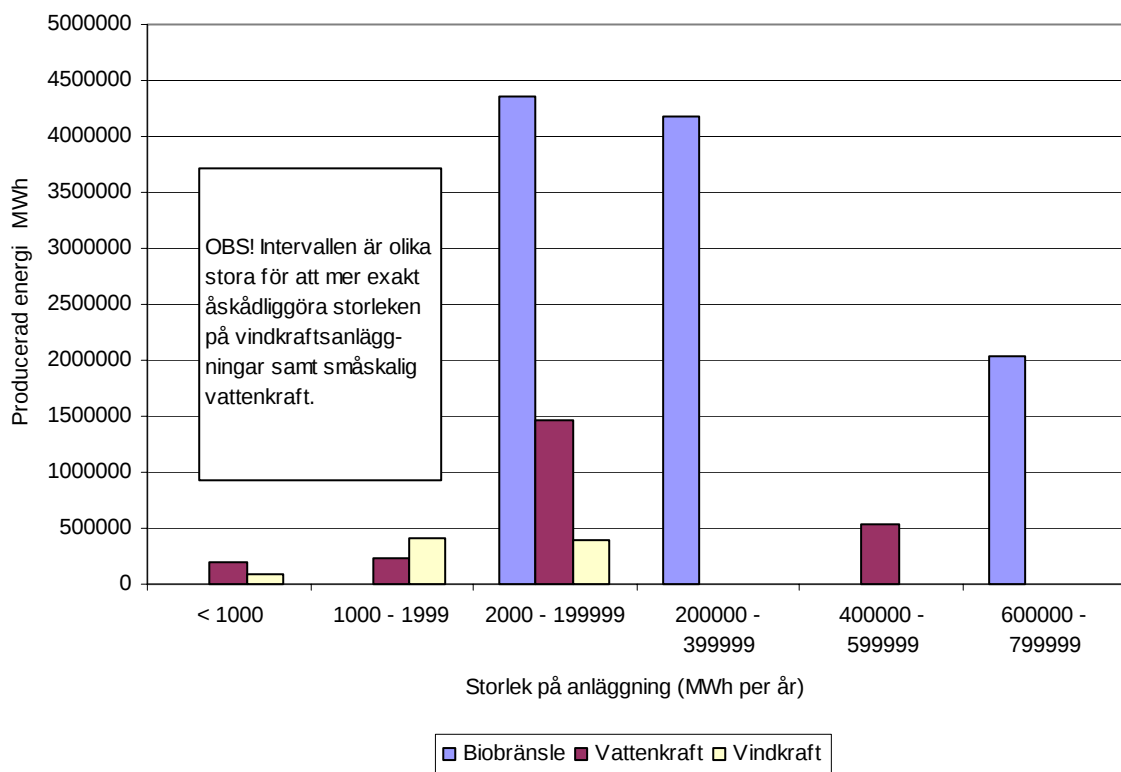
Finns det inom elcertifikatsystemet en principiell skillnad mellan att bygga vindkraft och andra kraftverk? Utgångspunkten är att vindkraften konkurrerar med el producerad i kraftvärmeverk eldade med biobränsle, industriellt mottryck, nya vattenkraftanläggningar samt effektiviseringar i befintlig vattenkraft. Andelen solel och geotermisk el beräknas inte utgöra någon avsevärd konkurrens mot nya vindkraftsanläggningar. De uppenbara skillnaderna i förutsättningar för bränsletillgång och väderberoende mellan de elcertifikatberättigade kraftslagen diskuteras inte närmare i detta kapitel. Däremot berörs de anläggningsspecifika skillnaderna och möjligheterna att få finansiering till elcertifikatberättigade investeringar.

6.6.1 Anläggningsspecifika skillnader

Anläggningar inom biobränsle skiljer sig från vattenkraft och vindkraft genom att elproduktionen normalt inte utgör den primära produktionen.

Medelvärde för produktionen i en vindkraftsanläggning är 1577 MWh. Vindkraftverken är därmed främst småskaliga. Hälften av alla anläggningar har en installerad effekt som är lägre än 600 kW. I takt med att den havsbaserade vindkraften tar fart kommer anläggningsstorleken att vara avsevärt större.

Figur 42 visar hur mycket el som produceras i anläggningar av olika storlek. Produktionen är uppdelad i de olika kraftslagen. Det framgår att vattenkraft och elproduktion med biobränsle sker i anläggningar som är betydligt större än vindkraftverken. Figuren åskådliggör också biobränslets dominerande ställning på elcertifikatmarknaden.



Figur 42 Jämförelse av producerad el uppdelat efter anläggningars storlek.

Källa: Företagens egen prognos av produktionen vid ansökan om elcertifikat till Energimyndigheten.

Investeringar i vattenkraft som genererar certifikatberättigad produktion sker nästan uteslutande i befintliga anläggningar. Certifikatberättigad produktion med biobränsle omfattar en mängd olika åtgärder allt i från små justeringar som möjliggör bränslebyte i befintliga anläggningar till nyinvestering i storleksordningen en miljard och ännu större. De vindkraftsanläggningar som framöver kommer in i elcertifikatsystemet är uteslutande i nya anläggningar. Det är inte fråga om effektiviseringar i befintliga anläggningar som för storskalig vattenkraft. I framtiden kan dock förväntas att gamla vindkraftturbiner byts ut mot en senare generation.

6.6.2 Ägarstruktur

De tio största aktörerna som producerar el med hjälp av biobränsle utgör 58 % av den totala elproduktionen som sker med biobränsle. Av dessa tio producenter är tre stycken kommunala bolag, ett statligt och de övriga sex privata (dessutom ingår finska staten som ägare i en koncern och norska staten i en). Fem av företagen producerar el parallellt med fjärrvärme och de övriga fem är pappersindustriföretag (industriellt mottryck). Pappersindustriföretagens kärnverksamhet är pappersproduktionen och de verkar på en global marknad med hård konkurrens. Samtliga pappersindustriföretag är privata företag och fyra av fem är börsnoterade. De kommunala och statliga företagen verkar inom kraftvärmesektorn. Dessa kommunala energiföretag verkar dels på fjärrvärmemarknaden där de har en monopolsituation och dels på den avreglerade konkurrensutsatta elmarknaden.

De 10 största aktörerna som producerar el utifrån certifikatberättigad vattenkraft utgör 65 % av samtliga certifikat som har beviljats för vattenkraft. De tre största producenterna av certifikatberättigad vattenkraft är tre multinationella energikoncerner som till stor del ägs av stater inom Norden. Dessa tre står för drygt hälften av produktionen. Av de tio största aktörerna inom vattenkraft är fyra stycken kommunala bolag, ett statligt, och övriga fem privata (finska staten och norska staten ingår dessutom som ägare i två bolag).

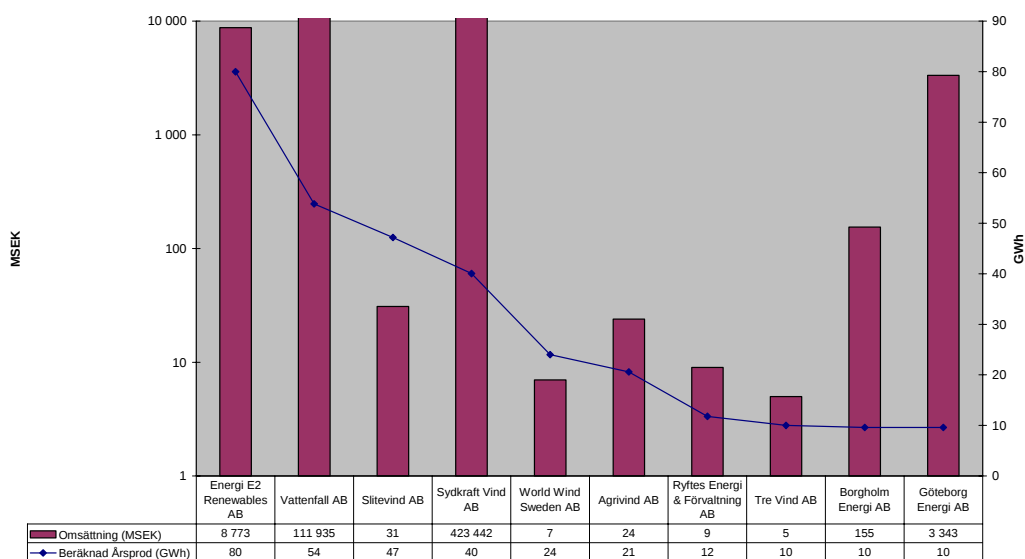
De 10 största aktörerna inom vindkraft producerar 35 % av totala certifikatsberättigad vindkraftsel. Ingen enskild aktör står för mer än 9 % av produktionen. Ett danskt energibolag som delvis ägs av danska kommuner är den största aktören inom vindkraft i Sverige. Två av de tre stora energikoncernerna finns representerade bland de 10 största vindkraftsaktörerna. Fem av vindkraftsaktörerna är små företag som har vindkraft som kärnverksamhet. Slutligen finns två kommunala bolag som nionde respektive tionde största aktör inom vindkraft.

6.6.3 Finansiell styrka

De tio största aktörerna inom biobränsle varierar väsentligt i storlek. Det största företaget har en omsättning för koncernen på 423 miljarder kr och det minsta har en omsättning på 2,2 miljarder kr, baserat på företagets egna årsredovisningar. Det finns en fallande skala i storlek, från de största energikoncernerna, via de stora massaföretagen, ner till de kommunalt ägda energiföretagen. Alla större producenter inom biobränsle är dock företag med miljardomsättning.

Det finns tre kategorier av företag bland de tio största aktörerna inom vattenkraft som skiljer sig avsevärt i storlek. Det finns de tre multinationella energikoncerner med en omsättning på över 100 miljarder kronor, det finns mellanstora kommunala kraftbolagen med en omsättning på en eller ett par miljarder och det finns småföretag som äger småskaliga kraftverk och har en omsättning på sju miljoner kronor.

Två av de stora energikoncernerna finns med som betydande aktör inom vindkraft med en omsättning på över 100 miljarder kronor. Det danska energiföretaget har en omsättning på 9 miljarder kronor och ett av de två svenska kommunala energibolagen har en omsättning på 3 miljarder. De resterande 6 företagen har en omsättning som ligger under en miljard. De fem företag som har vindkraft som primärverksamhet har en omsättning som varierar mellan 7-31 miljoner kronor. Flera stora elproducenter inom vindkraft är därmed mycket små företag finansiellt sett. Omsättningen för de tio största producenterna av el från vindkraft åskådliggörs i nedanstående Figur 43.



Figur 43 Omsättningen för de tio största producenterna av el från vindkraft inom elcertifikatsystemet samt deras beräknade produktion av vindkraft.

Amn: Observera den logaritmiska skalan på vänster y-axel

Källa: Företagens årsredovisningar 2003 samt företagens egen prognos av produktionen vid ansökan om elcertifikat till Energimyndigheten.

Företagens möjlighet att göra ytterligare investeringar påverkas av hur stora tillgångar de har och då främst i form av eget kapital. Låg soliditet får till följd att företagen undviker ytterligare investeringar och hög soliditet möjliggör för företagen att öka sin risk genom investeringar och upplåning.

För de tio största biobränsleaktörerna är soliditeten i genomsnitt 40 %.

Den genomsnittliga soliditeten för vattenkraftföretagen ligger på 32 %, men variationerna är stora mellan det minsta småföretaget med en soliditet på 8 % och ett av de börsnoterade företagen som har en soliditet på 59 %.

Soliditeten för vindkraftaktörerna varierar allt ifrån 7 % till 60 % med ett medelvärde på 25 %.

6.6.4 Finansieringsmöjligheter

Enligt tillfrågade banker påverkas möjligheten att få finansiering i stor utsträckning av typen av aktör, som vid gängse kreditgivning. De företag som anses ha lägst riskprofil är en säker låntagare och får också bäst lånevillkor. Statliga bolag innebär lägst risk, därefter kommer kommunala bolag och stora aktiebolag med hög "rating" från kreditvärderingsinstitut. Bolagen med lägre "rating" är behäftade med högre risk. Småföretag och projektbolag pekas ut av bankerna som de aktörer som har högst riskprofil och därmed även får sämst lånevillkor. Dessa mer riskfyllda bolag får i första hand kortare avbetalningstider men också högre räntekostnader. Så länge tekniken är beprövad och har visat sig fungera lägger inte banken någon värdering i vilken teknik som används.

Bankerna anser att nyinvesteringar är något mer riskfyllda än tilläggsinvesteringar i befintliga verk. Hos de banker som saknar erfarenhet av kreditgivning till ett visst kraftslag bedöms risken med den typen av investeringar som betydligt högre. Nyinvesteringar innebär även en byggnadsrisk som någon måste ta samt risker kring tillståndsgivning.

Vid intervjuer med ett par företag inom kraftvärme och industriellt mottryck framkommer att om en investering att öka elproduktionen är tillräckligt lönsam så har de tillräcklig finansiell styrka för att kunna genomföra investeringen. Investeringar konkurrerar dock med varandra internt. Ett par banker undviker att finansiera biobränsleanläggningar som bygger på helt nya, obeprövade, konstruktioner eftersom de tekniska riskerna är för stora.

Vattenkraft anses mycket pålitligt och stabilt av långivare. Det finns stor erfarenhet av hur vattenkraftverk fungerar vilket ger säkerhet för bankerna. Trots stora variationer i produktion mellan olika år finns därför en stor trygghet och tillit till vattenkraft. Vattenkraftverk har mycket lång livslängd och kan även få långa avbetalningstider och goda räntevillkor enligt tillfrågade företrädare från ett antal banker. Inom vattenkraft finns det även många små aktörer vars finansieringssituation skiljer sig från de stora företagens situation. Enligt en småföretagare sköts finansieringen huvudsakligen genom banklån med en bostad som säkerhet till lånet, vilket ger finansiella begränsningar.

Bankerna uppger att vindkraft bör kunna räknas som en beprövad teknik, även om osäkerhet kring vindläget och variationer mellan blåsiga och icke blåsiga år ger en ökad risk. Havsbaserad vindkraft anses däremot inte som beprövad teknik. De nya tekniska lösningar som är nödvändiga för att förlägga vindkraft till havs medför en ökad teknisk risk vilket kan skapa problem med finansieringen. Pilotprojekt samt andra initiala stöd kan ge havsbaserad vindkraft erfarenheter och bevis på fungerande teknik vilket därmed skulle öka möjligheterna till rimliga finansieringsvillkor från banker. Det finns ett fåtal mycket finansiellt starka aktörer i vindkraftsbranschen. Dessa bolag har stora möjligheter att finansiera projekt som är lönsamma. Flera av de aktörer som idag är stora producenter av

vindkraftsel är dock finansiellt sett mycket små. Dessa aktörer kan endast prestera en begränsad utbyggnad av vindkraft.

Eftersom färre bolag är kommunalägda inom vindkraften än inom biobränslen och vattenkraft saknar vindkraften därmed det stöd som kommunalt ägande kan innebära. Enligt intervjuer med kommunala energibolag så kan kommunalt ägande ha betydelse vid vissa större investeringar. Det förekommer att kommuner tar på sig lån och sedan får det kommunala energibolaget låna pengar direkt från kommunen. Därmed garanteras långivaren att betalningar inte kommer att ställas in. En representant från ett kommunalt energibolag uppger att en stor investering nyligen hade finansierats på så sätt. Alternativt så kan kommunen erbjuda kommunal borgen till de kommunalägda energibolagen. Detta förfarande uppges enligt en respondent ha förekommit tidigare men systemet med borgen finns i dagsläget inte i de kommuner som har kontaktats.

6.6.5 Slutsats

Anläggningar inom biobränsle skiljer sig från vattenkraft och vindkraft på så sätt att elproduktionen inte utgör den primära produktionen. Elproduktion med biobränsle och vattenkraft sker i betydligt större anläggningar än för vindkraft.

Investeringar i både vattenkraft och biobränsle omfattar en mängd olika åtgärder, allt ifrån bränslebyte i befintliga kraftvärmeanläggningar till nyinvestering i storleksordningen en miljard och ännu större. Inom vindkraft är endast nyinvesteringar aktuella i dagsläget.

Både inom biobränsle och inom vattenkraft står de 10 största producenterna för drygt 50% av elproduktionen. Inom vindkraft är motsvarande siffra 35%. Biobränsle- och vattenkraftsbranschens ägarstruktur domineras av stora bolag. Vindkraftsproducenterna har en mer spridd ägarstruktur med få mycket starka bolag och flera mindre företag. En jämförelse av omsättningen hos de största producenterna av el med biobränsle, certifikatberättigad vattenkraft och vindkraft visar att biobränsleföretagen generellt sett är störst, därefter kommer vattenkraftföretagen och minst är vindkraftsföretagen. Även en jämförelse av soliditeten tyder på att biobränsleföretagen är de finansiellt sett starkaste bolagen medan vindkraftsföretagen har lägst soliditet. Inom såväl biobränsle-, vattenkraft- som vindkraftssektorn återfinns dock mindre aktörer. Enligt bankernas riskbedömningar får små bolag sämre lånevillkor än statliga, kommunala kraftbolag och större företag. Eftersom det inte är tekniken i sig som styr bankernas lånevillkor, utan risken i projektet och kredittagaren så konkurrerar ny teknik inom biobränsle med ny vindkraftsteknik.

Bankerna efterfrågar referensexempel på att storskalig vindkraft fungerar som framtida vindkraftsprojekt kan bedömas utifrån. Förutsatt att referensexemplet blir framgångsrikt kan bankernas krav på riskpremie sänkas. Ett exempel på en lyckad vindkraftsinvestering behöver dock inte nödvändigtvis ske i Sverige. Bankerna är internationella koncerner och ska dra nytta av detta i sin kreditbedömning.

De två större kraftbolagen, Vattenfall och Sydkraft, som idag producerar vindkraft besitter en betydligt större finansiell styrka jämfört med övriga producenter. Detta förhållande återspeglas dock inte i andelen producerad vindkraft.

6.7 Eventuella ytterligare kompletterande insatser

Baserat på slutsatser från tidigare kapitel samt de befintliga insatser som Energimyndigheten administrerar diskuteras här eventuella kompletterande insatser, *utöver* elcertifikatsystemet. Kompletterande insatser för vindkraft kan utformas på olika sätt. Det kan antingen vara ett direkt produktionsstöd, ett finansieringsstöd i form av förmånliga lånevillkor med statliga garantier, stöd avseende nätanslutning för havsbaserade verk eller demonstrationsstöd. En nackdel med eventuell kompletterande insats speciellt riktat till vindkraft är att konkurrensen inom elcertifikatsystemet snedvrids. Det är därför en fördel om ett sådant eventuellt stöd gäller för alla förnybara elproduktionstekniker. Ur ett vindkraftsperspektiv vore ett stöd som minskar risken för alla investeringar i elcertifikatsystemet men som beroende på vindkraftens specifika förutsättningar främst gynnar vindkraften att föredra.

Alla typer av statligt stöd inom EU måste följa reglerna för statsstöd. Vid en eventuell geografisk utvidgning av elcertifikatsystemet är det viktigt att subventionerna i respektive land överensstämmer för att undvika ofördelaktig konkurrens.

Motivet för ett kompletterande stöd utöver elcertifikatsystemet för vindkraften måste bedömas utifrån de tre främsta kriterierna som en vindkraftsinvesterare behöver för att genomföra en investering. Dessa är tillstånd att realisera projektet, en rimlig ersättningsnivå samt en långsiktighet i ersättning. Det förstnämnda ligger utanför detta uppdrag. Det andra innefattar elpris och elcertifikatpris. Elpriset är marknadsbaserat och skiljt från elcertifikatsystemet. Priset på elcertifikat styrs dock av efterfrågan på elcertifikat. Efterfrågan är i sin tur en funktion av kvotnivåerna. Med en ökande nivå på kvotplikt skapas efterfrågan naturligt på elcertifikat. Det befintliga produktionsmålet inom elcertifikatsystemet är en ökning med 10 TWh till 2010 från 2002 års nivå. Uppskattningsvis kommer drygt 4 TWh vindkraft att behövas för att uppnå målet, inklusive dagens produktion. Analysen bakom denna siffra finns i kapitlet *De framtida kvotnivåerna*, avsnitt 4.6.2. Efter ett och ett halvt år med elcertifikatsystemet på marknaden kan någon större utbyggnad av vindkraft inte skönjas. Det finns en risk att målet med en ökning av förnybar produktion om 10 TWh inte kommer att uppfyllas om det inte byggs mer vindkraft. Vid en ökning av ambitionsnivån av elcertifikatsystemet till 15 TWh år 2012 kommer det att behöva byggas ny vindkraft motsvarande en årlig produktion på drygt 8 TWh inklusive dagens produktion. För analys som leder fram till denna siffras se kapitel *De framtida kvotnivåerna*, avsnitt 4.5.5. Denna efterfrågan på vindkraftsproduktion är central ur en investerares perspektiv. Att fasa ur äldre anläggningar i elcertifikatsystemet i syfte att stimulera att nya anläggningar byggs berörs i kapitlet *De framtida kvotnivåerna* under avsnitt *Framtida stödbehov för förnybara energikällor som*

idag ingår i elcertifikatsystemet. I ett scenario där endast en marginell volym med vindkraft byggs kommer elcertifikat att bli en bristvara på marknaden vilket höjer priset på certifikaten (förutsatt att mycket få kvotpliktiga väljer straffavgiften). Vindkraften kan därmed bli den prisstyrande tekniken. När nivån är tillräckligt hög kommer det att attrahera investerare. Vid vilken nivå som detta kommer att inträffa är svårt att förutse. Ersättningen för havsbaserad vindkraft behöver enligt branschen vara omkring 55-65 öre/kWh. Med ett elpris på omkring 25 -30 öre /kWh behövs ett elcertifikatpris på 30-35 öre/kWh. I kapitel *De framtida kvotnivåerna* konsekvensbedöms elcertifikatpriserna. Det andra kriteriet, rimlig ersättningsnivå bedöms kunna uppfyllas inom ramen för befintligt elcertifikatsystem.

Det tredje och sista kriteriet är långsiktig ersättning. En mycket hög nivå på elcertifikat, utan en förlängning av systemet kommer inte påverka utbyggnaden nämnvärt. En förlängning av systemet löser flera knutar. Främst ökar det trovärdigheten i systemet. Förutsättningarna för en likvid terminsmarknad ökar vilket underlättar finansieringen av en investering och kalkylernas kassaflöden kommer rimligtvis att vara mer trovärdiga när en ungefärlig prisnivå på framtida elcertifikat kan uppskattas. Förlängningen behöver motsvara minst den tid som är finansiärers återbetalningstid på lånat kapital. För de som avser att bygga vindkraft fram till 2010 behövs en förlängning av kvotplikten till minst 2025. Denna insats bedöms vara nödvändig för att minimera risken att missa produktionsmålet.

Förutom en förlängning av elcertifikatsystemet efterfrågar branschen också möjligheten att återföra kvotpliktsavgiften till producenterna alternativt till en fond som kan finansiera nya anläggningar. Detta har dock behandlats i tidigare etapp av översynen av elcertifikatsystemet och behandlas inte vidare här.

Huruvida insatser *inom* elcertifikatsystemet är tillräckliga råder det delade meningar om inom branschen. De som representerar stora kraftkoncerner hävdar att ett kompletterande finansiellt produktionsstöd är en förutsättning för att vindkraft ska kunna byggas till havs. Ett statligt produktionsstöd specifikt för varje anläggning skulle sänka den årliga kapitalkostnaden. När en stor andel av intäkten är garanterad är den ekonomiska risken i investeringen mindre.

Ett annat alternativ vore att behålla dagens garantipris, dvs. ett lägsta pris på elcertifikaten för att lånen ska kunna betalas även under tider då elcertifikatpriserna är låga. Dagens garantipris är tänkt att upphöra år 2008.

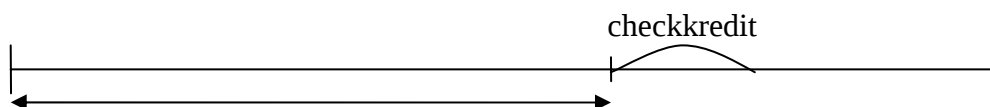
Behovet av ett extra produktionsstöd kan tyda på ett högt avkastningskrav hos investeraren och/eller en misstro på elcertifikatsystemets förmåga att ge tillräcklig ersättning och/eller ett stort behov att kunna förutspå nivån på en del av kassaflödet.

Det som talar mot ett extra produktionsstöd är först och främst att huvudtanken med elcertifikatsystemet är att den förnybara elproduktionen inte ska vara beroende av finansiella stöd från staten. Huvudtanken bör av princip hållas fast. Det finns ett värde i att ha ett enbart ett subventionssystem, inte minst vid en eventuell internationalisering av elcertifikatsystemet. Sannolikt skulle ett produktionsstöd utöver elcertifikatsystemet sänka elcertifikatpriset. Sedan 1994 finns det ett extra produktionsstöd, miljöbonus vilket behövs som ett övergångsstöd vid introduktionen av elcertifikatsystemet. Det tycks dock inte ha stimulerat investeringar utan snarare gynnat befintliga ägare. Ett nytt tidsbegränsat stöd skulle eventuellt få samma effekt. Produktionsstödet för havsbaserad vindkraft, är 17 öre/kWh för år 2004 och den kommer år 2009 att vara 12 öre/kWh.

Några projektörer menar att ur ett isolerat projektperspektiv är ett produktionsstöd på en fast nivå ett välkommet extra tillskott på intäktssidan men det är samtidigt viktigt för vindkraften att vara konkurrenskraftig och klara sig på egna ben. Skattebetalare får betala eventuella statliga stöd och att ha allmänhetens stöd vid etablering av vindkraft ska inte underskattas.

6.7.1 Stöd vid finansiering

Då huvudtanken att elcertifikatsystemet ska vara det enda stödsystemet kan ett alternativt stöd vara ett statligt stöd vid finansiering av projekten. Staten skulle antingen kunna agera kreditgarant för lånet eller agera bank. Om staten skulle "gå i borgen" för ett lån skulle långivaren med säkerhet veta att lånets räntor och amortering alltid kommer att kunna betalas vilket skulle betyda oerhört mycket ur risksynpunkt. Konkret kan man tänka sig att om ett produktionsår skulle vara ovanligt vindfattigt vilket resulterar i låg intäkt för producenten skulle staten kunna stå för ränte- och amorteringskostnaden det specifika året och ge producenten ett års frist med betalningarna. Krediten betalas sedan tillbaka av producenten med förmånlig ränta, motsvarande statens kostnad för att binda kapital i form av garanti. Detta kan enkelt illustreras enligt Figur 44:



Figur 44 Statlig garanti mot produktionsbortfall orsakat av vindbrist.

Principen att ett kompletterande stöd utöver elcertifikatsystemet ska gälla för alla ingående kraftslag måste tillämpas även här. För att en garanti ska vara tillämpbar vid intäktsförlust som styrs av vindtillgång behövs fasta kriterier för när man kan hänvisa till vindbrist.

Det andra alternativet till ett finansiellt stöd är att staten skulle ta bankens roll som långivare och erbjuda förmånliga villkor av typen villkorslån, vilket Energimyndigheten administrerar, om än inte i så stor utsträckning idag. Kapitalkostnaden för nya vindkraftsanläggningar skulle minskas.

Ett stöd vid finansiering skulle gynna de aktörer som har problem att hitta finansiering till projekten med rimliga lånevillkor, alltså de som behöver en stor andel extern finansiering. Ett statligt stöd vid finansiering skulle underlätta finansieringsprocessen. Ur det perspektivet vore det intressant att undersöka denna möjlighet vidare. Kommunala bolag samt större kraftbolagskoncerner med goda möjligheter att få finansiering till investeringar skulle alltså inte vara de som primärt gynnas av denna typ av stöd.

6.7.2 Stöd vid nätanslutning

En typ av stöd som alla nya anläggningar i elcertifikatsystemet skulle få utnyttja men som har störst effekt för stora vindkraftsanläggningar skulle vara andra finansiella lösningar av nätanslutningen som till exempel kabeldragning för havsbaserade anläggningar där spänningsnivån motsvarar Svenska Kraftnäts ansvarsområde. Om nätanslutningen avgiftsfinansieras via Svenska Kraftnät för anläggningar till havs skulle de som utnyttjar kabeln, vindkraftsproducenter, få hyra in sig. Det skulle underlätta hanteringen av anslutningen samtidigt som det skulle öka konkurrensen mellan projektörerna, då kabelinvesteringen finansieras av någon annan. Om ytterligare en vindkraftspark skulle byggas i närheten av befintlig park skulle den ansluta sig till samma nätanslutning, istället för att tvingas finansiera en egen. Kostnad för nätanslutning till fastlandet är mellan 7-10 % av investeringskostnaden, baserat på kalkyler av ännu ej byggda havsbaserade parker. De som gynnas av denna typ av stöd är mycket stora produktionsanläggningar.

Det vore intressant att undersöka detta vidare ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

6.7.3 Energimyndighetens insatser inom vindkraft

Insatser av monetär karaktär som Energimyndigheten administrerar är medel till forskning, utveckling och demonstration. Insatser av icke-monetär karaktär som Energimyndigheten administrerar är främst inom området fysisk planering såsom riksintressen och fördelningen av planeringsmålet.

Forskning

Forskning inom vindkraft är ett sätt att öka och behålla befintlig kompetens inom området. Genom ett nära samarbete mellan kraftbolagen, projektörerna och universitetsvärlden kommer forskningsresultaten till direkt nytta för vindkraftsetablering.

Forskningsinsatsen inom Energimyndigheten är främst koncentrerad till ett forskningsprogram, Vindforsk, men det finns även ett flertal medfinansierade

projekt utanför forskningsprogrammet. Programmet har löpt sedan 2002 och avslutas vid årsskiftet 2004/05. Den totala omslutningen är 90 miljoner kronor. Det består av en grundläggande del där Energimyndigheten finansierar till 100 % och en tillämpande del där industrins andel är mellan 35 och 50 %.

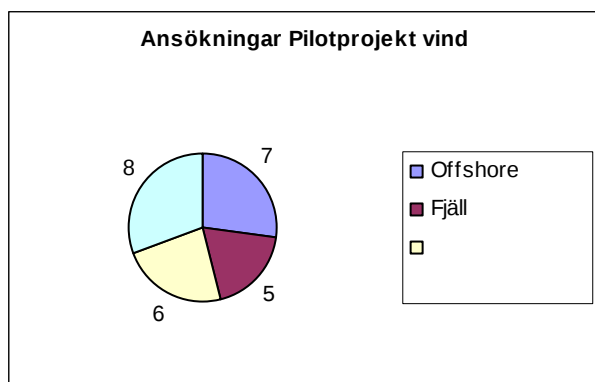
Det finns definierade områden som ligger nära den faktiska vindkraftsutbyggnaden som behöver fortsatt forskningsmedel. En representant från branschen skulle gärna se att vindkraftsforskningen fokuserar på hur vindkraften ska balanseras i systemet mot reglerkraft och i synnerhet vattenkraft. Ett aktuellt projekt, finansierat av Elforsk till 60 % och resten av Energimyndigheten avser att ta fram ett underlag för att kunna göra säkrare bedömningar av behovet av reglermarginal vid en utbyggnad av vindkraft motsvarande 4000MW (motsvarande cirka 10 TWh). Underlaget tas fram för en ansatt modell för en svensk storskalig utbyggnad med vindkraft på land och till havs.

Utveckling och demonstration

Insatsen för utveckling och demonstration är sedan 2003 koncentrerad till ”Teknikutveckling och marknadsintroduktion i samverkan” det så kallade pilotprojekt vindkraft.

Pilotprojekten är ett särskilt stöd för teknikutveckling och marknadsintroduktion för storskaliga vindkraftsanläggningar motsvarande 350 miljoner kronor som har avsatts för en femårsperiod med start 2003. Stödet ska gynna teknikutveckling som bör leda till sänkta kostnader för vindkraft i framtiden, främst nyetablering av vindkraft i havs- och fjällområden och därmed kan stödet vara en kostnadseffektiv del av en långsiktig klimatstrategi. På kort sikt förväntas stödet leda till en ökad vindkraftsproduktion, vilken kommer att vara certifikatberättigad. Stödet ska ges till utvecklingsinsatser i samverkan med näringslivet och till miljöeffektstudier i syfte att klargöra en rad frågor av generell karaktär.

Vid ansökningstidens utgång hade 26 ansökningar inom följande områden inkommit till Energimyndigheten, se Figur 45.



Figur 45 Ansökningarnas fördelning mellan stödområden

Då beslut om beviljade medel för pilotansökningarna ännu inte är fattade är det för tidigt att avgöra hur stor andel av budgeten som kommer att gå till FoU-verksamhet respektive till direkta projektkostnader. Avgörande faktor för beviljande av medel är genomförbarheten av projektet.

Fördelen med denna typ av stöd är att den innehåller både forsknings- och demonstrationsstöd. Det är ett effektivt resursutnyttjande av statliga medel att låta beviljade projekt också genomföra studier som blir tillgängliga för allmänheten. På det viset sprids kunskap och resultat i syfte att långsiktigt minska kostnaderna för storskalig vindkraftsutbyggnad. Syftet är också att den som vill bygga storskaligt ska våga satsa på nya tekniker i form av nya turbinstorlekar, nya fundament, nya nätanslutningsscheman, nya systemlösningar för att minska drift- och underhållskostnaden etc. Medel från pilotprojekten som avser att sänka de direkta investeringskostnaderna avlastar den ekonomiska risken i projektet. För projekteringbolag är ett demonstrationsstöd från staten värdefullt vid sina förhandlingar med finansiärer. För kommunala energibolag samt stora kraftkoncerner är en minskad risk i investeringen genom statligt bidrag viktigt vid förhandlingar om investeringsbeslut.

Om effekten av stödet ska bli så stor som möjligt för de ansökningar som omfattar direkta projektkostnader kommer endast ett fåtal projekt kunna bli beviljade medel.

En eventuell ny etapp av pilotprojekt riktad enbart till vindkraft skulle snedvrider konkurrensen inom elcertifikatsystemet och i en eventuell ny etapp skulle alla kraftslag inom elcertifikatsystemet kunna ansöka om medel. Exempel på elproduktionstekniker som skulle kunna åtnjuta ett pilotprojektstöd är nya effektivare kraftverksprocesser som svartlutsförgasning, förgasning av biobränslen och ångturbinacykler, vågkraft, avancerade solceller etc.

Fördelning av planeringsmålet

Under sommaren 2003 fördelade Energimyndigheten planeringsmålet till landets alla länsstyrelser med uppmaning om en årlig redovisning av hur arbetet fortskrider. Den första avstämningen sker 2004-12-31 vilket kan ge en första indikation på hur långt kommunerna har kommit med integrering av vindkraft i deras översiktsplaner. Energimyndigheten kommer därefter att värdera det material som inkommer från kommunerna. Det är rimligt att anta att man gör kontinuerliga avstämmningar i halvtid med kommunerna för att kvantitativt mäta hur mycket som det planerats för. Även om de kvantitativa effekterna inte är mätbara i dagsläget kan man redan nu avläsa andra effekter ur arbetet med planeringsmålet. Förståelsen och intresset för vindkraft hos landets länsstyrelser och kommuner har definitivt ökat. Att planera tidigt för vindkraft är viktigt inte minst ur visuell synvinkel, för att integreringen ska vara så framgångsrik som möjlig.

Riksintressen

Energimyndigheten har sedan 2002 arbetat med att peka ut områden av riksintresse för vindkraften enligt bestämmelserna i 3 kap. miljöbalken. Arbetet med att fatta beslut om vilka områden (till och med landets territorialgräns) som omfattas av riksintressen ska vara klart för beslut av Energimyndigheten före utgången av 2004. Som underlag finns material från länsstyrelserna med uppgifter på vilka områden de kan vara av riksintresse för vindkraft. De områden som Energimyndigheten utsett tas sedan omhand av kommunerna i sin översiktsplanering. Riksintressen innebär i motsats till planeringsmålet inget kvantitativt mått utan det är ett verktyg i planeringen. När ett område är utsett till riksintresse för vindkraft innebär det att vindintresset ska vägas med samma tyngd som andra befintliga riksintressen. Vid tillståndsprövning för vindkraft i ett område med flera riksintressen kommer alltså de olika riksintressena att vägas mot varandra. Resultatet av riksintressen för vindkraft torde vara mycket värdefullt för projekterare av vindkraft.

6.7.4 Slutsats

Beroende på vem man frågar i branschen blir svaret på huruvida vindkraften behöver ett kompletterande stöd utöver elcertifikatsystemet olika. De två mest disparata åsikterna är å ena sidan stora kraftkoncerner som påpekar behovet av ett produktionsstöd och å andra sidan aktörer som menar att det "borde räcka" med höga kvoter som ger ett tillräckligt högt certifikatpris. Ur ett konsumentperspektiv kommer en hög kvotpliktsnivå att resultera i högre elcertifikatsavgifter. Alternativet att stimulera vindkraftsutbygganden med ett separat produktionsstöd belastar konsumenten också, fast via skatt.

Alla aktörer är dock eniga om att elcertifikatsystemet bör förlängas, inte minst eftersom aktiviteten på vindkraftsmarknaden är mycket låg idag och att det behövs ett avsevärt ökat inslag av vindkraft för att produktionsmålet 2010 ska uppnås. Det extra stöd som finns idag för havsbaserad vindkraft, miljöbonus tycks inte ha påskyndat utbyggnaden till havs. Detta är ett exempel på att det inte enbart är nivån på ersättning som styr utbyggnaden utan inte minst långsiktigheten i stödformen. Detta extra produktionsstöd finns till och med 2009.

Med dagens fastställda nivåer finns det utrymme för drygt 4 TWh vindkraft (inklusive dagens produktion) för att målet om ytterligare 10 TWh förnybar el jämfört med 2002 års nivå ska uppfyllas. Höga kvoter skapar underskott som i sin tur leder till höga elcertifikatpriser (under förutsättning att kvotpliktsavgiften är så avskräckande hög att endast ett fåtal väljer den). Ersättningsnivåerna som aktörerna behöver för projektens lönsamhet bedöms kunna uppnås med de fastlagda kvotnivåerna inom befintligt system. Ökar ambitionsnivån i en eventuell förlängning kommer det att skapas efterfrågan på ytterligare vindkraftsproduktion. De som inte klarar att bygga med dagens ersättningsnivåer kommer att vänta till elcertifikatpriset och/eller elpriset är tillräckligt höga för att motsvara deras avkastningskrav.

Utifrån resonemanget att kvotnivåerna sätts tillräckligt långt fram i tiden för att finansiärerna ska kunna se ett trovärdigt kassaflöde motsvarande utlåningstiden av kapital, att de som idag aktivt planerar för storskalig vindkraft bör kunna erhålla rimliga ersättningsnivåer inom elcertifikatsystemet genom en ambitiös kvotnivå och brist på annan elproduktion, samt att de projekt som det planeras för kommer få tillstånd att byggas bedömer Energimyndigheten att det inte behövs ett kompletterande stöd utöver elcertifikatsystemet.

Om beslutsfattarna trots Energimyndighetens bedömning ytterligare vill säkerställa att storskalig vindkraft realiserar och därmed säkerställa att produktionsmålet uppfylls anser Energimyndigheten att det vore intressant att undersöka vidare eventuellt kompletterande stöd utöver elcertifikatsystemet såsom stöd vid finansiering (statlig garanti), stöd vid nätanslutning eller en ny etapp av pilotprojektstöd. Beträffande det sistnämnda stödet skulle en skillnad mot idag vara att alla produktionsslag som ingår i elcertifikatsystemet skulle få ta del av demonstrationsmedel, vilket skulle motivera en högre budget än i befintlig pilotsatsning.

6.8 Slutsatser och rekommendationer

Elcertifikatsystemet har inte genererat nyinvesteringar i vindkraft

Effekterna av införandet av elcertifikat har inte resulterat i någon större utbyggnad av vindkraft. Kraftbolag och projekteringsbolag har långtgående planer på att bygga storskaligt men med nuvarande system anser de att planerna inte är genomförbara. En viss utbyggnad finns och förväntas fortsätta, drivet av intresse för vindkraft och möjligheten till lägre elpris genom kooperativt ägda vindkraftverk.

De ekonomiska villkoren för befintliga anläggningar är gynnsamma

De som vågade satsa 60% av sitt kapital på en relativt ny teknik i mitten av 90-talet har hittills gjort en bra investering. En vindkraftsinvestering har de senaste åren haft god vinstmarginal, oaktat vindens energiinnehåll. De verk som byggdes tidigt fick också mycket goda vindlägen vilket är en avgörande faktor för att investeringen ska bli lönsam. Dessutom reducerades risken vid investeringen tack vare investeringsstödet.

Investeringsstödet minskning från 15% till 10% av investeringskostnaden år 2002 vägdes upp av betydligt högre elpriser på marknaden. År 2003 var elpriset högt och dessutom infördes elcertifikat vilket gjorde investeringarna särskilt lönsamma. Miljöbonus hade inte heller påbörjat sin avtrappning det året utan låg på den högsta nivån sedan införandet 1994. År 2003 bröts den dittills stigande kurvan för kostnaden per installerad kilowatt.

Framtida utbyggnad är avhängigt ett långsiktigt certifikatsystem med stabila villkor...

En förutsättning för en framtida storskalig utbyggnad är att den politiska risken minimeras genom ett långsiktigt certifikatsystem med stabila villkor. Det skulle minimera riskpremien för investerare. Den ekonomiska risken är större idag när endast en liten del av ersättningen är statligt finansiellt stöd; den avtrappande miljöbonusen. I framtiden förväntas vindkraften kunna klara sig även utan miljöbonusen och den ekonomiska risken kommer vara en naturlig del av investeringen.

...samt att den tekniska utvecklingen fortsätter

En förutsättning för att vindkraftsutbyggnaden ska äga rum i stor skala är också att den tekniska utvecklingen kring de storskalig vindkraft fortsätter. De tekniska riskerna ger ett extra påslag på kostnaden för vindkraft och det drabbar till sist konsumenten som får betala höga elcertifikatpriser (alternativt höga straffavgifter om elhandelsbolaget väljer det alternativet). I en marknad med enbart tre, fyra stora tillverkare krävs en stark köpgrupp för att kunna påverka tillverkarna. Ju större investeringarna blir, desto större kommer köparnas finansiella styrka att vara och därmed ökar möjligheten att påverka utvecklingen av verken.

Vindkraft har annan ägarstruktur och är mer tekniskt omogen än andra förnybara energislag...

Anläggningarnas storlek och utnyttjande skiljer sig åt mellan produktionsslagen. Till skillnad från biobränsle och vattenkraft sker uteslutande vindkraftsinvesteringar i nya anläggningar. Biobränsle- och vattenkraftsbranschens ägarstruktur domineras av stora bolag medan vindkraftens ägarstruktur idag har en större spridning från stora kraftkoncerner till mindre bolag. Den havsetablerade vindkraften är i större utsträckning otestad vilket är en principiell skillnad mellan de certifikatberättigade anläggningarna.

...vilket kan ge vindkraft sämre finansieringsmöjligheter

Oprövad teknik (storskalig vindkraft till havs) i kombination med låntagare med hög riskprofil (småbolag och projektbolag) ger sämre lånevillkor än beprövad teknik (vattenkraft, befintlig teknik inom biobränsle) där låntagaren har låg riskprofil (statligt eller kommunalt kraftbolag). De två större kraftbolagen, Vattenfall och Sydkraft, som idag producerar vindkraft besitter en betydligt större finansiell styrka jämfört med övriga vindkraftsproducenter. Detta förhållande återspeglas dock inte i andelen producerad vindkraft.

Vindkraft behöver inget kompletterande stöd

Storskalig utbyggnad av vindkraft krävs för att produktionsmålet i elcertifikatsystemet till 2010 ska kunna nås samt för att kunna öka ambitionsnivån i elcertifikatsystemet efter 2010. Under förutsättning att elcertifikatsystemet permanentas samt ambitionsnivå och kvoter fastställs långsiktigt bedömer Energimyndigheten att en stor utbyggnad av vindkraft kommer att kunna ske utan ett kompletterande stöd. Bristen på annan produktion bör generera högre

elcertifikatspriser än idag och således tillräckliga stödnivåer för investeringar i vindkraft, vilket visas i kapitlet Framtida kvotnivåer.

Energimyndigheten bedömer att ett permanent elcertifikatsystem med ökad ambitionsnivå och långsiktigt fastställda kvoter är tillräckligt för att generera investeringar i vindkraft. Om beslutsfattarna ändå vill minska risken att produktionsmålet inte uppfylls och ge särskilt stöd till vindkraft förordar Energimyndigheten att eventuella kompletterande stöd undersöks vidare, som stöd vid nätanslutning, stöd vid finansiering eller en ny etapp av pilotprojektstöd. En nackdel med ett stöd speciellt riktat till vindkraft är att konkurrensen inom elcertifikatsystemet snedvrids. Det är därför en fördel om ett sådant eventuellt stöd gäller för alla förnybara elproduktionstekniker.

6.9 Referenser

- Andersson, G**, Kalkyler som beslutsunderlag, Studentlitteratur, Lund, 1991, tredje upplagan
- Ds 2000:20** Elproduktion för förnybara energikällor – ekonomiska förutsättningar och marknadsmekanismer. Stockholm, Näringsdepartementet
- Driftuppföljning av vindkraftverk över 50 kW 1997**, Szadkowski C och Karlström C Stockholm, Elforsk och Energimyndigheten, 2004
- Driftuppföljning av vindkraftverk 2002**, Carlstedt N-E, Stockholm, Elforsk och Energimyndigheten, 2003
- Driftuppföljning av vindkraftverk 2003**, Carlstedt N-E, Stockholm, Elforsk och Energimyndigheten, 2004
- EWEA**, Wind Energy the facts - an analysis of wind energy in the EU-25, 2004
- Främjande av el producerad från förnybara energikällor, PBL-kommittén, 2003
- IEA** (International Energy Agency) IEA Wind Energy Annual report 1996, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 1997
- IEA** (International Energy Agency) IEA Wind Energy Annual report 1997, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 1998
- IEA** (International Energy Agency) IEA Wind Energy Annual report 1998, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 1999
- IEA** (International Energy Agency) IEA Wind Energy Annual report 2000, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, USA, 2001
- IEA** (International Energy Agency) IEA Wind Energy Annual report 2001, PWT Communications, Colorado, USA, 2002
- IEA** (International Energy Agency) IEA Wind Energy Annual report 2002, PWT Communications, Colorado, USA, 2003
- Nutek**, Statens energimyndighets föreskrifter om statligt bidrag till vissa investeringar inom energiområdet; vindkraft. Närings- och teknikutvecklingsverkets författningssamling. NUTFS 1998:4
- Regeringens proposition 1999/2000:1**, Budgetpropositionen för år 2000, Stockholm, Näringsdepartementet
- Regeringens proposition 2001/02:143**, Samverkan för en trygg, effektiv och miljövänlig energiförsörjning, Stockholm, Näringsdepartementet
- Regeringens proposition 2003/2004:1** Budgetpropositionen för år 2004, Stockholm, Näringsdepartementet
- Rönnborg P**. Borta med vinden. En analys av konkurrensen mellan leverantörer av vindkraftverk i Sverige. Lunds universitet, 2003
- SoU 2001:77** Handel med elcertifikat - ett nytt sätt att främja el från förnybara energikällor, Stockholm, Näringsdepartementet
- SFS 2000:614** Förordning om stöd till småskalig elproduktion, Stockholm, Näringsdepartementet
- SFS 1997:857**, Ellag, Stockholm, Näringsdepartementet
- Utvärdering av det statliga stödet till småskalig elproduktion – ”9-öringen”, Energimyndigheten, Eskilstuna, 2004
- Vindkraft** – fördjupad driftuppföljning, H Ohlsson, Elforsk 1998
- Wizelius T**. Vindkraft i teori och praktik, Studentlitteratur 2003

Åstrand K, Neij L. Styrmedel för vindkraftens utveckling i Sverige, Lunds universitet, 2003

Muntliga källor eller emailkontakt:

Berge, A. Sweden Offshore Wind
Blomgren L. Sveriges Vindkraftsförening (SVIF),
Carlson, P. Göteborg Energi
Fredriksson G. Vindkraftsleverantörerna i Sverige (ViS)
Jacobsson, J-Å. Falkenberg Energi,
Jensen, N. Global Renewable Energy Partners (GREP)
Lövfors, L. Svensk Kraftmäkling
Mattisson, T. Sydkraft AB
Ohlsson, H. Airicole
Rapp M. Vindkraftens Investerare och Projektörer (VIP)
Röske, M. Sweden Offshore Wind
Sjödin G PlusEnergi
Stjernfeldt, U. Sydkraft Vind AB
Stromnes K. NordPool,
Svensson, J. Sydkraft Vind AB
Wigert, P. Nordea

Dessutom har telefonintervjuer gjorts med ett flertal banker.

7 Statistik om elcertifikatsystemet

I detta kapitel behandlas och sammanställs statistik om elcertifikatsystemet. Vidare kommenteras de resultat som framkommer ur statistikframställningen.

7.1 Uppdraget

I elcertifikatöversynen ingår att sammanställa och presentera statistik för den förnybara elproduktionen under beräkningsåret 2003. Denna statistik bör bland annat innehålla sammanställningar av den befintliga förnybara elproduktionskapaciteten uppdelad på kraftslag. För biobränsleeldade kraftvärmeverk bör använda biobränslen redovisas. Uppgifter från tidigare år bör inkluderas för att möjliggöra jämförelser av variationer mellan år, till exempel vad avser nederbörd och temperatur. Elcertifikatöversynen bör även omfatta uppgifter om hur stor andel av den totala elförbrukningen som den från kvotplikt undantagna elintensiva industrin står för uppdelat på relevanta industribranscher.

7.2 Inledning

Statistiken som presenteras innefattar bland annat sammanställningar över den förnybara elproduktionen uppdelad på kraftslag från åren 2003-2004 och elförbrukning i elintensiva processer för industrin år 2003. Vidare presenteras statistik över vilka biobränslen som används i biobränsleeldade kraftvärme- och industriella mottrycksanläggningar. Vad gäller statistik över nederbörd och graddagstal redovisas denna statistik för åren 2000-2004. Detta för att kunna göra en bedömning av hur de klimatbetingade variationerna påverkar produktionen av förnybar el och därmed elcertifikatsystemet.

De energikällor som betraktas som förnybara och enligt lagen om elcertifikat (2003:113) är berättigade elcertifikat är följande:

- Vindkraft
- Solenergi
- Vågenergi
- Geotermisk energi
- Biobränslen enligt förordning (2003:120) om elcertifikat.

- Vissa vattenkraftsanläggningar. För vattenkraft gäller certifikaten för:
 - a. Installerad effekt per produktionsenhet får inte överstiga 1500 kW.
 - b. Anläggning som har tagits ur drift före den 1 juli 2001 och därefter tas i drift efter utgången av 2002.
 - c. Ny vattenkraft.
 - d. Produktionsökningar
 - e. I det enskilda fallet kan en vattenkraftproducent få sin anläggning godkänd om verksamhetens förutsättningar har förändrats radikalt på grund av myndighetsbeslut eller om anläggningen kräver omfattande ombyggnader eller stora investeringar. I båda fallen gäller att långsiktig lönsam produktion inte kan ske om inte innehavaren tilldelas elcertifikat.
- Från och med 1 april år 2004 är även torv ett bränsle som är berättigat till elcertifikat.

Innehavare av godkända produktionsanläggningar och där produktion sker med förnybara energikällor erhåller ett elcertifikat för varje producerad megawatt-timme.

7.3 Syfte

Denna del av översynen av elcertifikatsystemet består av att redovisa statistik för beräkningsåret 2003. Följaktligen är syftet att sammanställa och presentera statistik om elcertifikatsystemet och kommentera de resultat som framgår.

7.4 Metod

Arbetet har bedrivits utifrån statistiskt material som beställts från Svenska kraftnät. Bland annat gjordes en omfattande beställning över biobränsleanvändningen. Vidare är statistiken erhållen från Energimyndighetens databaser, Svensk energi, SMHI samt Cesar.

7.5 Beskrivning av datamaterialet och dess avgränsningar

Datamaterialet består av en sammanställning över använda biobränslen för beräkningsåret 2003 samt år 2004. Denna statistik är beställd från Svenska kraftnät. Ytterligare statistik som använts består av en sammanställning över total elförbrukning i elintensiva tillverkningsprocesser samt statistik över utfärdade elcertifikat som är inhämtat från Cesars marknadsstatistik.

Statistik över tillrinning och graddagstal har inhämtats från Svensk energi respektive SMHI för åren 2000-2004.

Lagen om elcertifikat trädde ikraft den 1 maj 2003 och därmed består beräkningsår 2003 endast av 8 månader. För att få jämförbara siffror i statistik redovisas därför produktionen för ett helt år över perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004.

I uppdraget uttrycks att statistik från tidigare år bör inkluderas. Det är emellertid inte fullt möjligt att genomföra en sådan analys vad gäller förnybar elproduktion. Detta beror på flera orsaker. Den statistik som skulle kunna redovisas för detta ändamål anger enbart elproduktion från vind- och vattenkraft under 1 500 kilowatt som en summa (den så kallade 9-öringen). Således saknas uppdelning mellan småskalig vattenkraft och vindkraft. Vidare saknas historiska data för småskalig vattenkraft. Det skulle emellertid vara möjligt att approximera hur hög elproduktionen var från småskalig vattenkraft genom att anta en nivå ungefär i paritet med den som är angiven för åren 2003-2004.

7.6 Brister i datamaterialet

Den statistik som redovisas i bilaga 12 är hämtad från Cesars databas den 26 augusti 2004. Det saknades då bränsledeklARATIONER för drygt 0,2 TWh elproduktion gällande månaderna januari 2004 till april 2004. För månaderna maj 2004 till juli 2004 saknades det bränsledeklARATIONER för knappt 0,4 TWh elproduktion. De anläggningar som inte har lämnat bränsledeklARATION är bortplockade från all redovisad statistik.

Detaljerad statistik över nyttjade bränslen i biobränsleanläggningar fram till den 31 september 2003 saknas för 2/3 av alla godkända anläggningar. Under den perioden deklarerades endast andelen godkänt respektive inte godkänt bränsle. Från den 1 oktober deklarerar alla anläggningar nyttjade biobränslen på en mer detaljerad nivå.

7.7 Presentation av statistik

Den förnybara elproduktionen för perioden 1 maj 2003 till den 30 april 2004 uppgår till 9,7 TWh¹⁹ baserat på antalet utfärdade elcertifikat och av dessa kommer 74,5 procent från biobränsle, 18 procent småskalig vattenkraft och 7,5 procent från vindkraft. Utnyttningstiden har beräknats till 3 535 timmar respektive 1 740 timmar inom småskalig vattenkraft respektive vindkraft.

I de 9,7 TWh ingår all befintlig produktion och det som har tillkommit i nya anläggningar (uppskattningsvis 0,1 TWh) samt biobränsleproducenternas ökade användning av förnybara bränslen i sina anläggningar.

¹⁹ I elcertifikatsutredningen räknades det på 7-8 TWh.

Tabell 39 Antal anläggningar godkända för tilldelning av elcertifikat den 1 maj 2004 uppdelat per kraftslag

	Godkända anläggningar [st]	effekt [MW]	tion [GWh/år] ²⁰	gstid ²¹ [h]
Vatten	1028	496,3	1754,3	3535
Vind	562	416,1	724,0	1740
Biobränsle	100	3192,4	7233,2	2266
Sol	1	0,008	0,006	750
Totalt	1692	4104,8	9711,7	

Källa: Energimyndigheten och Svenska Kraftnät, 2004-08-16

7.7.1 Använda bränslen i biobränsleanläggningar

I samband med införandet av elcertifikatsystemet blev producenten berättigad att tilldelas elcertifikat om det i anläggning används biobränslen från:

- 1 träd, träddelar, avverkningsrester samt andra rest- och biprodukter från skogsbruk.
- 2 bark, returlutar, slam, tallolja, flis, spån samt andra restmaterial och biprodukter från skogsindustrins processer.
- 3 energiskog, energigrödor, spannmål, olivkärnor, nötskal, halm och vass.
- 4 källsorterat träavfall och träavfall som är utsorterat från blandade avfall.

Ovanstående uppdelning överensstämmer med punkterna 1 till 4, 4 § förordning (2003:120) om elcertifikat. Från och med den 1 april 2004 blev även biogas och torv godkända bränslen. Använda bränslen inom industriellt mottryck och kraftvärme redovisas i Tabell 41 och Tabell 42.

Under elcertifikatsystemets första år så har totalt tillfört bränsle i biobränsleanläggningar bestått av 67,6 procent bränsle som berättigar till elcertifikat. Den förnybara elproduktionen uppgick till 7,4 TWh. Rest- och biprodukter från skogsbruk och skogsindustri är de bränslen som dominerar och utgjorde, enligt bilaga 12, 54 procent av allt tillfört bränsle under perioden oktober till april vilket motsvarar 4,4 TWh. Antas samma andel under perioden maj till september 2003 så bidrog rest- och biprodukter från skogsbruk och skogsindustri med 5,9 TWh förnybar elproduktion det första året. Torv och biogas bidrog med 0,225 respektive 0,008 TWh under perioden april 2004 till juli 2004 enligt inlämnade bränsledeklarationer. Antas samma andel torv under året kommer torven att bidra med 0,7 TWh per år.

Studerar antalet utfärdade elcertifikat inom biobränsle, 7,2 TWh, och mängden förnybar elproduktion i biobränsleanläggningar, 7,4 TWh, som redovisas i

²⁰ Produktionsvärden för perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004 baseras på antal utfärdade elcertifikat.

²¹ Med utnyttningstid avses det antal timmar en anläggning behöver för att producera årsproduktion vid full effekt.

Tabell 39 och Tabell 40 så avviker dessa från varandra. De biobränsleanläggningar som inte har haft mätsystem som uppfyller gällande krav på mätning har blivit godkända för tilldelning av elcertifikat men med 10 procents avdrag. Under det första året (det vill säga maj 2003-april 2004) gick dessa producenter miste om elcertifikat motsvarande 0,2 TWh.

I den statistik som är sammanställd i Tabell 39 och Tabell 40 saknas statistik från bränsledeklarationer för drygt 0,2 TWh elproduktion gällande månaderna januari 2004-april 2004. Ett rimligt antagande är att andelen biobränsle var minst 50 procent vilket skulle innebära att det har producerats ytterligare 0,1 TWh förnybar elproduktion under elcertifikatsystemets första år. Summeras all förnybar elproduktion i vind-, vattenkraft och biobränsleanläggningar samt ovan nämnda 0,2 och 0,1 TWh så uppgår den förnybara elproduktionen således till 10 TWh det första året.

Den 26 augusti 2004 när all bränslestatistik hämtades från Cesar saknades det bränsledeklarationer motsvarande 0,6 TWh elproduktion under perioden januari 2004 – juli 2004 vilket motsvarar minst 3 procent av de elcertifikat som utfärdas under ett år. Detta givet ett antagande att cirka 50 procent av dessa 0,6 TWh utgörs av elcertifikatberättigade bränslen.

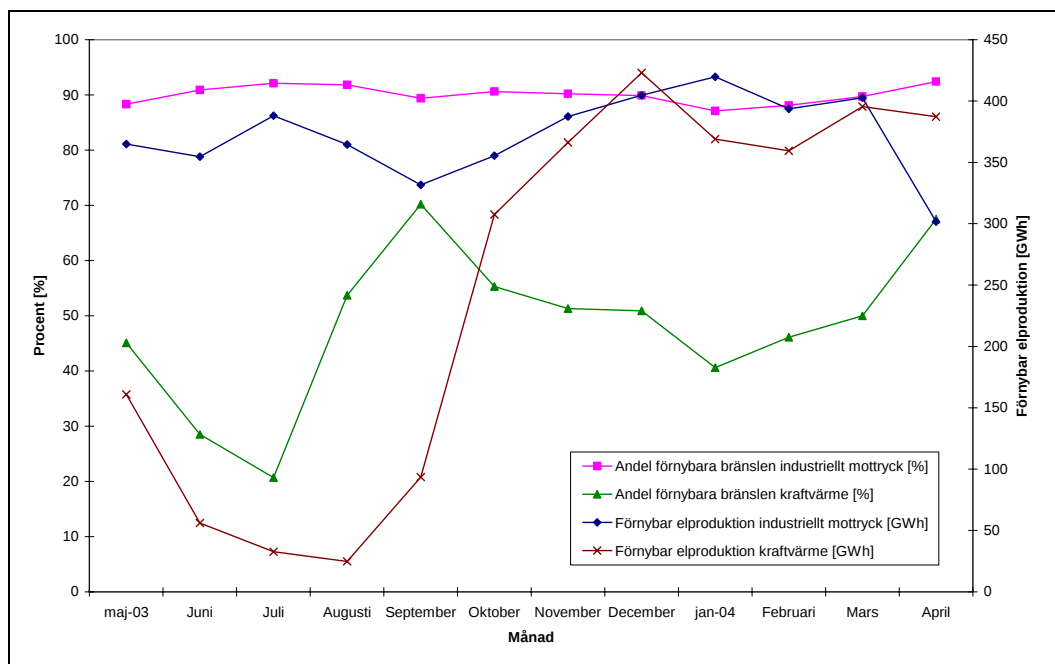
Enligt Tabell 40 sker 60 procent av all förnybar elproduktion i biobränsleanläggningar inom industriellt mottryck. Där uppgick andelen förnybara bränslen till 90 procent av tillfört bränsle vilket kan jämföras med 49 procent inom kraftvärme.

Tabell 40 Andel förnybara bränslen av totalt tillfört bränsle i biobränsleanläggningar samt total elproduktion under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004

	Andel förnybara bränslen [%]	Total elproduktion	Förnybar
Industriellt mottryck	90,0	4967,8	4468,8
Kraftvärme	49,2	6044,0	2975,5
Biogas	100	1,0	1,0
Totalt		11012,8	7445,3

Källa: Cesar, Svenska Kraftnät 2004-08-26

Figur 46 visar hur den förnybara elproduktionen varierar över året inom industriellt mottryck och kraftvärme. Sambandet mellan förnybar elproduktionen inom kraftvärme och värmebehov framgår men dämpas till viss del av att andelen förnybara bränslen varierar markant över året. Andelen tillförda förnybara bränslen inom industriellt mottryck ligger kontant på en hög nivå över hela året (se även avsnitt 2.3). Cirka 44,5 procent av all förnybar elproduktion produceras inom industriellt mottryck där produktionsmängden till stor del beror på konjunkturläget i industrin. 30 procent av all förnybar elproduktion produceras inom kraftvärme där elproduktionen är helt beroende av aktuellt värmebehov. Den förnybara elproduktionen är även beroende av producentens val av bränsle utifrån tekniska- och ekonomiska aspekter.



Figur 46 Andel förnybara bränslen av totalt tillfört bränsle i bibränsleanläggningar samt förnybar elproduktion under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004

Källa: Cesar, Svenska Kraftnät 2004-08-26

Tabell 41 Andel nyttjade bränslen av totalt tillfört bränsle i industriella mottrycksanläggningar under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004²²

	Rest- och biprodukter från skogsbruk (1) och skogsindustri (2) [%]	Energiskog, energigrödor, spannmål, olivkärnor, nötskal, halm och vass (3) [%]	Källsorterat träavfall och träavfall (4) [%]	Biogas [%]	Torv [%]	Andel förnybara bränslen [%]
Maj 2003	-	-	-	-	-	88,3
Juni	-	-	-	-	-	90,9
Juli	-	-	-	-	-	92,1
Augusti	-	-	-	-	-	91,8
September	-	-	-	-	-	89,4
Oktober	77,2	0,2	13,2	-	-	90,6
November	76,9	0,1	13,2	-	-	90,2
December	77,4	0,1	12,4	-	-	89,9
Januari 2004	74,6	0,1	12,4	-	-	87,1
Februari	75,7	0,1	12,4	-	-	88,1
Mars	76,4	0,2	13,1	-	-	89,7
April	75,6	0,1	16,5	0	0,2	92,4
Totalt						90,0

Källa: Cesar, Svenska kraftnät 2004-08-26

²² Redovisade bränslen är godkända för tilldelning av elcertifikat enligt förordning (2003:120) om elcertifikat enligt angivna punkter i § 4 och lag (2003:114) om elcertifikat. Siffror angivna inom parentes (1), (2), (3) och (4) härrör från respektive punkt i början av kapitel 2.1.

Tabell 42 Andel nyttjade bränslen av totalt tillfört bränsle i kraftvärmeanläggningar under perioden 1 maj 2003 till 30 april 2004²³

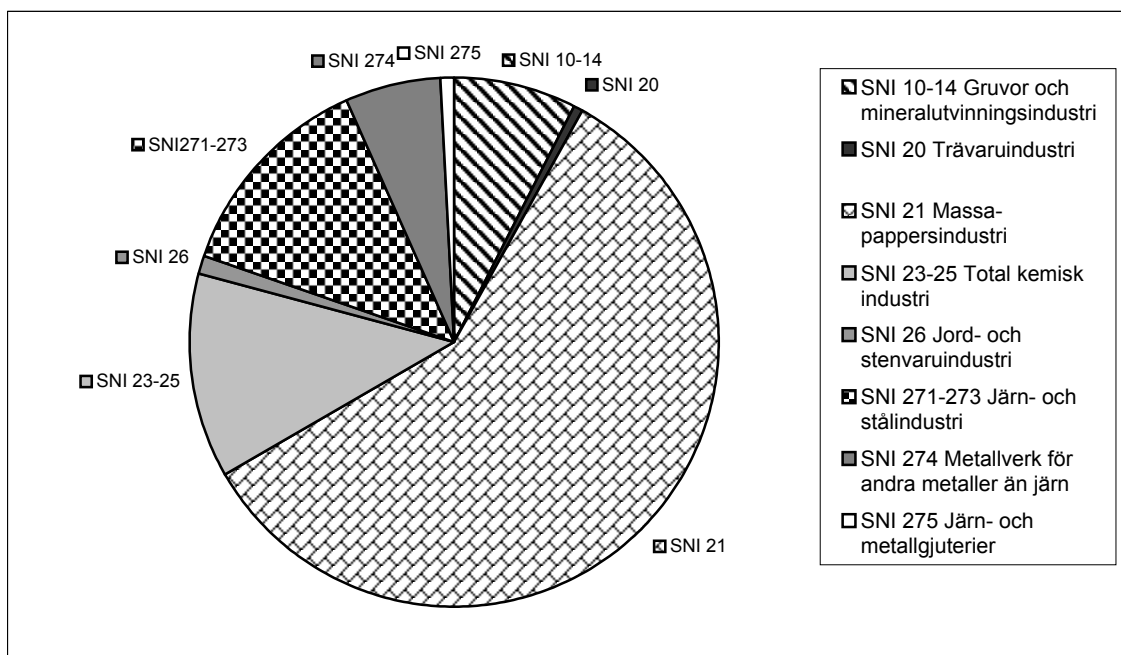
	Rest- och biprodukter från skogsbruk (1) och skogsindustri (2) [%]	Energiskog, energigrödor, spannmål, olivkärnor, nötskal, halm och vass (3) [%]	Källsorterat träavfall och träavfall (4) [%]	Biogas [%]	Torv [%]	Andel förnybara bränslen [%]
Maj 2003	-	-	-	-	-	45,1
Juni	-	-	-	-	-	28,5
Juli	-	-	-	-	-	20,7
Augusti	-	-	-	-	-	53,7
September	-	-	-	-	-	70,2
Oktober	43,5	1,7	10,0	-	-	55,3
November	44,0	1,4	5,9	-	-	51,3
December	43,7	1,5	5,8	-	-	50,9
Januari 2004	32,1	1,8	6,7	-	-	40,6
Februari	37,9	1,8	6,3	-	-	46,1
Mars	43,6	1,4	5,0	-	-	50,0
April	41,6	1,0	5,3	0,2	19,4	67,5
Totalt						49,2

Källa: Cesar, Svenska kraftnät 2004-08-26

7.7.2 Elintensiv industri

Elförbrukningen i elintensiv tillverkningsprocess för år 2003 framgår i Figur 47. 58 procent av förbrukningen inom elintensiv industri sker i 54 företag inom massa- och pappersindustri. Förbrukningen av el inom massa- och pappersindustri är cirka 22 TWh. Den näst största elförbrukande branschen är järn- och stålindustrin där drygt 40 företag står för en förbrukning på cirka 5 TWh. Totalt sett är förbrukningen i elintensiv process ungefär 37,8 TWh. För hela industrisektorn är elanvändningen år 2003 ungefär 54,9 TWh (Energimyndigheten, 2004).

²³ Redovisade bränslen är godkända för tilldelning av elcertifikat enligt förordning (2003:120) om elcertifikat enligt angivna punkter i §4 och lag (2003:114) om elcertifikat. Siffror angivna inom parentes (1), (2), (3) och (4) härrör från respektive punkt i början av kapitel 2.1.



Figur 47 Total elförbrukning i elintensiv tillverkningsprocess år 2003 för olika industribranscher

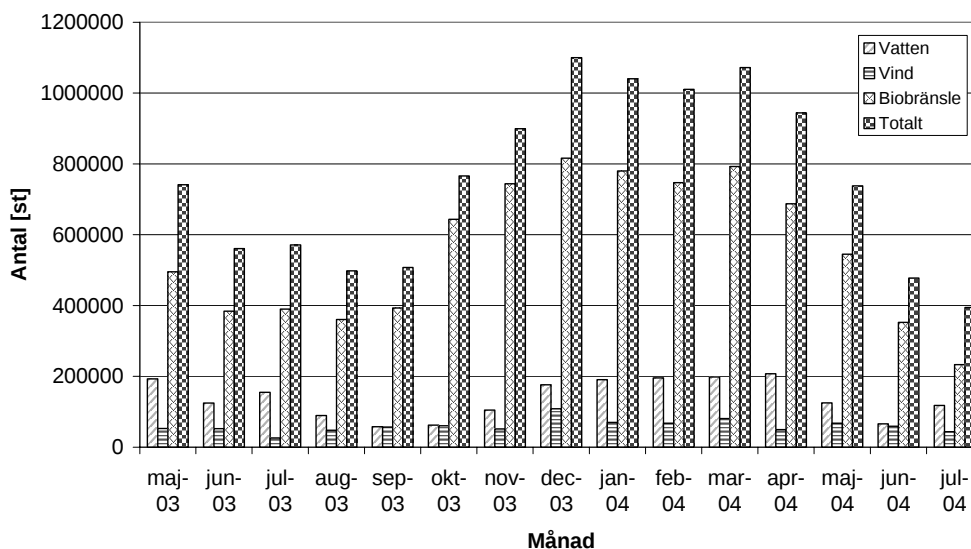
Källa: Energimyndigheten

Tabell 43 Total elförbrukning i elintensiv tillverkningsprocess år 2003 för olika industribranscher

	Bransch	Antal företag [st]	Förbrukning [TWh]
SNI 10-14	Gruvor och mineralutvinningsindustri	13	2,8
SNI 20	Trävaruindustri	8	0,27
SNI 21	Massa- pappersindustri	54	22,1
SNI 23-25	Total kemisk industri	67	4,8
SNI 26	Jord- och stenvaruindustri	5	0,36
SNI 271-273	Järn- och stålindustri	43	4,9
SNI 274	Metallverk för andra metaller än järn	20	2,3
SNI 275	Järn- och metallgjutier	55	0,27
<i>Totalt</i>		265	37,8

Källa: Energimyndigheten

Att massa- och pappersindustrin står för majoriteten av elförbrukningen inom industrin återspeglas i hur elcertifikaten utfärdats under år 2003. I Figur 48 ses hur elcertifikaten har utfärdats beroende på kraftslag och det framgår att majoriteten av de utfärdade elcertifikaten har skett inom biobränsle. Detta bland annat på grund av att massa- och pappersföretag tilldelas elcertifikat för biobränslen som används inom de områden som nämndes i kapitel 2.2. Vidare påverkar klimatbetingade variationer produktionen av förnybar el, vilket i sin tur påverkar antalet utfärdade elcertifikat.



Figur 48 Utfärdade elcertifikat för maj 2003-juli 2004

Källa: Cesar, Svenska kraftnät 2004-08-16

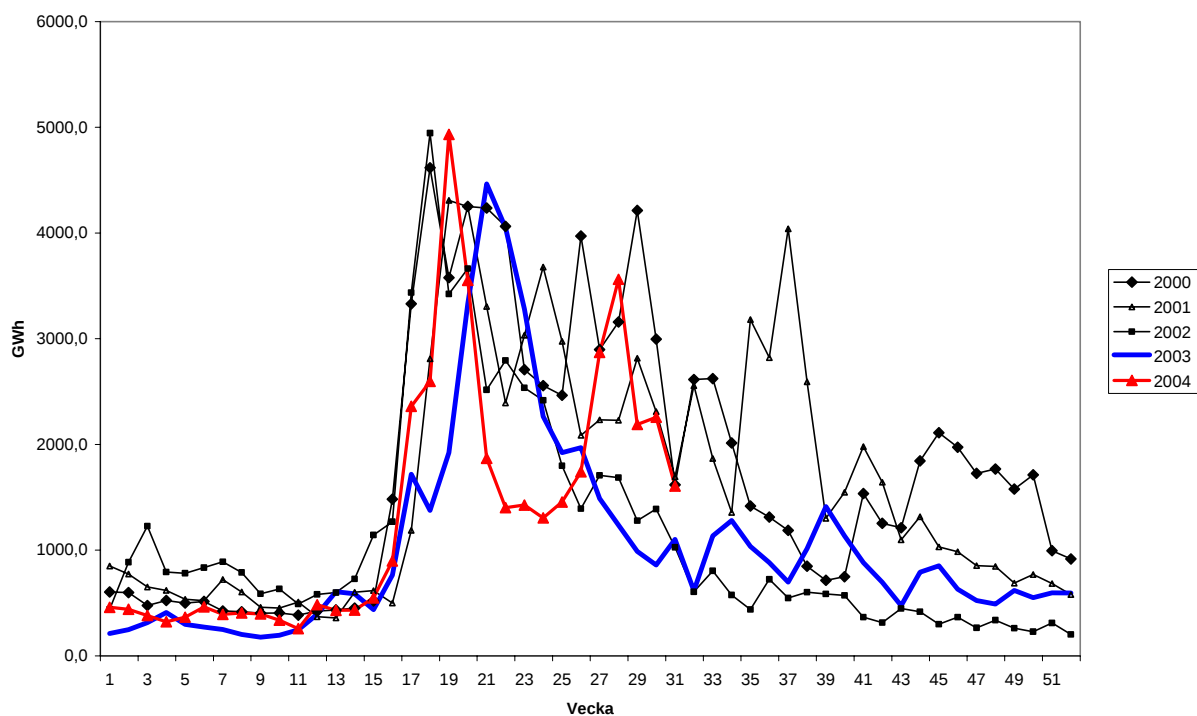
7.7.3 Klimatbetingade variationer och dess inverkan på förnybar elproduktion

I Figur 49 och Figur 50 nedan undersöks dels hur klimatbetingade variationerna sett ut mellan år 2000-2004, dels hur fluktuationer i nederbörd och temperatur påverkar produktionen av förnybar el och därmed elcertifikatsystemet. Det bör på förhand nämnas att följande belysning av klimatbetingade variationer på intet sätt kan förklara produktionen av förnybar el. Snarare kan variationerna i nederbörd och temperatur ge en fingervisning och tänkbar förklaring till vad som bland annat påverkar produktionen av förnybar el. Det som utgör ett problem är att det enbart finns observationer över utfärdade elcertifikat för maj 2003-juli 2004. Detta innebär att om dessa år skall jämföras finns det enbart tre månader med komplett statistik (maj, juni och juli månad för respektive år). Det medför att jämförelser mellan åren bör tolkas med försiktighet. Ytterligare något som bör beaktas är att mått på tillrinning och temperatur utgör mätproblem. Data för tillrinning ger enbart en uppfattning om hur nederbörden varit i just dessa geografiska områden där magasinen är lokaliserade och inte en mätstation för respektive vattenkraftverk (småskalig). Liknande problematik framkommer om temperaturuppmätningar undersöks. SMHI har ett visst antal observationsplatser spridda över Sverige, där lokaliseringen är oberoende av om det finns biobränsleeldade kraftvärmeverk i närheten.

I Figur 49 nedan ses hur tillrinningen varierade mellan åren 2000-2004. År 2003 nådde sin högsta punkt för tillrinning ungefär vecka 22. Därefter sjönk tillrinningen till och med vecka 33, vilket ungefär motsvarar perioden juni-augusti.

Vidare förs ingen diskussion kring hur vindförhållanden påverkat vindkraftproduktionen. Detta eftersom det är svårt att klargöra om ökningen i elproduktion från vindkraft beror på fler vindkraftverk har byggts eller om vindförhållanden varit mer fördelaktiga.

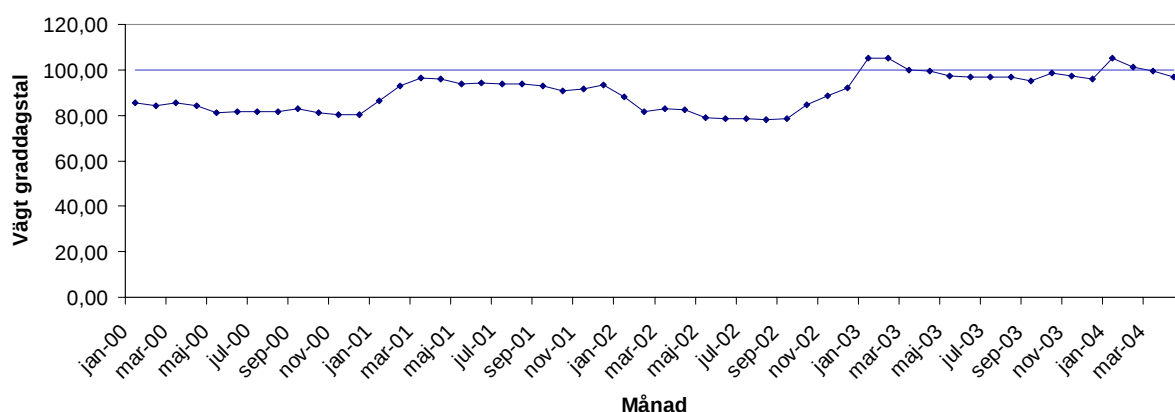
Den tidiga vårfloden år 2004 påbörjade fyllningen av magasinen och normala värden för perioden uppnåddes snart. Med en vikande tillrinning har dock fyllnadstakten minskat avsevärt (se vecka 28-31). Innan dess skedde det även ett fall i fyllnadstakten mellan veckorna 19-24, vilket ungefär motsvarar perioden maj-juni.



Figur 49 Tillrinning i GWh, 2000-2004

Källa: Svensk energi (Energimyndighetens bearbetning)

Vid jämförelse mellan dessa två år så har år 2004 en högre tillrinning (till och med vecka 19). Därefter fortsätter år 2003 att ha en högre tillrinning till och med vecka 27. Detta motsvarar ungefär perioden maj-juni. Detta kan skönjas även i Figur 48 där man ser att fler elcertifikat har utfärdats under maj-juli år 2003 jämfört med samma period år 2004. Föga förvånande innebär den ökade tillrinningen en ökad utfärdning av elcertifikat till vattenkraft.



Figur 50 Relativt graddagstal, 2000-2004, normalår=100

Källa: SMHI (Energimyndighetens bearbetning)

I Figur 50 ovan ses att det från år 2000 till slutet av år 2002 har varit varmare än normalt. Det framgår även att första kvartalet år 2003 var kallare än normalt. Efter det närmade sig temperaturen mer normala värden och fram till och med december 2003 var det något varmare än normalt. Från och med januari år 2004 blev det något kallare än normalt och detta höll i sig fram till mars samma år då mer normala temperaturer noterades. Sett i ett längre perspektiv har temperaturen i genomsnitt varit lägre under 2003 och 2004 än under tidigare år.

Med Figur 50 ovan som bakgrund samt Figur 48 hålls det för troligt att lägre temperaturer, framför allt kallare vintrar, innebär att biobränsleanvändningen ökar och därmed utfärdade elcertifikat inom biobränsle. Detta mönster blir ännu tydligare om man även studerar Figur 49 där det framkommer att elproduktionen inom kraftvärme ökar markant under perioder med lägre temperatur. Det bör även noteras att förändringar i biobränsleanvändning inte enbart bör tillskrivas variationer i temperatur utan även att introduktionen av torv i elcertifikatsystemet har inneburit en ökad biobränsleanvändning.

Beräkningsåret 2003 har med Figur 49 som bakgrund generellt sett varit torrare än åren 2000-2002. Även år 2004 har hittills haft en högre tillrinning än år 2003 även om de tre månader som kan jämföras i Figur 48 antyder att år 2003 varit våtare än år 2004 (eftersom fler elcertifikat för vattenkraft har utfärdats under de månaderna). I Figur 50 framkommer att år 2003 varit kallare än tidigare år. Utifrån denna information borde således biobränsleanvändningen varit högre år 2003 än under något år i perioden 2000-2002. År 2004 innehåller inte särdeles många temperaturobservationer (januari-april), vilket innebär att det blir svårt att uttala sig om år 2004 med avseende på temperatur.

7.8 Slutsatser och rekommendationer

- Den förnybara elproduktionen uppgår till 10 TWh under elcertifikatsystemets första år.
- Den 1 april 2004 tillkom torv och biogas som elcertifikat berättigade bränslen. Biogas har gett ett marginellt tillskott av förnybar elproduktion. Torv bidrog med 0,225 TWh elproduktion under månaderna april till juli 2004 vilket kan antas motsvara 0.7 TWh/år om andelen torv är konstant.
- Elförbrukningen i elintensiv tillverkningsprocess var för år 2003 37,8 TWh och 58 procent av förbrukningen inom elintensiv industri sker i 54 företag inom massa- och pappersindustri.

Månadsvis inlämning av bränsledeklaration

Vid sammanställning av statistiskt material från biobränsleanläggningar har det visat sig att det finns en eftersläpning i inlämnandet av bränsledeklarationer. Utfärdandet av en betydlig mängd elcertifikat fördröjs och påverkar marknaden på ett ofördelaktigt sätt. Det saknades bränsledeklarationer motsvarande 0,6 TWh elproduktion vilket motsvarar minst 3 procent av de elcertifikat som utfärdas under ett år. Detta givet ett antagande att cirka 50 procent av dessa 0,6 TWh utgörs av elcertifikatberättigade bränslen. Enligt Energimyndighetens föreskrifter och allmänna råd om elcertifikat är anläggningsinnehavaren skyldig att månadsvis i efterskott rapportera andelen producerad el som berättigar till elcertifikat. För marknadens bästa krävs att alla aktörer lämnar sin bränsledeklaration enligt gällande bestämmelser. Detta medför att aktörerna har korrekt information inför handel på marknaden och medverkar till att stabilisera elcertifikatsystemet.

För närvarande utfärdar Svenska Kraftnät elcertifikat med 12 månaders retroaktivitet men övergår från årsskiftet till 6 månaders retroaktivitet (datatekniska skäl). På detta sätt minskas möjligheten till eftersläpning en aning. Energimyndigheten planerar även en informationsinsats där myndigheten redogör för sin tillsyn och problemet med sent inkomna bränsledeklarationer. En lösning på problemet är att Svenska Kraftnät skärper tolkning av gällande regler vilket medför att de som lämnar sina bränsledeklarationer för sent går miste om elcertifikat.

Specificera statistik så det framkommer hur mycket biobränsle som utgörs av skogsbruk respektive skogsindustri.

Utformningen av bränsledeklarationen idag medför att det vid sammanställning av statistik inte går att särskilja rest- och biprodukter från skogsbruk och rest- och biprodukter från skogsindustri. Bränslena utgör en mycket stor andel av de biobränslen som nyttjas och därför skulle en ändrad utformning av bränsledeklaration ge en bättre möjlighet att följa upp de biobränslen som används. Anledningen till att detta vore önskvärt är kvaliteten på biobränslestatistiken är bristfällig och att en mer specificerad rapportering av biobränslen skulle öka förståelsen vid analyser av biobränslemarknaden. Vidare skulle kvaliteten vid

fortsatta uppdrag kring biobränsle och löpande rapporteringar (exempelvis prisblad för biobränsle) förbättras. För att erhålla bättre statistik bör Svenska Kraftnät överväga att ändra bränsledeklarationerna.

7.9 Referenser

SFS 2003:113. Lag (2003:113) om elcertifikat. Utfärdad 2003-04-03.
Näringsdepartementet.

SFS 2003:120. Förordning (2003:120) om elcertifikat. Utfärdad 2003-04-03.
Näringsdepartementet.

SMHI, Graddagar, 2000-2004.

Svensk energi, Kraftläget, 2000-2004.

Svenska kraftnäts kontoföringssystem, Cesar (databas).