

Kontrollstation 2017

Svensk Vindenergi är tacksamma för möjligheten att få lämna synpunkter på delredovisningen av Kontrollstation 2017. Sammantaget tror vi det är avgörande att ta dagens situation i beaktande när framtida metod och justeringar behandlas. Det fortsatta överskottet och dess effekt på prisnivåerna är en tydlig indikation på hur kritisk tidsaspekten är – rätt volymer är inte tillräckligt, utan de måste få genomslag snabbt.

Sammanfattning

- Det är mycket positivt med en Kontrollstation redan 2017 och föreslagna justeringsvolymerna verkar rimliga. Problemet är att med dagens överskott så är det svårt att avgöra justeringarnas effekt gällande att skapa balans i marknaden.
- I dagsläget har vi en kritisk situation med ett **fortsatt stort överskott** i väntan på att justeringarna ska få effekt. Uppskattningar av förluster inom vindkraftsbranschen sträcker sig mellan 5-8 miljarder kronor under perioden 2010-2015.
- Vid justering är inte bara justeringsvolymerna viktigt, utan även när de infaller i tid. Då väldigt lite spekulation görs på elcertifikatmarknaden är det viktigt att betona att effekten av justeringar först kommer till stånd när justeringarna de facto börjar gälla. Detta är relevant både för hanteringen av överskottet och för design av justeringsprocessen.

Dagens överskott:

- **En snabbare reduktion av överskottet** måste åstadkommas genom att se över tidsaspekten för justeringarna tillhörande Kontrollstation 2015. Vi förespråkade redan i KS2015 en hantering av den ingående reserven om 8,8 TWh innan 2020, senast i våras föreslog vi att det borde göras med tyngdpunkt på 2017. Detta måste hanteras nu, givet den politiska beslutsprocessen rimligen under 2018 och 2019.
 - Tidsaspekten innebär justeringarnas spridning över tid, inte deras totala volym. För varje dag med låga priser pressas producenterna som sponsrar elförbrukarna, en snabbare reduktion är kritiskt för en **fungerande prissättning**.
 - Sett till gårdagens investerare är en hantering av överskottet innan 2020 ett minimumkrav. Energiöverenskommelsens 18 TWh 2020-2030 innebär dessutom en ny risk för prispress och en ny omständighet för existerande producenter.
 - En snabb reduktion av överskottet och en fungerande prissättning innan 2020 är en förutsättning för förtroende tiden efter 2020.

Justeringsprocessen:

- **Förutsägbarhet behövs gällande total efterfrågan.** Systemet bygger på en viss efterfrågan, och att denna upprätthålls. Annars får vi nämligen exakt vad justeringsprinciperna ska undvika – en oönskad prispåverkan.
 - För att minska risken för obalanser anser vi det bästa alternativet vore att definiera i lag hur många TWh produktion som behöver annulleras årligen, detta kan vid årsslut omvandlas till en kvot baserat på faktisk elanvändning och appliceras retroaktivt.
 - Om kvoterna ska fortsätta fastställas i förhand är det kritiskt att utföra justeringen så ofta som möjligt för att minimera storleken. Analysen i rapporten visar att ju fler år som löper mellan justeringar, desto större blir dessa. För att undvika längre perioder med

obalans och följande prispåverkan är det dessutom viktigt att justeringarna inte sprids ut över en längre tid utan görs snabbt på ett års kvot.

- Vi ser mycket **positivt på en avpolitisering av processen kring tekniska justeringar** då det är angeläget att snabba upp processen samt att separera dessa beslut av teknisk karaktär från de som är av politisk karaktär. Det är nu av stor vikt att process och metod inskrivs i lagtext så att systemets funktionalitet kan säkerställas oberoende av regering.

Överutbyggnad och stoppregel

- Vi ser även positivt på att man utreder risker kring överutbyggnad i systemet, även om dessa förändras givet energiöverenskommelsen. Det finns dock fortfarande olika risker för överutbyggnad i systemet beroende på hur systemet designas kring det nya målet och det finns ett behov av en stoppregel till 2030. Både **en övergångslösning och en stoppregel måste utredas snarast** för att ge marknaden tydliga spelregler.
 - Risker för överutbyggnad drivs på av att norska anläggningar kan bli godkända till 31 december 2021 och givet att det inte finns något stöd efter kommer det troligtvis finnas stor press på att komma in i systemet. Denna utbyggnad kommer byggas på svenska kvoter och med svensk finansiering om man inte gör något åt upplägget.
- Angående utredning av stoppregel i sig saknar vi en utredning av hur en **målrelaterad stoppregel** skulle kunna säkerställa både måluppfyllnad och marknadsfunktionalitet. En tidsbegränsad stoppregel har svårt att säkerställa mängden produktion som släpps in. Detta kommer behövas till 2030-målet.

Marknadsfunktion

- Som tidigare påpekat anser vi att en gemensam databas för existerande såväl som planerade projekt skulle **öka transparensen** för marknadens aktörer. Denna kan även inkludera uppdateringar av produktion för en bättre bild av utbud och måluppfyllnad.
- Dagens årliga annullering straffar producenterna. Med **tätare annulleringar** skulle rörelsekapitalbehovet minska och så också kostnaderna, samt att det skulle sprida riskerna mellan köp och säljparter.

1. Inledning

1.1 Om uppdraget

Uppdraget innebär att Energimyndigheten ska föreslå justeringar för att Sverige ska kunna uppfylla sitt åtagande enligt avtalet med Norge. Detta åtagande innebär en annullering om certifikat motsvarande 228 TWh inom det gemensamma systemet, samt certifikat kopplat till anläggningar inom övergångsordningen och den ingående reserven.

Tanken var att finansieringen av ny produktion skulle öka linjärt, en utveckling som inte riktigt sker när det sker förändring i efterfrågan – som i fallet med prognosdifferenser. Tidpunkten för efterfrågan är dock kritisk när det gäller balans i marknaden och prisbildning, och på grund av bland annat prognosdifferenser har vi nu sett en förskjutning i efterfrågan.

2 Justering av kvotpliktskurvan

2.2 Justeringsprinciper

Den föreslagna metoden där justeringarna sprids över fyra år är förståelig från stabiliserande perspektiv, det vill säga att det inte ska ske för stora förändringar i kvoterna för ett år och att inte skapa en ryckighet i systemet. Det innebär dock att det tar längre tid att rätta till en prognosdifferens och följande obalans.

Principerna används för att justera kvoterna på ett förutsägbart sätt och för att undvika en oönskad påverkan på prisutvecklingen. Förutsägbarhet är viktigt för alla aktörer, men det handlar inte bara om kvoter. För individuella aktörer på efterfrågesidan är förutsägbarhet gällande kvoterna givetvis viktigt, men det kan hanteras av information i de rapporter som Energimyndigheten släpper om förväntade justeringsbehov. Med hjälp av denna information kan man som köpande aktör förstå vad effekten blir på kvoterna. Förutsägbarhet behövs också gällande total efterfrågan. Systemet bygger på en viss efterfrågan, och att denna upprätthålls. Annars får vi nämligen exakt vad justeringsprinciperna ska undvika – en oönskad prispåverkan.

Vid genomläsning av rapporten verkar det som att begreppet oönskad prispåverkan syftar på volatilitet i priserna och ryckiga förändringar. Vi vill dock även läsa in en priseffekt som kommer av överskott som i dagsläget eller möjliga framtida underskott på grund av prognosdifferenser – dessa är minst lika oönskade.

Det är i ljuset av detta som vi tycker det är problematiskt att dagens överskott inte tas upp. Det må vara färdighanterat från ett volymperspektiv i förra Kontrollstationen, men inte från ett tidsperspektiv. Och det är i ljuset av detta som även de gamla justeringarna behöver analyseras inklusive när de förväntas få en effekt på överskottet. Vid en sådan analys är det tydligt att de ligger utspridda över för lång tid och att de således måste omfördelas.

Det är ett problem i sig att justeringarna för prognosdifferenser är utspridda fram till 2019. Det är ännu ett problem att den ingående reserven inte hanteras förrän efter 2020. Så länge som justeringarna inte får en snabb effekt fortsätter systemet att straffa producenterna och investerarna. Genom överskottet sponsrar de förbrukarna som fortsätter att betala en artificiellt låg kostnad. Denna värde-överföring är inte försvarbar.

Vi ser därför att båda dessa justeringar måste omvärderas och omfördelas för att återställa funktionen i systemet.

2.3 Kvotpliktig elanvändning

Den faktiska kvotpliktiga elanvändningen har varit lägre under 2014-2015 än förväntat, precis som åren innan dess. Vi ser det därför positivt att man nu ser över prognoserna igen och gör en nedjustering. Givet utvecklingen vi har sett och dess effekt med ett ökande överskott är vi oroliga att denna trend kan komma att fortsätta.

2.5 Förslag på justering av kvotpliktskurva

I dagsläget har vi en kritisk situation med ett fortsatt stort överskott i väntan på att justeringarna ska få effekt. Som lyfts i detta svar är inte bara justeringsvolymen viktig, utan även när de infaller i tid. Då väldigt lite spekulation görs på elcertifikatmarknaden är det viktigt att betona att effekten av justeringar först kommer till stånd när justeringarna de facto börjar gälla. En snabbare reduktion av överskottet måste därför komma till stånd genom att se över tidsaspekten för justeringarna tillhörande Kontrollstation 2015.

Vi tog upp en vikten av en snabb hantering av överskottet i KS2015, och förespråkade i våras en hantering av den ingående reserven på 8,8 TWh med tyngdpunkt på 2017 - förslagsvis genom en höjning av kvoterna höjas med motsvarande 4,4 TWh 2017, och därefter med 2,2 TWh för 2018 respektive 2019. Tiden är knapp och vi ser nu att detta troligtvis inte kommer att ske givet den politiska beslutsprocessen, det minsta man kan begära då är att den hanteras så fort som möjligt - rimligen under 2018 och 2019 i stället.

Vi vill förtydliga att tidsaspekten innebär justeringarnas spridning över tid, inte deras totala volym. För varje dag med låga priser fortsätter förlusterna att öka, en snabbare reduktion är kritiskt för en fungerande prissättning.

En hantering av överskottet innan 2020 är fortfarande ett försiktigt krav. Sett till den ingående reserven talar vi om volymer som härrör från tiden innan samgåendet med Norge och således fått spöka i många år. Sett till gårdagens investerare är en hantering av allt överskott innan 2020 ett minimumkrav, särskilt som energiöverenskommelsens 18 TWh i systemet mellan 2020-2030 innebär en ny risk för prispress och denna omständighet ej var känd för dem vid investeringstillfället.

3 Kvotpliktskurvan i elcertifikatsystemet

Vi ser det som mycket positivt att man ser över möjligheten att förenkla processen för tekniska justeringar då det är kritiskt att denna är så snabb som möjligt. Vi skulle dock gärna se att justeringarna skulle göras ännu oftare än föreslaget om de ska fortsätta bestämmas i förhand, nämligen årligen, och att de ska spridas ut över en kortare period för att undvika ackumulerade effekter.

Det fortsatta överskottet och dess effekt på prisnivåerna är en tydlig indikation på hur kritisk tidsaspekten är – det räcker inte att volymerna på korrigeringsarna är rätt, utan de måste få genomslag snabbt. Varje dag med fortsatt överskott och följande låga priser innebär ytterligare förluster. Vindkraften har producerat 15 TWh de senaste 12 månaderna, för varje 10 kr som certifikaten tappat i pris betyder det 150 miljoner kronor i förluster för de som investerat. Uppskattningar av förluster inom branschen sträcker sig mellan 5-8 miljarder kronor under perioden 2010-2015.

3.3. Olika metoder för teknisk justering

3.3.1 – 3.3.3 Fastställa på förhand eller i efterhand?

Att fastställa på förhand är bättre och tydligare för aktörer som ska köpa elcertifikat. Däremot är efterhand bättre och säkrare för aktörer som ska sälja, då det säkerställer att efterfrågan är förutsägbar. Det bästa alternativet vore att definiera i lag hur många TWh produktion som behöver annulleras årligen för att nå utbyggnads målet, detta kan sedan vid årsslut omvandlas till en kvot baserat på faktisk elanvändning och appliceras retroaktivt.

Att sätta kvoter på förhand motiveras med att det är mer kostnadseffektivt genom att förbrukningssidan inte behöver betala för en ökad risk. Ska man fortsätta med förhandsbestämda kvoter är det befogat att justera varje år så att inte heller producenterna ska behöva ta en ökad risk. Rapporten skriver att producenter behöver hantera svängningar i efterfrågan som följer av variationer i yttre förutsättningar. Vi tycker att man

borde göra vad man kan för att minimera dessa svängningar. Det är nämligen utbudssidan som har fått bekosta de obalanser som kommit av prognosdifferenser hitintills.

Vi anser att det bästa alternativet vore att definiera i lag hur många TWh som behöver annulleras årligen och vid årsslut omvandla detta till en kvot. Ska man fortsätta med förhandsbestämda kvoter är det befogat att justera varje år så att inte heller producenterna ska behöva ta en ökad risk.

3.3.4 Hur ofta ska justeringar ske när de fastställs på förhand?

Det är mycket bra att med en analys kring storlek på justeringar kopplat till hur ofta justeringarna görs. Inte oväntat visar denna att ju längre man väntar desto större blir justeringen. Givet detta anser vi det tydligt att man bör göra justeringen så ofta som möjligt, för att minimera storleken på justeringen.

Sett till förslaget att utföra kvotjusteringar vartannat år är detta ett steg i rätt riktning, men givet den utveckling vi har sett med fortsatt överskott ser vi ett behov av en årlig justering. Vi förespråkade vid förra Kontrollstationen justeringar vartannat år, men har sedan dess gått ett steg längre och vill nu se årliga justeringar. Lärdomar måste dras av den förra kontrollstationen och hur lång tid det tar för justeringar att få effekt. Tidsaspekten är nämligen väldigt viktig, dagens överskott kostar detta producenterna varje dag. Detta kommer inte kompenseras i efterhand när överskottet minskar, utan detta blir förlorade år och förlorade intäkter.

Att dra ut på justeringar för att få mjukare övergångar motiveras med att efterfrågesidan inte ska drabbas av osäkerhet kring vilka volymer man behöver köpa. Det är förståeligt till viss del, men som nämns i 2.2 är volymförändringar hanterliga sett till att Energimyndigheten släpper information kvartalsvis kring förändring i kvotpliktig elanvändning och medföljande justeringsbehov, samt att elcertifikaten går att spara över tid.

Vad som däremot inte påverkas av denna kvartalsvisa information är faktisk efterfrågan sett till köp och prisbildning. Då väldigt lite spekulation görs på elcertifikatmarknaden är det viktigt att betona att effekten av önskvärda förändringar först kommer till stånd när justeringarna de facto genomförs. Det vill säga, alternativet att Energimyndigheten årligen kommunicerar vilka åtgärder man avser att genomföra, men att justeringarna görs med glesare intervall, är inte tillräckligt.

I dagsläget har vi en kritisk situation med ett gigantiskt överskott i väntan på att justeringarna ska få effekt. I förslaget med framtida metod måste man därför ta historien och dagens situation i beaktande, och minimera framtida obalanser - alla prognosdifferenser som leder till ett ökat överskott är nämligen katastrofala för de som har investerat. Det är därför viktigt att få in justeringar så snabbt som möjligt, utspritt över så kort tid som möjligt för att säkerställa att obalanser med följande priset inte får föreligga under en längre tid.

Vi förespråkar således årliga justeringar.

3.3.5 Hur ska avvikelserna fördelas?

Som påtalas under 2.2 anser vi fyra år vara väl tilltaget för att sprida ut kvotjusteringar, särskilt som de väntas bli mindre med förslaget om justering vartannat år. Vi tycker det är oerhört viktigt att säkerställa att obalanser inte systematiskt byggs upp över tid. När efterfrågan baseras på prognoser kommer det alltid finnas differenser, det kritiska är hur dessa hanteras. Kortare perioder med obalans går alltså inte att undvika, men vi kan undvika längre. För att undvika längre perioder med obalans är det kritiskt att justeringarna inte sprids ut över en längre tid utan görs relativt snabbt.

Som nämns i 3.3.4 så kostar överskottet producenterna varje dag, därför är tidsaspekten ytterst kritisk, man kan inte bara se till totala volymer över tid utan måste se till när de infaller i tid. Svensk Vindenergi har tidigare i ett brev till Energimyndigheten visat att risken för elcertifikatbrist och följaktligen höga elcertifikatpriser vid kraftiga justeringar av kvotkurvan är minimal eftersom justeringarna snabbt kan mötas av en ökad utbyggnad.

Vi förordar därför att justeringarna görs snabbt och tas på ett år.

3.4 Flytta kvotpliktskurvan från lagen till förordningen

Det är mycket bra att man lyfter tydligheten som kommer av att flytta kvotkurvan från lag till förordning. Det är viktigt att skilja på tekniska justeringar, som handlar om att säkerställa systemets funktionalitet och att vi når de politiskt satta målen, från andra ändringar av kvotkurvan som ambitionshöjningar. Vi vill egentligen se att dessa justeringar hanteras av Energimyndigheten, för att utesluta politisk risk och göra processen så snabb som möjligt.

En förflyttning från lag till förordning med lagfasta principer för tekniska justeringar är dock ett stort steg i rätt riktning. Det är nu av stor vikt att process och metod inskrivs i lagtext så att vi kan säkerställa att systemets funktionalitet, det finns nämligen annars en viss politisk risk kvar även med regeringsbeslut om det inte finns tydliga principer att följa i lagen kring justeringarna.

4 Tidpunkt för godkännande av anläggning

Det är positivt på att man utreder risker kring överutbyggnad i systemet, även om dessa förändras givet energiöverenskommelsen. Det finns dock fortfarande olika risker för överutbyggnad i systemet beroende på hur man designar systemet kring det nya målet och det finns behov av en stoppregel till 2030.

Det är olyckligt att uppdraget fokuserar på tidpunkt och överutbyggnad endast efter 2020, särskilt givet hur det ser ut i dagsläget på marknaden med begränsat utrymme kvar i systemet. Detta uppskattades till exempel till 4 TWh av Energimyndigheten enligt presentation på seminariet för Kontrollstationen. Det finns alltså en stor risk att systemet drabbas av överutbyggnad innan 2020 vilket ej behandlas i rapporten.

Det finns också en problematik kring skiftet 2020, då Norge norska anläggningar har rätt att komma in i systemet fram till sista december 2021 och således kommer byggas på svensk finansiering och Sveriges 2030-mål. Givet att det inte finns något stöd för nya förnybara anläggningar efter 2021 i Norge är risken stor att många anläggningar kommer stressas in i systemet vilket medför en överutbyggnad.

En stoppregel till 2030 måste utredas och beslutas om snarast för att ge marknaden tydliga spelregler - möjlighet att planera och riskbedöma marknaden. Om för mycket produktionsvolym släpps in i elcertifikatsystemet kommer priset att gå mot noll - detta eftersom de årliga utfärdandena då kommer att överstiga de årliga annulleringarna och den överskjutande produktionen bidrar till ett ständigt ökande överskott av elcertifikat. En stoppregel bör dock inte vara tidsrelaterad, utan kopplad till måluppfyllnaden. Ett stopp skall inträffa när målsättningen är uppnådd, oavsett om det sker före eller efter 2030.

4.2.3 Prissättning på elcertifikatsmarknaden

Det är bra att man lyfter hur prissättning är tänkt att gå till i systemet, i alla fall teoretiskt, samt vilken effekt kostnadsreduktion av ny vindkraft har, genom teknikutveckling och andra faktorer. Det är dock svårt att utvärdera hur prissättningen fungerar i dagsläget på grund av det stora överskottet. Det saknas en analys av hur överskottet påverkar priset, vid närmre analys är det tydligt att det finns en negativ korrelation mellan storlek på överskottet och pris på elcertifikat.

4.2.4 Investeringar efter att målet har uppnåtts

Det är olyckligt att se på dagens reserv som en flexibilitet, den medför grava problem i systemet och gör det svårt både för nya och gamla investeringar.

Det är sant att det är svårt att förutsäga exakt prispåverkan vid olika mängd överproduktion, däremot är det viktigt att ta in den ackumulerade effekten. Om för mycket kapacitet släpps in i systemet innebär detta inte bara ett överskott första året efter måluppfyllelse, utan även alla år därefter. Detta ger ett växande överskott, som kommer att ha större och större prispåverkan. Om detta sker innan 2020, innebär det dessutom att vi bygger upp ett nytt överskott innan vi har hunnit göra oss av med det gamla. Sett till detta finns det en risk att priserna kommer röra sig ytterligare neråt. Övergången mellan nuvarande tidsperiod fram t.o.m. 2020 och perioden 2021 -2030 (med 18 TWh i nytt utrymme), måste tydliggöras och konkretiseras på ett sådant sätt att marknadens aktörer kan ha kvar förtroendet för elcertifikaten som stödsystem. Som situationen ser ut nu, råder stor osäkerhet.

4.3 Analys – lönsamhet och incitament för investeringar i Sverige perioden 2020-2030

Det är en omfattande analys kring förutsättningarna för utbyggnad av vindkraft - både kostnader för vindkraft samt lönsamhet med och utan elcertifikat. Detta är i linje med andra studier och vad vi har sett tidigare, kostnadsrapporten för vindkraft har vi kommenterat separat när den släpptes.

Det är bra att rapporten tar upp skillnader i elpris för olika kraftslag, genom profilkostnaden, och för olika elområden, genom den geografiska placeringen. Här spelar nätutbyggnaden en stor roll genom sin påverkan på elpriset, och risken för inbyggd kraft måste hanteras för en effektiv utbyggnad. Även kostnadssidan påverkas av näten, dels genom de höjda tarifferna och dels genom den geografiska differentieringen som straffar produktionsanläggningar längre norrut – samtidigt som den stora potentialen för förnybar elproduktion i Sverige finns norr om snitt 2. En tydlig risk för måluppfyllnad som bör lyftas är således en försämrad lönsamhet på grund av höjd inmatningstariff i kombination av lägre elpris till följd av inlåst kraft.

Rapporten kommer fram till att det inte är troligt att vindkraft byggs ut de närmsta åren efter 2020 utan stöd. Vi håller med om detta, och tror därför att det finns en stress på marknaden att få med projekt in i dagens elcertifikatsystem och säkra en ytterligare intäkt. Det kan tyckas ologiskt att aktörer själva skulle bidra till en överutbyggnad, men det finns inte full information kring vilka projekt som kommer in och när. Som rapporten tar upp så kan flera aktörer bidra med projekt som i sig har en marginell effekt, men som sammantaget får en betydande effekt.

I ljuset av energiöverenskommelsen skulle det vara relevant att inkludera en analys även av havsbaserad vindkraft, vi förstår dock att det inte fanns tid för detta i denna version.

4.5 Slutsatser och förslag

Det finns dock fortfarande risk för överutbyggnad i systemet, dess storlek beror på hur man designar systemet kring det nya målet, och det finns behov av en stoppregel till 2030. Denna måste utredas och beslutas om redan nu för att ge marknaden tydliga spelregler - möjlighet att planera och riskbedöma marknaden.

I ett fortsatt elcertifikatsystem enligt nuvarande modell måste också övervägas hur nytillkommande produktion ska tilldelas certifikat givet att kostnaden per kWh kan antas vara lägre än under perioden fram t.o.m. 2020. Utestående frågor med Norge, såsom risken att de ger ut för många certifikat, måste också hanteras.

5 Marknadsförbättrande åtgärder

Det är uppskattat med en ökad mängd information till marknaden, kring faktorer som styr såväl utbudet som efterfrågan av elcertifikat, samt att den kommer ofta. Som tidigare påpekat anser vi att en gemensam databas hade varit bra för transparensen.

Generellt sett så har utbyggnaden varit mer eller mindre enligt plan. Historiskt har det dock i perioder byggts mer förnybart än vad man förväntat sig. Detta kan till viss del ha berott på att det saknats information om planerad och påbörjad utbyggnad vilket medfört att investerare tagit beslut om utbyggnad på felaktiga grunder. Bristen på transparens kan också leda till motsatt effekt, att det byggs för lite. Bristande transparens kan därför hindra en välfungerande marknad.

Branschen välkomnar de åtgärder som Energimyndigheten hittills har gjort för transparensen såsom den nya projektdatabasen på hemsidan. Det som fortfarande saknas är en gemensam svensk-norsk databas över samtliga elcertifikatberättigade produktionsslag och att producenter blir skyldiga att rapportera in tagna kritiska beslut för att kunna erhålla elcertifikat – till exempel bindande turbinavtal i vindkraftsprojekt. Ett sätt skulle kunna vara att utöka vindbrukskollen till "förnybarhetskollen". Produktionsdata skulle även kunna uppdateras över tid för att ge marknadens aktörer en bra bild av utbud och måluppfyllnad.

5.4.2 Handel och överföring av certifikat

I nuvarande system genomförs en annullering per år i mars månad. De som investerat i kraftproduktion har ett behov av att säkra sina framtida intäkter. Det innebär att producenten bygger upp ett lager av elcertifikat som de får finansiera genom rörelsekrediter. Detta ökar i förlängningen kostnaden för upplåning samt risken för både ägare och bank helt i onödan. Med tätare annulleringar skulle rörelsekapitalbehovet minska och så också kostnaderna.

Stockholm 2016-09-01



Charlotte Unger
VD Svensk Vindenergi



Alexandra Lindfors
Handläggare, Svensk Vindenergi