

Tema: Vindkraftens teknik- och kostnadsutveckling i Sverige

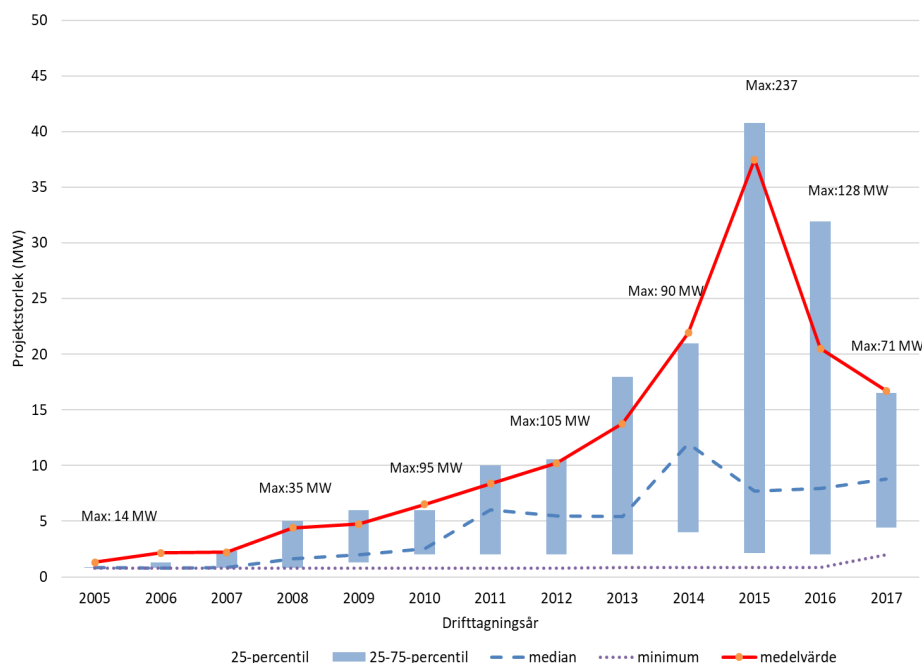
Utvecklingen av vindkraften har gått snabbt de senaste decennierna både på teknik- och kostnadssidan. Energimyndigheten har länge bevakat vindkraftens utveckling och ger här en bild av några av de viktigaste faktorerna.

Teknikutveckling

Allt sedan 1980-talet har det skett en snabb teknikutveckling inom vindkraftsområdet. Den tydligaste trenden har varit att vindkraftsturbinerna har blivit större i alla avseenden, såväl vad gäller installerad effekt, rotordiameter och navhöjd. Tack vare den ökade storleken har turbinerna även blivit effektivare. Dessutom har styrning och mätning av prestanda förbättrats vilket minskat lasterna på turbinerna.

Det byggs allt större vindkraftsparker

Idag ligger den genomsnittliga årliga storleken för nya vindkraftsparker på omkring 20 MW. Det kan låta litet, men kan förklaras med att det fortfarande varje år uppförs ett antal enstaka vindkraftverk som drar ner medelvärdet för parkstorleken. De senaste åren har det blivit allt vanligare med vindkraftsparker som är betydligt större än 20 MW och flera av de senaste investeringsbesluten som fattats under 2017 och 2018 har gällt parker med en installerad effekt i storleksordningen 170 till 700 MW.



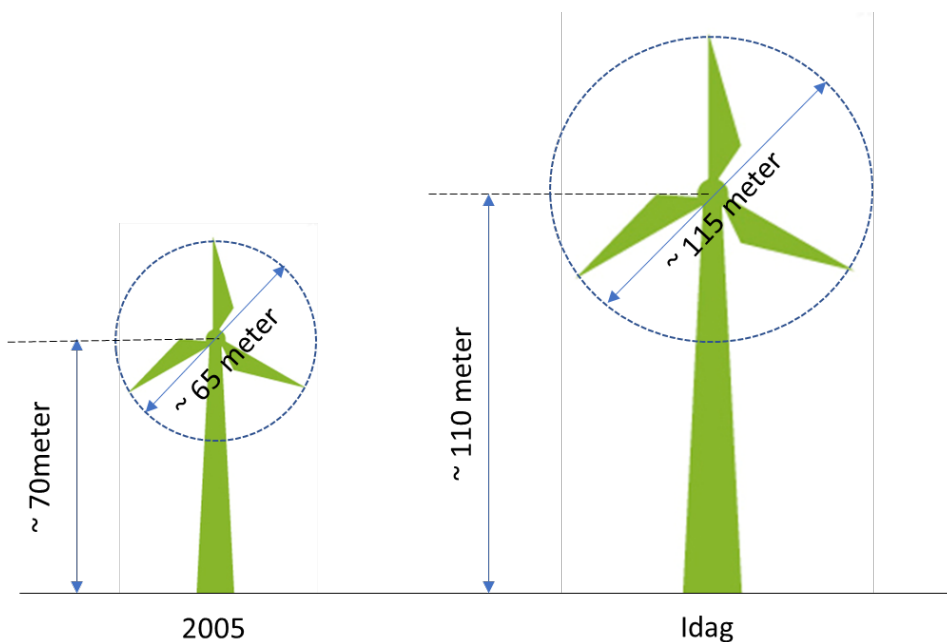
Figur 1 Utveckling av storleken på vindkraftsprojekt som tagits i drift under perioden 2005–2017, uttryckt i megawatt installerad effekt. Källa: Eicertifikatregistret

Också turbinerna blir större

Parallellt med utvecklingen mot allt större projekt har storleken på vindkraftsturbinerna stegvis ökat. Kring 2005 var en 0,8 MW turbin en vanlig turbinstorlek, vilket kan jämföras med att medelturbinen idag är cirka 3 MW.

Även storleken på turbinernas rotor och navhöjden har ökat kraftigt sedan 2005. Högre torn leder till högre vindhastigheter och lägre turbulens vid navhöjden och ger dessutom möjlighet att installera större rotor. Större rotor fångar mer vind och levererar högre effekt till generatorm. Ökade turbinstorlekar innebär samtidigt ökad materialåtgång, men hittills har produktionsökningen varit större än ökningen i materialåtgång. Dessutom har styrning och mätning av prestanda förbättrats under perioden, vilket minskat lasterna på turbinerna.

Sett i ett internationellt perspektiv har vindkraftsprojekt i Sverige förhållandevis höga navhöjder, betydligt högre än i exempelvis Danmark, USA och Norge. Det kan förklaras med att många svenska projekt byggs i skogslandskapet, vilket gör det viktigt att komma upp i höjd för att minska turbulensen och för att fånga högre medelvindar.



Figur 2 Utveckling av rotorstorlekar och navhöjder, medelvärde 2005 och 2017.

Källa: Elcertifikatregistret och Vindbrukskollen 2018.

Några viktiga begrepp

Svepta area och specifik effekt

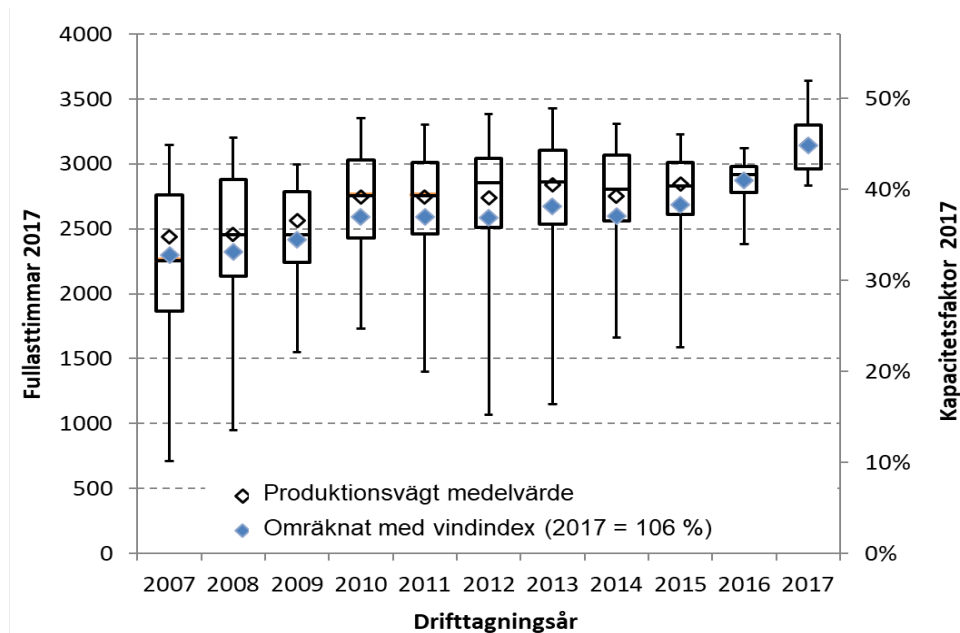
Den svepta arean motsvarar den cirkel som bildas av rotorbladen när bladen roterar i luften. Den kraftiga ökningen av rotorstorlekarna har lett till att turbinernas svepta area har ökat i större utsträckning än turbinernas installerade effekt. Det innebär att den så kallade specifika effekten har minskat. Minskningen leder till att det finns mer svept area tillgänglig (som fångar mer vind) för varje Watt installerad effekt. Det innebär i sin tur att turbinens produktion kommer att ligga nära turbinens maximala effekt oftare.

Kapacitetsfaktor och fullasttimmar

Utnyttjandegraden är ett viktigt mått på vindturbinernas effektivitet. Utnyttjandegraden uttrycks antingen som kapacitetsfaktor eller som antal fullasttimmar per år. Kapacitetsfaktorn beräknas genom att jämföra turbinens verkliga produktion med den maximala produktionen och uttrycks i procent. Fullasttimmar uttrycker samma sak, men anges i antal timmar under året i stället för i procent.

Fler fullasttimmar i nya turbiner

Tack vare utvecklingen mot allt större turbiner med stora rotorerna med lägre specifik effekt och högre navhöjder har kapacitetsfaktorn ökat i Sverige. År 2007 var den genomsnittliga kapacitetsfaktorn 26 procent, vilket motsvarar 2300 fullasttimmar och 2017 hade den ökat till 35,9 procent, eller 3144 fullasttimmar.



Figur 3 Utvecklingen av fullasttimmar och kapacitetsfaktorer för vindkraftsparker som tagits i drift under perioden 2007–2016.

Källa: Elcertifikatregistret, Anm: För åren 2016 och 2017 redovisas beräknad normalårsproduktion hämtad från ansökningar om elcertifikat. Data för åren 2007–2015 är baserade på produktionsdata.

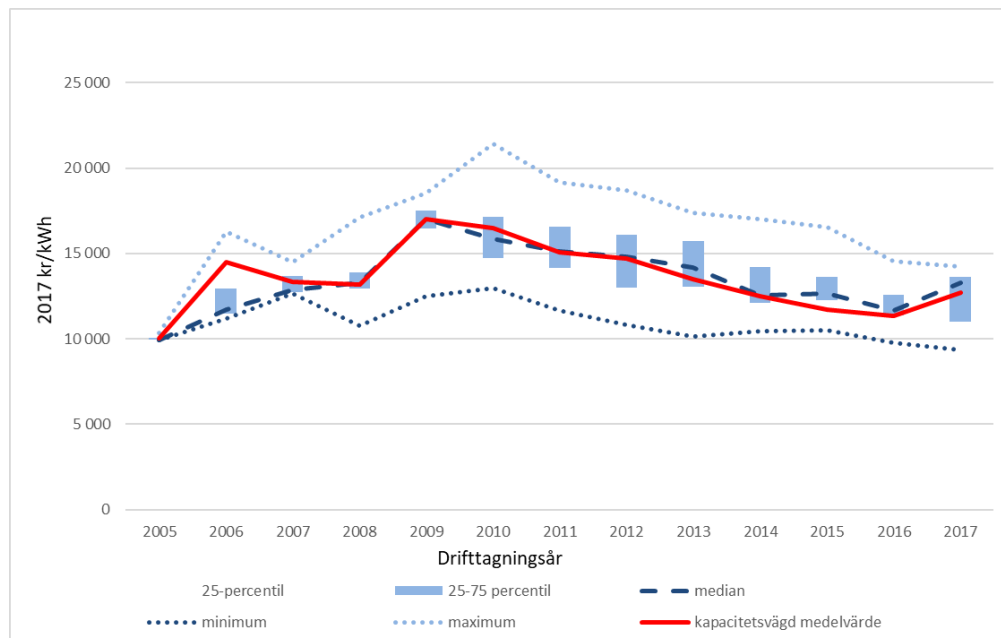
Kostnadsutveckling

Kopplat till teknikutvecklingen har också produktionskostnaderna för vindkraft har sjunkit, vilket i sin tur lett till att vindkraftens konkurrenskraft har stärkts kraftigt gentemot de flesta konventionella kraftslag och att vindkraft idag är ett av de billigaste kraftproduktionslagen i Sverige.

Investeringskostnaderna har sjunkit med 25 procent

Energimyndigheten har låtit ta fram investeringskostnader och drifts- och underhållskostnader för svenska vindkraftsprojekt genom att 250 vindkraftsparkers årsredovisningar har analyserades. Typiska investeringskostnader 2005 låg runt 10 000 kr/kW, (SEK 2017, reala kostnader). I takt med att utbyggnaden kom igång ökade spridningen av kostnader mellan olika projekt och dessutom steg den genomsnittliga investeringskostnaden till cirka 17 000 kr/kW till 2009. Därefter vände investeringskostnaderna nedåt och har under perioden 2009–2017 sjunkit med 25 procent. Denna kostnadstrend stämmer väl överens med den internationella kostnadsutvecklingen för vindkraft. Mellan åren 2016 och 2017 vände dock investeringskostnaderna uppåt igen, vilken tros bero på att det byggdes förhållandevis små parker det året. 2017 var den genomsnittliga effektivvägda medelkostnaden 12 700 kr/kW.

Sett i ett internationellt perspektiv är investeringskostnaderna för vindkraft i Sverige relativt låga. Det kan förklaras med att både projektutvecklare och turbintillverkare har tvingats anpassa kostnaderna för nya projekt i Sverige efter de låga intäktsnivåerna från el och elcertifikat på den nordiska elmarknaden under de senaste åren.



Figur 4 - Investeringskostnader för vindkraftsprojekt som tagits i drift perioden 2005–2017, SEK 2016 per kW. Omräknade till SEK 2017 med Världsbankens BNP-omräkningsfaktor.

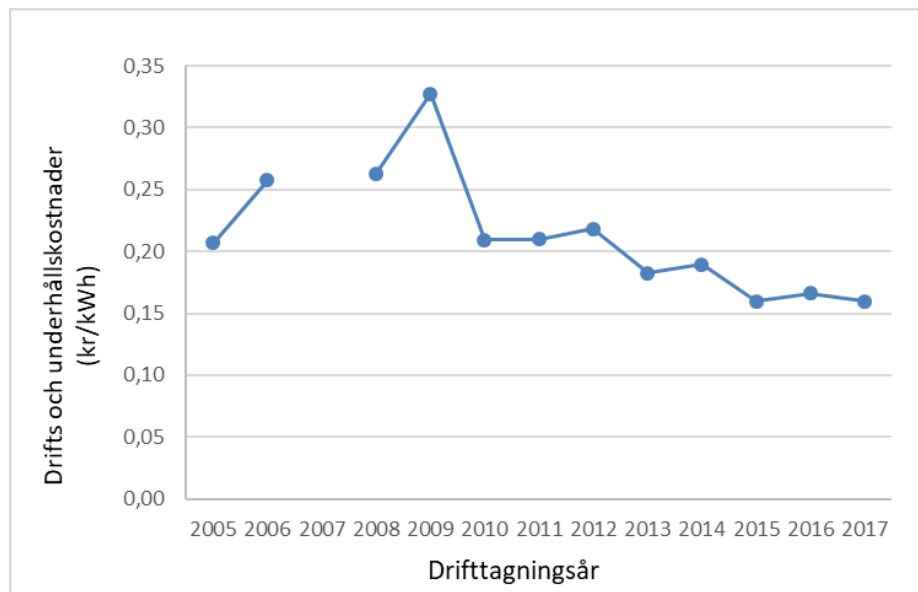
Källa: Sweco 2017 och 2018, Kostnader för vindkraft i Sverige 2003–2017.

Investeringskostnaderna består av turbinkostnader, infrastrukturkostnader och övriga kostnader. Turbinkostnaderna står för den största delen av investeringskostnaden, knappt 80 procent. Kostnader för infrastruktur inkluderar kostnader för vägar och elanslutning samt fundament och står för merparten av de resterande 20 procenten. I övriga kostnader ingår projektutvecklingskostnader, finansieringskostnader med mera. Fördelningen av investeringskostnaderna på de olika kostnadsposterna har varit relativt oförändrade mellan 2008 - 2017.

Även drifts- och underhållskostnader har sjunkit

Såväl i Sverige som internationellt är tillgången till data om vindkraftens drifts- och underhållskostnader mycket begränsad. De drifts- och underhållskostnader som redovisas här är hämtade från ovan nämnda studie där vindkraftsparkers årsredovisningar har studerats. I drifts- och underhållskostnader som redovisas här innefattas arrende, underhåll och service, försäkringar, anslutningsavgift och fastighetsskatt.

Drifts- och underhållskostnaderna har varierat kraftigt mellan åren. En trolig förklaring är att underlaget som kostnadsuppgifterna baseras på är begränsat, vilket innebär att avvikande värden får ett stort genomslag på genomsnittskostnaden. Den övergripande trenden som kan utläsas är att drifts- och underhållskostnaderna ökade fram till 2009, för att därefter sjunka. Mellan 2008 och 2017 minskade kostnaderna med omkring 40 procent.



Figur 5 Drifts- och underhållskostnadernas utveckling under perioden 2005–2017, 2017 SEK/kWh (reala kostnader).

Källa: Sweco 2017, Kostnader för vindkraft i Sverige 2003–2016 och Sweco 2018. Anm: Kostnadsdata för 2007 saknas. Samtliga kostnadsdata har justerats pga justerad beräkningsmetodik.

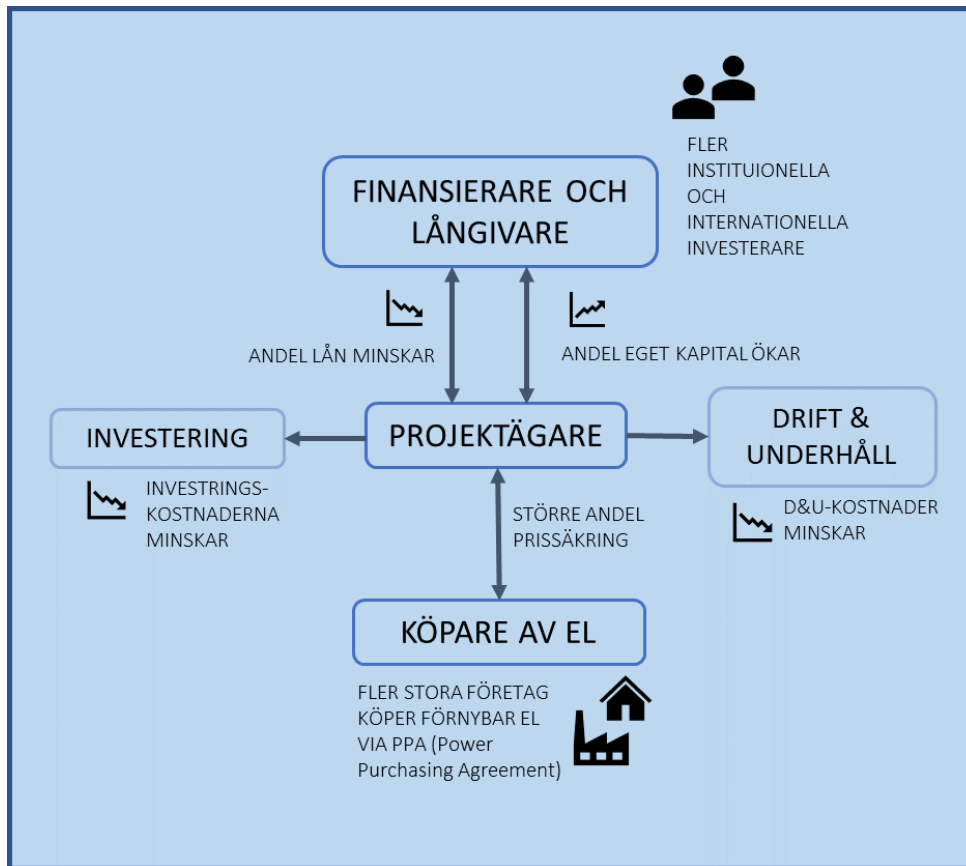
Finansieringen av vindkraftsprojekt har förändrats

Eftersom vindkraft är ett kapitalintensivt kraftslag, med förhållandevis stora investeringskostnader men låga driftskostnader, är finansieringskostnaderna en viktig kostnadspost för vindkraftsprojekt.

Det har skett stora förändringar när det gäller finansiering av svenska vindkraftsprojekt sedan 2005. Under den första utbyggnadsperioden från 2005 och framåt stod lokala och regionala energibolag för en stor del av investeringarna i svenska vindkraftsprojekt. Dessa aktörer har vanligen relativt höga avkastningskrav på sitt kapital. Från och med 2010 började nya aktörer komma in på marknaden, däribland försäkringsbolag och pensionsfonder, merparten av dessa var utländska aktörer. Dessa investerare söker i regel långsiktiga investeringar med låg risk och har ofta lägre avkastningskrav än traditionella energibolag.

Även finansieringsstrukturen har förändrats. 2008 var projektfinansiering med 75 procent lån och 25 procent eget kapital en vanlig modell. Därefter har låneandelen sjunkit för att idag ligga på som högst cirka 50 procent. En annan viktig förändring under perioden är att kostnaderna för lån har minskat tack vare lägre låneräntor.

Ytterligare en viktig förändring är trenden mot ökad prissäkring av vindkraftsprojekt. Med prissäkring menas att priset för den producerade elen säkras på förhand genom olika prissäkringsprodukter vilket leder till att marknadsrisken i projektet minskas. Orsaken till ökningen av prissäkring är osäkerheten kring utvecklingen av både elpris och elcertifikatpriser som gjort att både långivare och investerare har ändrat sin inställning. I början av 2000-talet var det möjligt att finansiera ett vindkraftsprojekt helt utan prissäkring. Efter finanskrisen började banker ställa krav på viss prissäkring av intäkter och kända utgifter, särskilt för stora projekt. Då var det vanligt med 3–5 års-kontrakt för elen och ett år för elcertifikaten. Idag ställer både banker och investerare krav på 10–15 årskontrakt i form av så kallade Power Purchasing Agreements, PPA, där priset för varje kilowattimme el för både el och certifikat är bestämt. Detta är ett sätt att hantera osäkerheterna kring intäkterna från försäljningen av vindkraftselen. Idag är normalt mellan 70 och 80 procent av intäkterna från en vindkraftspark prissäkrade. Omfattningen av prissäkringen påverkar avkastningskrav på investeringen. Är en stor del av kassaflödena prissäkrade minskar risken och då blir avkastningskraven lägre än vid en låg andel prissäkrade intäkter och utgifter.



Figur 6 Schematisk bild över vindkraftsinvesteringen och trender.

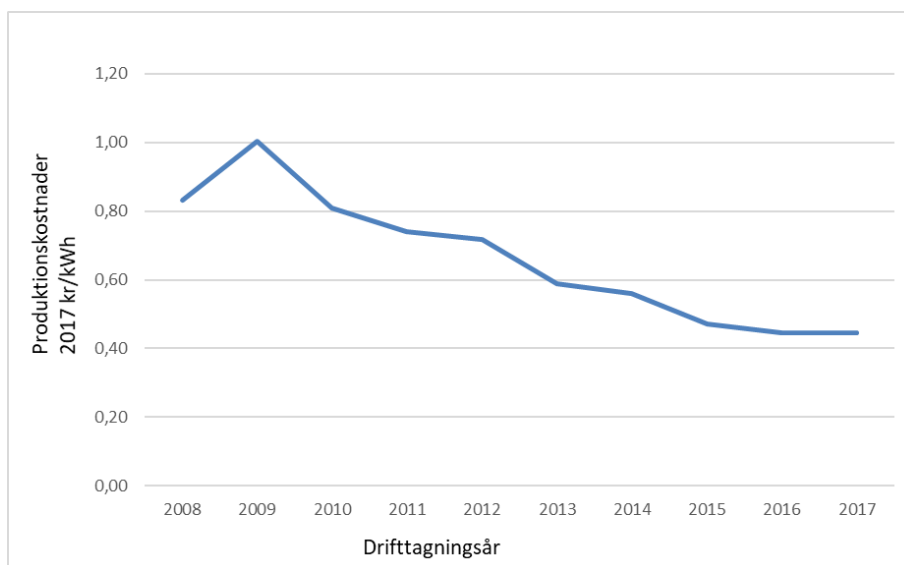
Kostnaden för att producera en kWh vindkraftsel har nästan halverats sedan 2008

För att få en fullständig kostnadsbild för en vindkraftsanläggning är det produktionskostnaden som är intressant. Produktionskostnaden uttrycker kostnaden per producerad kilowattimme. Vid beräkning av produktionskostnaden har IEA Winds beräkningsmodell använts¹, där följande parametrar används: investeringskostnaden, drifts- och underhållskostnaden, projektets fullasttimmar, avskrivningen av investeringen enligt gällande regler, projektets ekonomiska livslängd och kalkylräntan för investeringen (beräknad med WACC – Weighted Average Cost of Capital).

Produktionskostnaderna för vindkraft har sjunkit med 45 procent sedan 2008, från 0,83 kr/kWh till 0,45 kr/kWh år 2017. I likhet med investerings- och drifts- och underhållskostnaderna ökade produktionskostnaderna mellan 2008 och 2009, för att sedan stegvis sjunka fram till 2016 och sedan ligga kvar på samma kostnadsnivå mellan 2016 och 2017. Förklaringen till att kostnaderna inte fortsatte sjunka mellan 2016 och 2017 var att investeringskostnaderna ökade det året.

¹ För beskrivning av beräkningarna, se IEA Wind Task 26 (Cost of wind energy) webbsida: <https://community.ieawind.org/task26/home>

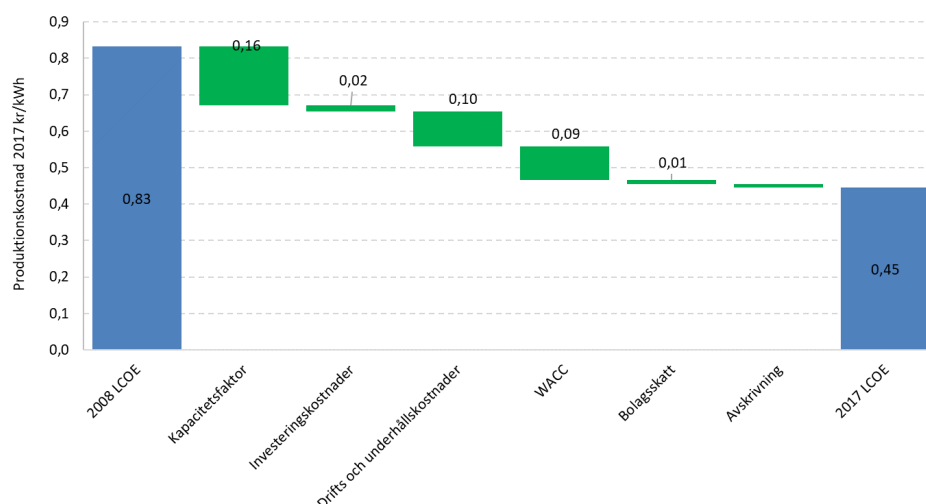
Det är viktigt att komma ihåg att de kostnader som redovisas här gäller för de vindkraftverk som tagits i drift det aktuella året. Planeringen av dessa verk inklusive val av turbintyp skedde minst två år innan drifttagningsåret, vilket gör att denna kostnadsbild ständigt ”ligger lite efter”. En förklaring till eftersläpningen är att vi i beräkningarna utgår från kostnadsdata som redovisas i vindkraftsbolagens årsredovisningar, vilka är tillgängliga först året efter drifttagningsåret, eftersom vi har bedömt att det är den mest lämpliga källan till kostnadsdata för vår del. Idag framför många aktörer att det är möjligt att bygga till en kostnad runt 30 kr/kWh. Ett exempel på det är den finska vindkraftsparken i Viinamäki, som beräknas vara i drift 2019 och kommer att bestå av 4,2 MW-turbiner med en navhöjd på 175 meter, och som väntas ha en produktionskostnad som ligger under 30 EUR/MWh.



Figur 7. Utvecklingen av produktionskostnaderna för vindkraft under perioden 2008–2017, SEK 2017/kWh.

Anm: Skillnaden i produktionskostnader jämfört med uppgifterna i Vindkraftstatistik 2017 beror på justerade uppgifter om samtliga drift- och underhållskostnader samt omräkningen till 2017 års penningvärde.

För att få en ökad förståelse för kostnadsutvecklingen har en analys gjorts av vilka faktorer som bidragit mest till kostnadsutvecklingen. Analysen indikerar att ökad kapacitetsfaktor, sjunkande drift- och underhållskostnader samt sjunkande kalkylränta (WACC) är de faktorer som har bidragit i störst utsträckning. Sammanlagt står dessa faktorer för knappt 60 procent av kostnadsreduktionen. Även minskade investerings- och har bidragit till de minskade produktionskostnaderna. Bolagsskatten, som har sänkts från 26 till 22 procent under perioden, och avskrivningsreglerna som varit oförändrade, har enligt dessa beräkningar bidragit i mindre utsträckning till kostnadsreduktionen.



Figur 8. Faktorer som bidraget till reduktionen av produktionskostnaderna för vindkraft under perioden 2008—2017

Kostnadsutvecklingen till år 2020

Energimyndigheten har gjort en översiktlig bedömning av produktionskostnadsutvecklingen till år 2020, baserat på den historiska utvecklingen fram till 2016. Med år 2020 menar vi här vindkraftsprojekt som tas i drift år 2020, vilket innebär att det gäller projekt som det planeras för och tas investeringsbeslut om idag, då ledtiden från planering och investering är cirka 2 år.

I denna bedömning har vi när det gäller de tekniska parametrarna baserat dem på uppgifter om teknikval i de projekt där investeringsbeslut har fattats under det senaste halvåret och som planeras vara i drift 2020. Vad beträffar kostnadsutvecklingen har vi utgått från den historiska utvecklingen som redovisats ovan och antagit att dessa kostnadsposter kommer att utvecklas linjärt mellan år 2016 och 2020, utgående från utvecklingen under perioden 2008–2016. WACC har antagits vara oförändrad jämfört med 2016 års nivå och avspeglar därmed dagens situation med mycket låga räntor och god tillgång på kapital som söker lågriskinvesteringar. Det bör dock nämnas att om dessa förutsättningar skulle förändras till 2020, till högre räntor och begränsat tillgång till kapital, är istället en högre nivå på WACC trolig.

Tabell 1. Beräkningsparametrar som använts i beräkningen av produktionskostnaderna 2020

Beräkningsparameter	Projekt som tas i drift 2020
Turbinstorlek (MW)	3,8
Rotordiameter (meter)	140
Navhöjd (meter)	110
Kapacitetsfaktor (%)	36
Fullasttimmar (h)	3 200
Investeringskostnader (SEK 2016/kW)	10 198
Drift och underhållskostnader	
Fasta (SEK 2016/kW)	42,1
Rörliga (SEK 2016/kWh)	0,11
WACC efter skatt, nominell (%)	5
LCOE (SEK 2016/kWh)	0,36

Utgående från dessa antaganden beräknas produktionskostnaden för vindkraft år 2020 att uppgå till cirka 0,36 kr/kWh. Det motsvarar en reduktion på 16 procent under perioden 2016–2020, vilket är i linje med kostnadsutvecklingen sedan 2008.

Det bör dock påpekas att detta är en konservativ bedömning, då antagandena utgår från den historiska utvecklingen. De signaler från marknaden som Energimyndigheten fått ta del av sedan denna bedömning gjordes, visar på att den tekniska utvecklingen vad gäller navhöjder och rotordiameter ser ut att gå snabbare än vad vi antagit här, vilket i sin tur innebär att kostnaderna kan sjunka i snabbare takt till 2020.