



Vindkraftsstatistik 2017

Nationell-, länsvis- och kommunal statistik

ER 2018:13



Energimyndighetens publikationer kan beställas eller laddas ner via www.energimyndigheten.se, eller beställas via e-post till energimyndigheten@arkitektkopia.se

© Statens energimyndighet

ER 2018:13

ISSN 1403-1892

Juni 2018

Upplaga: 40 ex

Tryck: Arkitektkopia AB, Bromma

Förord

Län, kommuner och regioner bidrar på ett nödvändigt sätt för att ställa om Sveriges energisystem till att bli mer hållbart. Vindkraften får också en allt större betydelse i det svenska energisystemet. Det ger en ökad efterfrågan på högupplöst statistik och förklaringar till denna. Därför publicerar Energimyndigheten rapporten *Vindkraftsstatistik 2017* som ämnar ge en förklaring till vindkraftens utveckling i Sverige under 2017. Rapporten redovisar också vindkraftens teknik- och kostnadsutveckling i Sverige i ett temakapitel.

Denna rapport presenterar även figurer och kartor med fokus på länsvis och kommunal vindkraftsutbyggnad. Statistiken denna rapport analyserar baseras på uppgifter från Energimyndighetens register för elcertifikat- och ursprungsgarantier samt en enkätundersökning riktad till vindkraftverk som inte längre erhåller elcertifikat eller ursprungsgarantier men tidigare erhållit någon av dessa. Statistiken återfinns i tabellform på Energimyndighetens hemsida.

Eskilstuna i juni 2018



Gustav Ebenå
Avdelningschef Analysavdelningen



Markus Selin
Handläggare

Innehåll

Förord	1
1 Sammanfattning	3
2 Vindkraft i nationellt perspektiv	4
2.1 Politiska mål för vindkraften och Sveriges energibalans	4
2.2 Nationell statistik.....	4
3 Regional statistik – elområden, län och kommuner	9
3.1 Elområden.....	9
3.2 Länsnivå vindkraft	11
3.3 Kommunnivå vindkraft	11
3.4 Länskarta	12
3.5 Kommunkarta	13
3.6 Kommunkarta över kommuner utan vindkraft	14
4 Tema: Vindkraftens teknik- och kostnadsutveckling i Sverige	15
4.1 Lite om statistiken	15
4.2 Det byggs allt större vindkraftsparker	15
4.3 Ökade turbinstorlekar, större rotor och högre navhöjd.....	16
4.4 Fler fullasttimmar i nya turbiner.....	18
4.5 Investeringskostnaderna har sjunkit med 30 procent	19
4.6 Även drifts- och underhållskostnader har sjunkit.....	21
4.7 Finansieringen av vindkraftsprojekt har förändrats.....	21
4.8 Produktionskostnaderna för vindkraft har nästan halverats sedan 2008	22
4.9 Kostnadsutvecklingen till år 2020	24
Vidare läsning	25

1 Sammanfattning

Vindkraftens totala installerade effekt uppgick vid utgången av 2017 till 6 611 megawatt (MW) enligt Energimyndighetens anläggningsregister. Den totala elproduktionen för 2017 uppgick till 17,6 terawattimmar (TWh), där de fem län med mest vindkraft bidrog med mer än 50 procent av Sveriges elproduktion från vindkraft. Tre av fyra elområden visade en positiv nettoförändring¹ av installerad effekt 2017.

Störst ökning skedde i elområde 3 vars totala installerade effekt ökade med knappt fem procent. Sveriges totala installerade effekt ökade med knappt 180 MW vilket är en avsevärt lägre utbyggnadstakt än 2015 och 2016. Detta är en konsekvens av osäkerheter i branschen innan beslut om Elcertifikatsystemets fortsättning hade tagits.

Beslutet om förlängning av Elcertifikatsystemet till 2045, och en utökning med 18 TWh för perioden 2020 till 2030, innebar en marknadsstabilitet, med vilken vi har sett en stor investeringsvilja inom förnybar el och speciellt vindenergi. Under 2017 togs det investeringsbeslut på över 2 gigawatt (GW), och det ligger idag 6,3 TWh vindkraft under konstruktion i Sverige, allt detta trots det låga elcertifikatpriset under 2017.

I samband med Norges utträde ur systemet ska det även tas fram en stoppmekanism för hur Sverige ska sluta godkänna anläggningar inom elcertifikatsystemet.

Teknikutvecklingen inom vindkraftsområdet har inneburit att vindkraftsturbinerna har blivit större i alla avseenden, såväl vad gäller installerad effekt, rotordiameter och navhöjd. Tack vare den ökade storleken har turbinerna blivit effektivare. Dessutom har styrning och mätning av prestanda förbättrats vilket minskat lasterna på turbinerna. Detta har sammantaget lett till att produktionskostnaderna för vindkraft sjunkit kraftigt under den undersökta perioden. Mellan åren 2008–2016 har investeringskostnaderna för vindkraftsprojekt i Sverige sjunkit med 30 procent och drifts- och underhållskostnaderna med omkring 35 procent. Tillsammans med förändrade finansieringslösningar för svenska vindkraftsprojekt har denna utveckling lett till att produktionskostnaderna för vindkraft har sjunkit från 0,78 kr/kWh till 0,43 kr/kWh under perioden 2008–2016, vilket motsvarar en minskning med 44 procent.

Trenden mot sjunkande kostnader förväntas fortsätta till 2020. Enligt Energimyndighetens översiktliga bedömning antas produktionskostnaderna för vindkraftsprojekt som tas i drift 2020 vara omkring 0,36 kr/kWh, vilket motsvarar en ytterligare kostnadsänkning med 16 procent mellan 2016 och 2020.

¹ Nettoförändringen tar hänsyn till utbyggnaden och utfasningen som skett över året.

2 Vindkraft i nationellt perspektiv

Politiska incitament att öka mängden förnybar el samt en mer utvecklad marknad har bidragit till en snabb utbyggnad av vindkraft i Sverige. Detta har lett till kortare ledtider och ökad konkurrens. Marknadsläget för ny elproduktion kännetecknas av hög konkurrens och generellt byggs bara de allra mest lönsamma projekten.

2.1 Politiska mål för vindkraften och Sveriges energibalans

Det finns inget direkt mål för utbyggnaden av vindkraft i Sverige. Målen om förnybar energi och hållbarhet är generella och inte styrda mot något kraftslag. Elcertifikatsystemet är ett marknadsbaserat stödsystem med mål att öka mängden förnybar el i Sverige och Norge med 28,4 TWh mellan 2012 och 2020. Stödet är teknikneutralt, men har hjälpt att driva på utbyggnaden av vindkraft i Sverige och Norge. Utbyggnaden av vindkraft beror därför på dess konkurrenskraft gentemot andra certifikatberättigade kraftslag. Systemets ambition innebär en planerad årlig tillbyggnad om cirka 3 TWh förnybar el i Sverige och Norge från bland annat vind, sol, bio-bränslen, vattenkraft, vågenergi, geotermisk energi och torv i kraftvärmeverk.

Den 20 juni 2017 beslutade regeringen att utöka elcertifikatsystemet med ytterligare 18 TWh för enbart Sverige mellan 2020 och 2030, och att förlänga certifikatsystemet fram till 2045.² Målet för den gemensamma marknaden med Norge är 28,4 TWh, och skulle detta överskridas innan Norges utträde från elcertifikatsystemet kommer det bidra till att uppnå den nya ambitionen på 18 TWh. Det sista datumet för godkännande av norska anläggningar för elcertifikat är den 31 december 2021. Samtidigt pågår ett utredningsarbete för hur en svensk stoppregel ska implementeras. Stoppregeln ska bestämma när och hur svenska anläggningar ska sluta godkännas för elcertifikat.³

Sveriges elbalans är stark. De senaste åren har mer el producerats än vad som har använts, och Sverige är därmed nettoexportör av el. Under 2017 var nettoexporten 19 TWh el.⁴ De senaste åren har elpriset varit lågt till följd av en ökad produktion, då vattenmagasinen varit välfyllda och kärnkraftsproduktionen stabil, och låga priser på fossila bränslen samt en stabil användning.

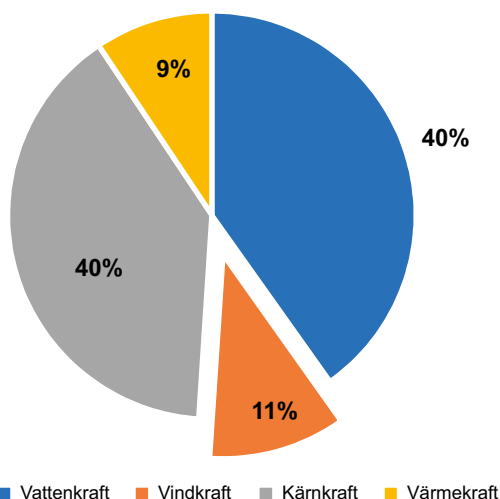
2.2 Nationell statistik

År 2017 producerade vindkraften 17,6 TWh el vilket motsvarar elva procent av den totala elproduktionen i landet, se Figur 1. Detta kan jämföras med 2006 då vindkraften producerade knappt 1 TWh, vilket var mindre än 0,5 procent av den totala elproduktionen.

² Prop. 2016/17:179.

³ Regleringsbrev. M2017/00599/Ee.

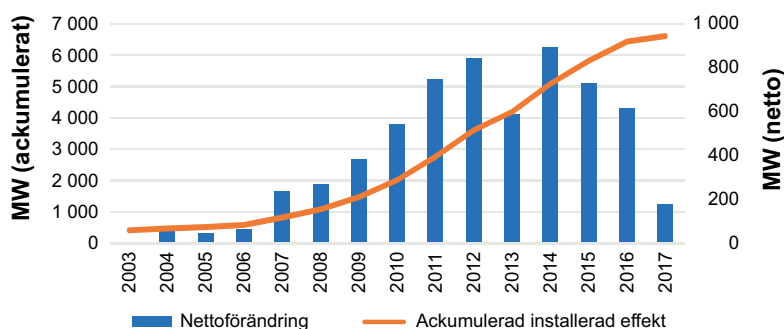
⁴ Energimyndigheten, Månatlig elstatistik, preliminära uppgifter.



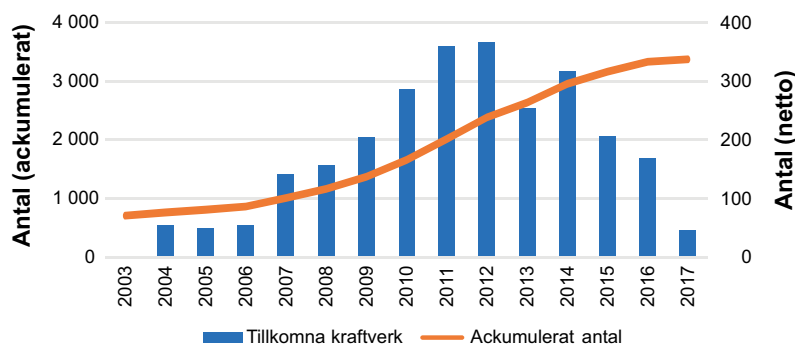
Figur 1. Sveriges elproduktion 2017, fördelat på olika kraftslag.
Källa: Energimyndigheten, Månadsvis elstatistik, preliminära uppgifter.

Den totala registrerade effekten vindkraft i slutet av 2017 uppgick till 6 611 MW, och det producerades 17,6 TWh el från vindkraft. Av dessa var 203 MW, eller 3 procent, havsbaserad vindkraft. Den havsbaserade vindkraften producerade knappt 0,7 TWh el. Majoriteten av den nytillkomna effekten utgörs av storskalig landbaserad vindkraft, då denna är mest lönsam.

År 2016 definierades av en avmattning i utbyggnadstakten av vindkraftverk, både i antal och effekt, se Figur 2 och Figur 3. Under 2017 var utbyggnaden fortfarande låg, men året definierades däremot av att det togs många investeringsbeslut, och att stora mängder kraft är under konstruktion.



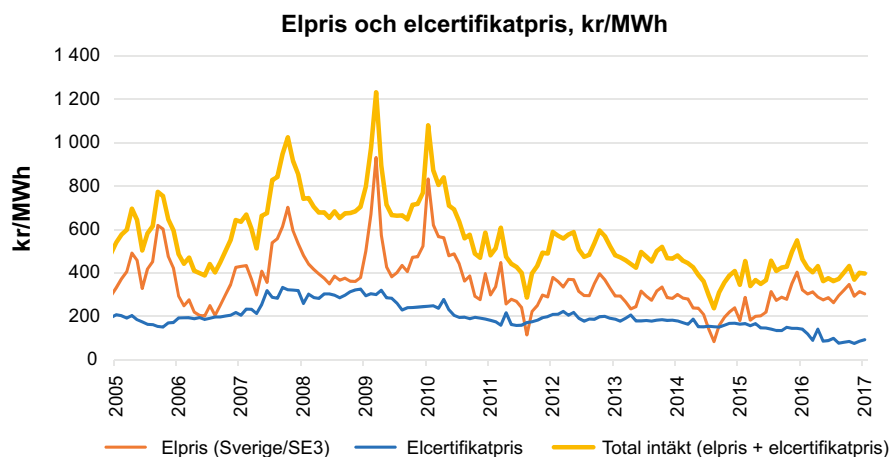
Figur 2. Årlig ackumulerad och årlig nettoförändring av installerad effekt vindkraft, MW.
Källa: Energimyndigheten.



Figur 3. Årlig ackumulerad och årlig nettoförändring av antal vindkraftverk, antal.
Källa: Energimyndigheten.

Den huvudsakliga förklaringen till minskade installationer de senaste åren har varit låga elpriser, ett lågt elcertifikatpris samt en osäkerhet om hur elcertifikatsystemet skulle se ut efter 2020. Efter att systemet förlängdes återkom investeringsviljan och 2017 var ett rekordår i tagna investeringsbeslut, då det gjordes turbinbeställningar på 2 091 MW. Jämförelsevis har det under 2014–2016 gjorts turbinbeställningar på sammanlagt 1 510 MW enligt Svensk Vindenergis vindkraftstatistik.⁵ Även om utbyggnadstakten idag är låg förväntas det att komma in stora mängder vindkraft i elsystemet de närmsta åren.

I Figur 4 ses att priset på elcertifikat under 2009 och 2010 var dubbelt så högt som 2016. Detta i kombination med höga elpriser gjorde det lönsamt att investera i vindkraft, även för de dyrare projekten. Dessa projekt utgör den grupp som ofta benämns ”tidiga investerare” som gjorde investeringar med höga priser som referens. Därefter har både pris på el och elcertifikat minskat, och endast de mest lönsamma projekten genomförs. Minskade produktionskostnader för vindkraft samt låga räntor har möjliggjort de stora investeringsbesluten. Figuren visar även den totala intäkten för elproducenterna som elpriset plus elcertifikatpriset.



Figur 4. Prisstatistik på el och elcertifikat⁶. Redovisas som månadsmedelvärden angivet i kr/MWh.
Källa: Energimyndigheten och Nord Pool⁷

⁵ Svensk Vindenergi, Svensk Vindenergis vindkraftstatistik och prognos – kvartal 1, 2018 Svensk Vindenergis vindkraftstatistik 4 kv 2017: <http://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2018/02/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-20180216.pdf>

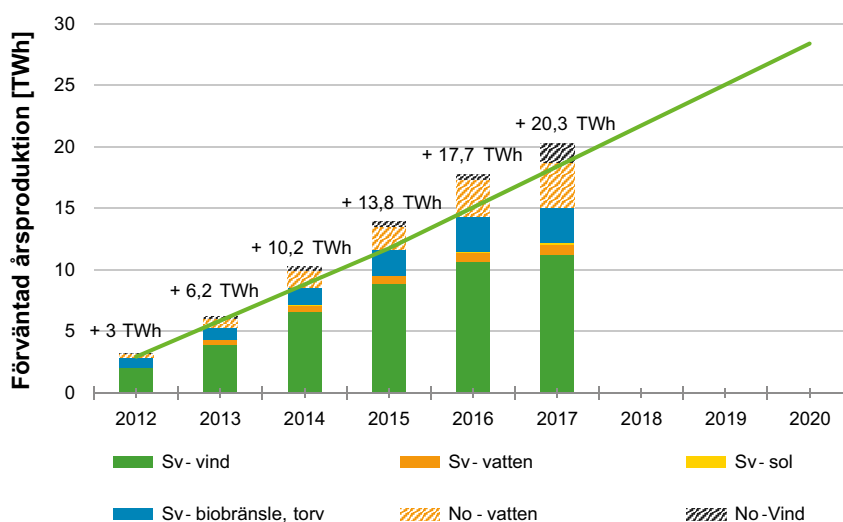
⁶ Ett elcertifikat erhålls per producerad megawattimme förnybar el.

⁷ Från och med november 2011 redovisas prisstatistik från elområde 3.

När den gemensamma marknaden inleddes gick utbyggnaden långsamt i Norge, och dominerades mest av vattenkraft och många av investeringarna, speciellt gällande vindkraft gjordes i Sverige.

I Figur 5 framgår att vindkraftsproducerad el utgör majoriteten av de kraftslag som erhåller elcertifikat i Sverige, följt av biobränslen. I Norge är det fortfarande vattenkraft som erhåller flest certifikat, men vindkraft är det kraftslag som växer mest. Under 2017 installerades 1,8 TWh förnybar kraft i Norge, varav 1,1 TWh vindkraft. Figur 5 visar godkänd elcertifikatberättigad normalårsproduktion och hur utbyggnaden bör fortskrida för att nå det gemensamma målet. Där syns det att Sverige har en relativt konstant ökning av anläggningar, medan ökningen i Norge ökat snabbare de senaste åren. Utav de cirka 3 TWh som årligen byggs ut tar Norge alltså allt större andelar och merparten av anläggningarna är vindkraft, vilket då kan bero på att fler tillstånd gått igenom i Norge efter några år av ett gynnsammare marknadsläge, och att bra vindlägen kan utnyttjas. Det återstår 8,1 TWh förnybar el att bygga för att nå det planlagda målet om 28,4 TWh fram till 2020. Sett till elcertifikatberättigade projekt under byggnation och som investeringsbeslutats som ligger i Energimyndighetens lista på planerade projekt⁸ kommer vi överskrida det gemensamma målet med ungefär 10 TWh. Detta får till följd att det då återstår 8,7 TWh av den svenska ambitionsökningen på 18 TWh utöver det gemensamma målet på 28,4 TWh till 2030, se Figur 6. Figuren visar måluppfyllelse på samma sätt som i Figur 5, men inkluderar den svenska ambitionsökningen och visar grafiskt hur stor mängd som ligger under byggnation i båda länder, och svenska investeringsbeslut. Produktionen under byggnation är flyttad till år 2030 för att sättas i relation med måluppfyllelsen av den svenska ambitionshöjningen, men produktionen kommer att tillkomma i systemet innan dess.

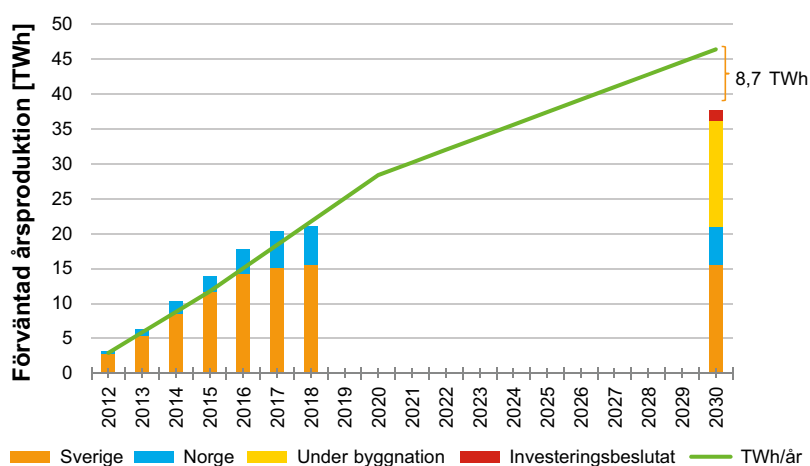
Den planerade projektlistan uppdateras i nuläget två gånger om året, och uppgifterna som redovisas i Figur 6 publicerades i januari 2018.



Figur 5. Elcertifikatsberättigade anläggningar som ingår i målet.

Källa: En svensk-norsk elcertifikatsmarknad – Årsrapport för 2017.

⁸ Energimyndighetens lista på planerade projekt: <http://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/elcertifikat/marknadsstatistik/planerade-projekt-2018-04-01.xlsx>



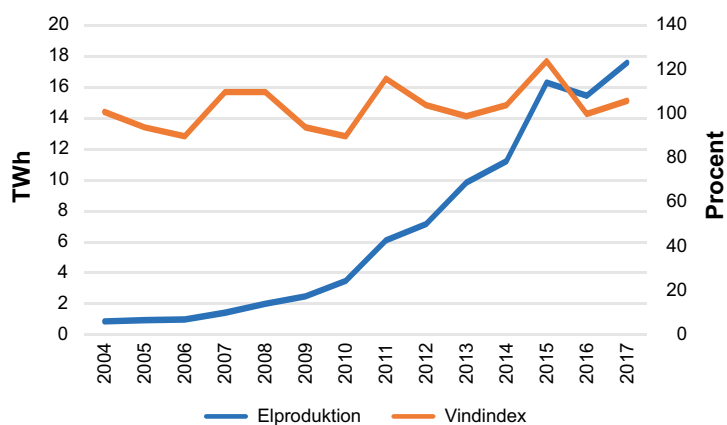
Figur 6. Det gemensamma målet med produktion under byggnation.

Källa: Kvartalsrapport för elcertifikatmarknaden kvartal 1, 2018, produktionen under byggnation är flyttad till 2030 för att förtydliga hur mycket av målet som återstår. Norska investeringsbeslut är inte inkluderade i figuren.

Denna marknadsbevakning är baserad på siffror från årsskiftet 2017–2018.

Av de 15,2 TWh under byggnation idag är ungefär 11,6 TWh vindkraft. Det som ligger investeringsbeslutat är också vindkraft. Det är därmed ingen överdrift att säga att investeringar i vindkraft är drivande för utbyggnaden av förnybar elproduktion inom ramen för elcertifikatsystemet.

År 2017 var ett relativt blåsigt år vilket ledde till en något högre elproduktion än ett normalår. Figur 7 visar vindindex för vindkraften där ett vindindex om 100 motsvarar ett normalår. Vindindex 2017 var 106 och således något högre än ett normalår. Totalt producerades drygt 2 TWh mer el från vindkraften 2017 jämfört med 2016.



Figur 7. Årligt vindindex, procent gentemot normalår och elproduktion, TWh.

Källa: Vindstat⁹ och Energimyndigheten.

⁹ <http://vindstat.com/>

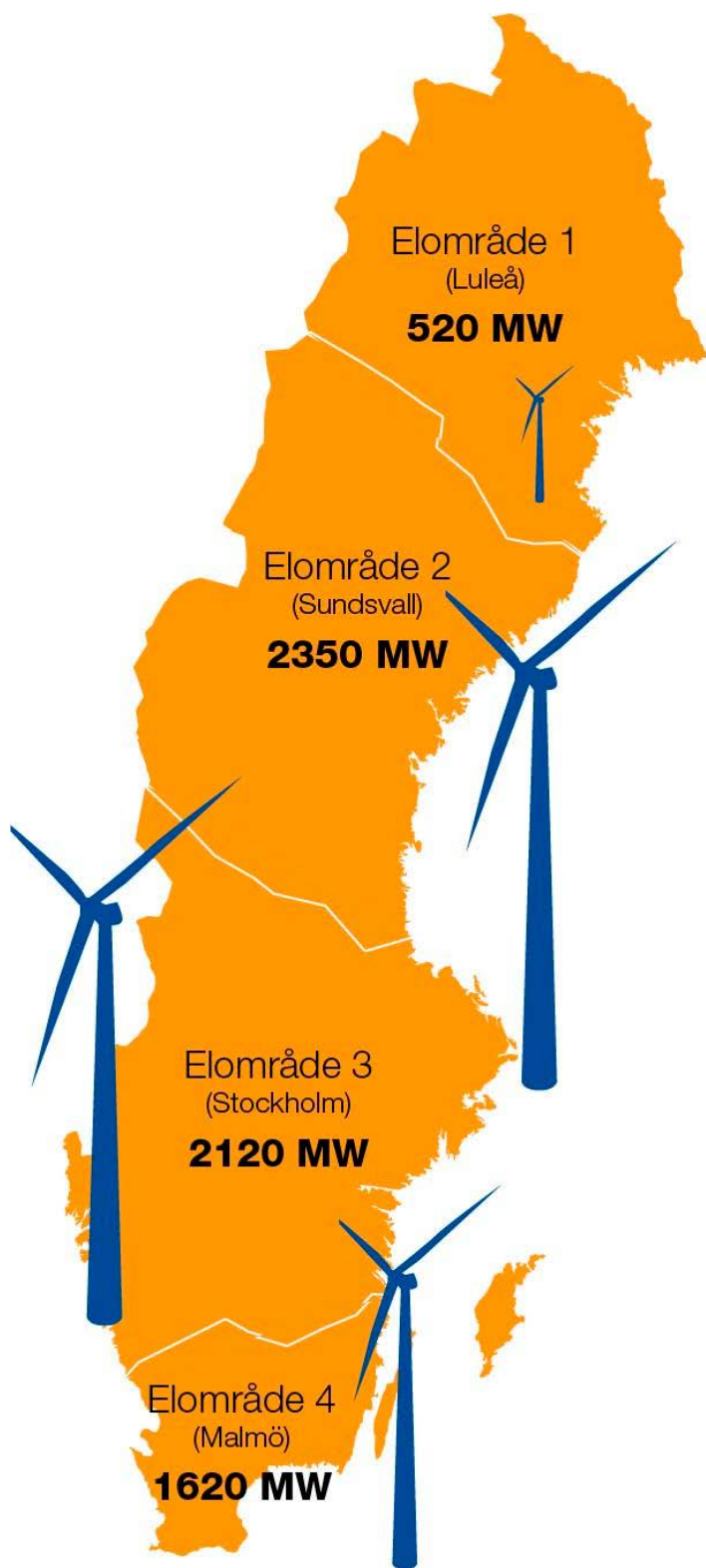
3 Regional statistik – elområden, län och kommuner

För att vindkraften ska få god systemprestanda krävs det att utbyggnaden är geografiskt spridd. Detta eftersom det oftast blåser någonstans och är stiltje någon annanstans. Denna publikation avgränsar sig till att endast redovisa vindkraftsstatistik för Sverige. Vindkraftens geografiska utbredning och systemprestanda är givetvis viktig att betrakta även ur ett internationellt perspektiv.

3.1 Elområden

I figur 8 visas den totala installerade effekten vindkraft, uppdelad på elområde avrundat till närmaste tiotal. Utbyggnaden fördelas sig relativt jämnt över Sveriges fyra elområden bortsett från SE1 som har betydligt lägre installerad effekt än övriga tre.

Under 2017 ökade den installerade effekten mest i elområde SE3 där den ökade med drygt 100 MW. I elområde SE1 skedde ingen nettoökning av installerad effekt under 2017. Elproduktionen ökade i alla elområden under året då 2017 var ett blåsigare år än 2016.



Figur 8. Total installerad effekt per elområde 2017.
Källa: Energimyndigheten.

3.2 Länsnivå vindkraft

Den största ökningen av installerad vindkraftseffekt under 2017 skedde i Västra Götalands län där den installerade effekten ökade med 73 MW till 879 MW. Västra Götalands län är således fortsatt det län med mest installerad effekt vindkraft i Sverige. Den största procentuella ökningen skedde i Örebros län som ökade sin installerade effekt med drygt 9 procent till 74 MW, följt av Värmlands län och Västra Götalands län. Den största produktionsökningen skedde i Gävleborgs län som producerade 25 procent mer vindkraftsel 2017 än 2016. Nedan återfinns en länskarta över Sveriges alla län och deras installerade vindkraftseffekt. För statistik över alla Sveriges läns installerade vindkraftseffekt, antal vindkraftverk och elproduktion från vindkraft se Energimyndighetens webbplats.¹⁰

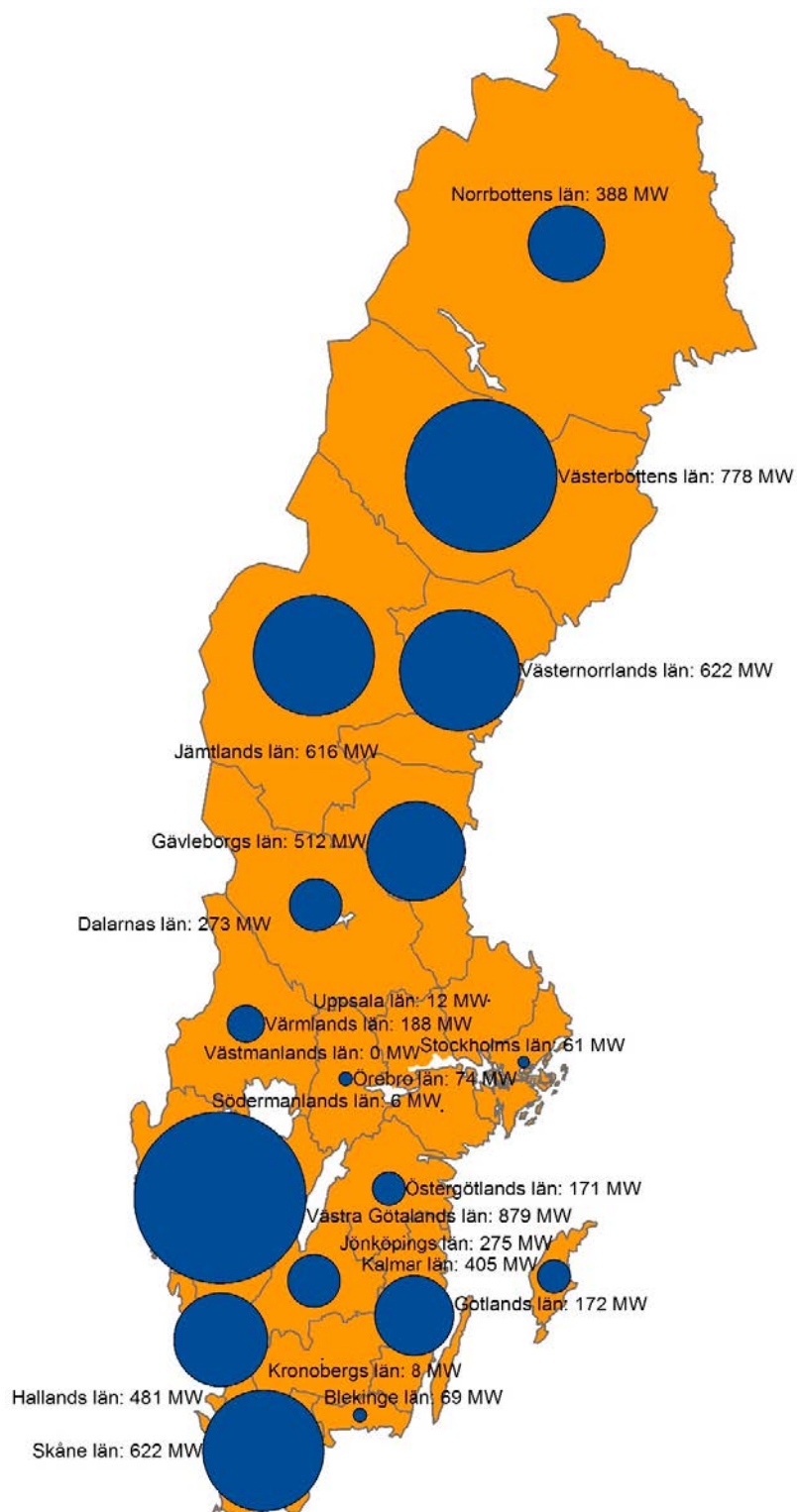
3.3 Kommunnivå vindkraft

Sollefteå kommun är fortsatt den kommunen med mest installerad vindkraft i Sverige med 314 MW. Störst ökning skedde i Mariestads kommun som ökade sin vindkraftseffekt med 71 MW och klättrade från 99:e plats till 26:e plats över de kommunerna med mest installerad vindkraft. Nedan återfinns en karta över de femtio kommuner i Sverige som har störst installerad vindkraftseffekt. För statistik över alla Sveriges kommuners installerad vindkraftseffekt och antal vindkraftverk se Energimyndighetens webbplats.¹¹ Nedan återfinns även en karta som visar de kommuner som i dagsläget inte har några installerade vindkraftverk.

¹⁰ http://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/Vindkraftsstatistik/-/EN0105_3.px/?rxid=2c91707b-7c5e-405b-b132-3aac75a4a172

¹¹ http://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/Vindkraftsstatistik/Vindkraftsstatistik/EN0105_4.px/?rxid=2c91707b-7c5e-405b-b132-3aac75a4a172

3.4 Länskarta

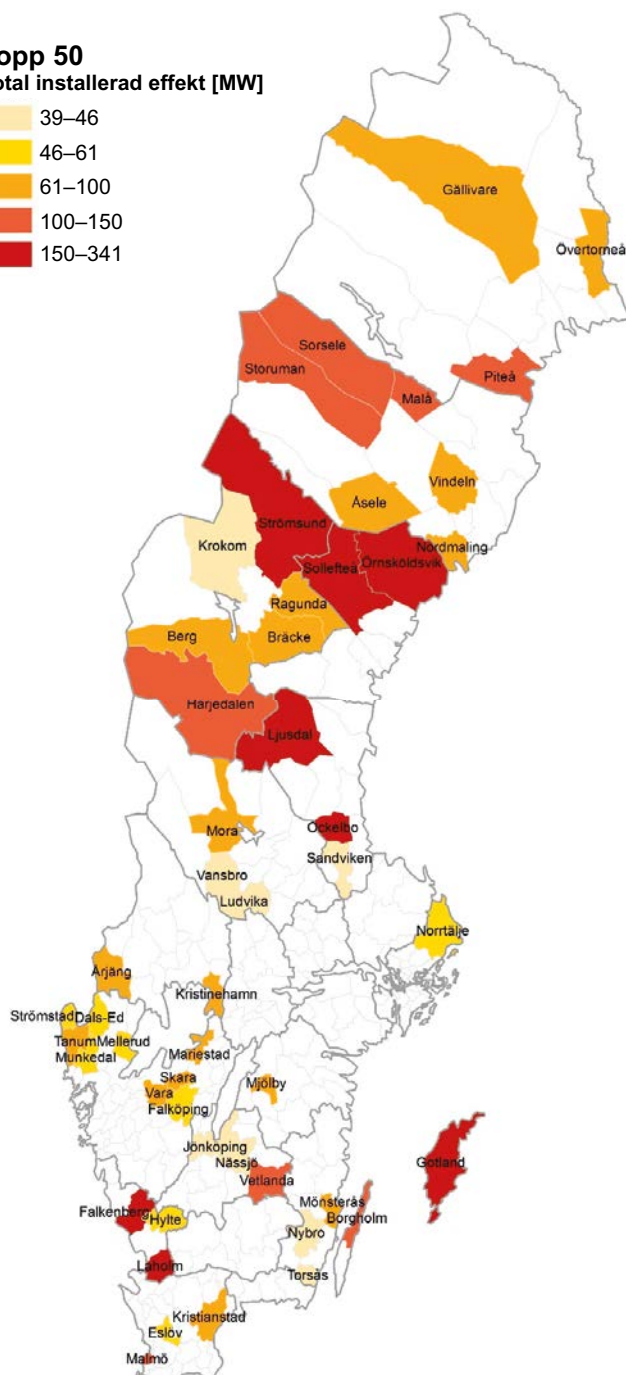
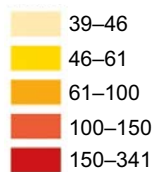


Karta över installerad effekt vindkraft i Sveriges län, större cirkel indikerar mer installerad effekt.
Källa: Energimyndigheten.

3.5 Kommunkarta

Topp 50



Total installerad effekt [MW]

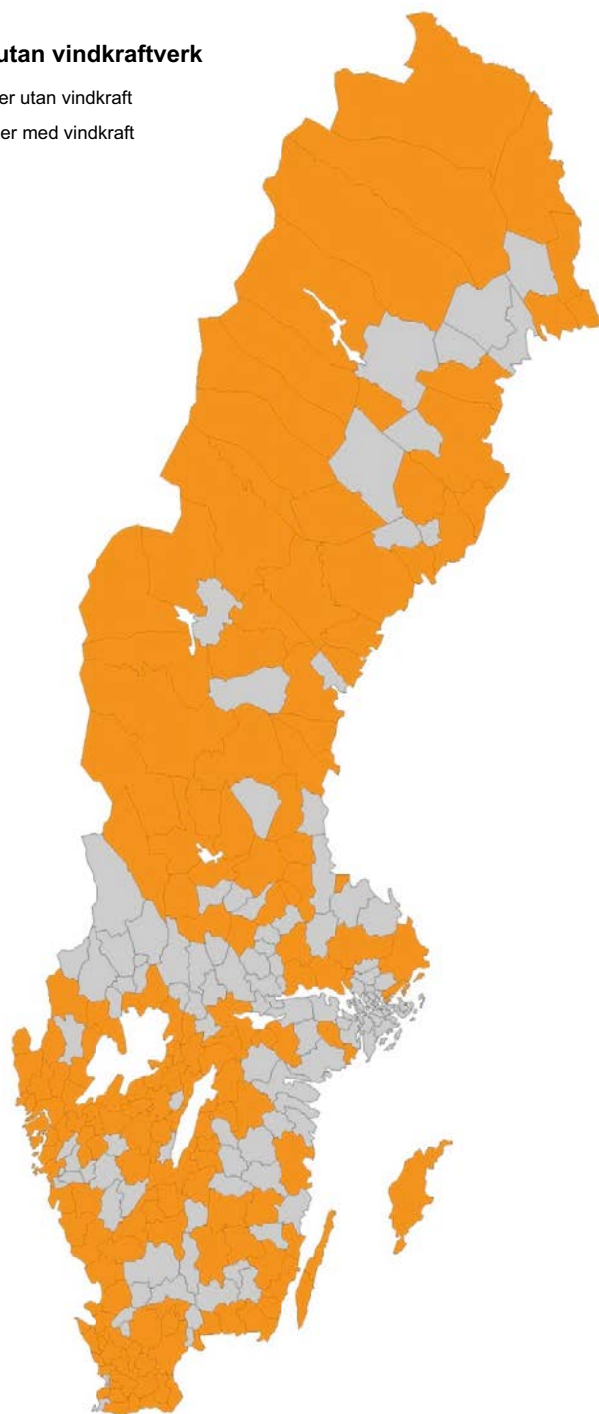


Karta över de 50 kommuner med mest installerad vindkraft i Sverige. Mörkare färg indikerar mer installerad effekt. Källa: Energimyndigheten.

3.6 Kommunkarta över kommuner utan vindkraft

Kommuner utan vindkraftverk

-  Kommuner utan vindkraft
-  Kommuner med vindkraft



4 Tema: Vindkraftens teknik- och kostnadsutveckling i Sverige

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. Detta har sammantaget lett till att 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.

I detta kapitel beskrivs den tekniska utvecklingen och kostnadsutvecklingen för vindkraftsprojekt i Sverige sedan 2005. Beskrivningen omfattar enbart landbaserad vindkraft. Detta mot bakgrund av att den havsbaserade vindkraften ännu står för en liten del av vindkraftutbyggnaden i Sverige (3 procent av de installerade effekterna 2017) och att det saknas aktuella kostnadsdata för svenska projekt. Det kan dock nämnas att det skett en mycket snabb teknik- och kostnadsutvecklingen även för havsbaserad vindkraft internationellt under de senaste åren, vilket lett till att produktionskostnaderna har halverats på kort tid. Det kommer därför finnas anledning för Energimyndigheten att följa kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft under de närmaste åren.

4.1 Lite om statistiken

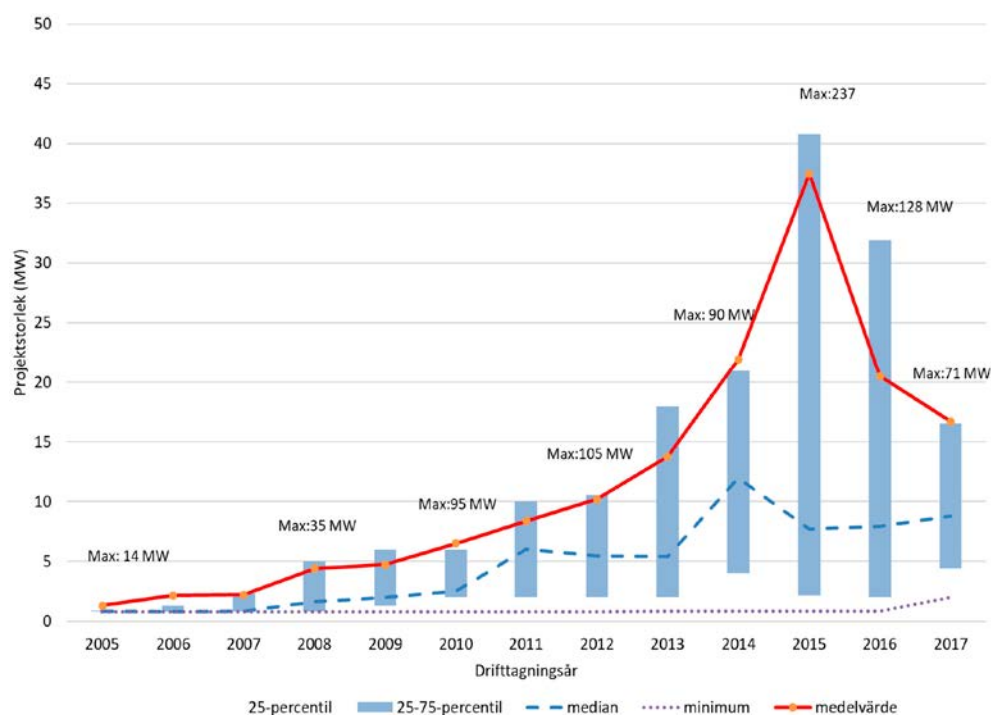
Statistiken som redovisas i detta kapitel är framtagen inom ramen för Energimyndighetens arbete i IEA Wind:s arbetsgrupp som arbetar med att analysera historiska och framtida produktionskostnaderna för vindkraft. Den omfattar vindkraftverk och/eller vindkraftsprojekt som har en installerad effekt på minst 0,8 MW. Statistiken redovisas uppdelad efter vindkraftverkens drifttagningsår och är hämtade från elcertifikatregistrets sammanställning över godkända anläggningar. Dessa uppgifter skiljer sig något från uppgifterna i den årliga vindkraftsstatistiken, som redovisas i tidigare kapitel. I den senare redovisas nettoförändringar av installerad effekt (och antal vindkraftverk) mellan olika år, vilka hämtas från uppgifterna i anläggningsregistret januari året efter referensåret. En del vindkraftverk som uppförts i slutet eller i början av ett kalenderår redovisas på olika drifttagningsår i dessa två statistikällor, vilket är förklaringen till att de årliga uppgifterna inte helt stämmer överens.

4.2 Det byggs allt större vindkraftsparker

Utbyggnaden av vindkraft i Sverige tog fart några år in på 2000-talet. Merparten av de vindkraftsetableringar som uppfördes runt 2005 bestod av enstaka verk som hade en genomsnittlig installerad effekt på cirka 0,8 MW. Den största vindkraftsparken som uppfördes 2005 bestod av 7 vindkraftverk och hade en sammanlagd installerad effekt på 14 MW. För varje år har sedan vindkraftsprojekten ökat i storlek fram till 2015, då uppförandet av Björkhöjdens vindkraftspark i Sollefteå kommun innebar en

toppnotering i projektstorlek med 237 MW. Björkhöjdens vindkraftspark byggdes dock i två etapper som sträckte sig över 2015 och parkens sammanlagda installerade effekt uppgår till 288 MW, vilket gör den till Sveriges största vindkraftspark idag.

Den genomsnittliga årliga storleken idag för nya vindkraftsparker ligger på omkring 20 MW. Detta kan låta litet, men kan förklaras med att det fortfarande uppförs ett antal enskilda vindkraftverk varje år, som drar ned medelvärdet för parkstorleken. Det bör påpekas att det under de senaste åren har blivit allt vanligare med vindkraftsparker som är betydligt större än 20 MW, detta för att kunna utnyttja stordriftsfördelar både vid upphandling av turbiner och vid uppförandefasen. Under 2016 uppfördes exempelvis åtta parker som var större än 30 MW, där den största var 170 MW. Flera av de senaste investeringsbesluten som fattats under 2017 och 2018 har gällt ännu större projekt, parker med en installerad effekt i storleksordningen 170 till 700 MW. Här bör nämnas att Sverige i jämförelse med de flesta andra länder i Europa har särskilt goda förutsättningar för storskaliga vindkraftsprojekt, tack vare den låga befolkningstätheten i landet, vilket alltså ses som en kostnadsfördel.



Figur 9. Utveckling av storleken på vindkraftsprojekt som tagits i drift under perioden 2005–2017, uttryckt i megawatt installerad effekt.

Källa: Elcertifikatregistret.

4.3 Ökade turbinstorlekar, större rotor och högre navhöjd

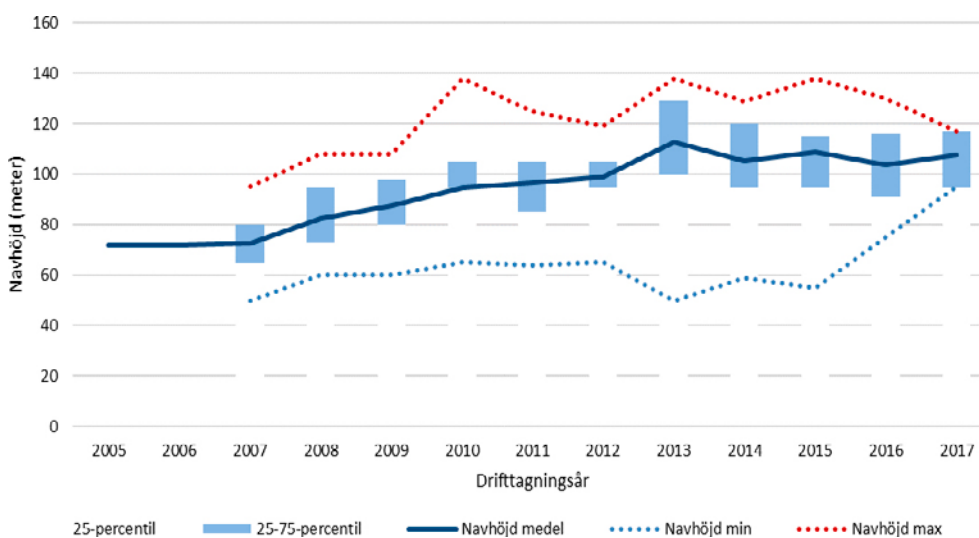
Parallellt med utvecklingen mot allt större projekt har storleken på vindkraftsturbinerna stegvis ökat. I början av den undersökta perioden var en 0,8 MW turbin en vanlig turbinstorlek, vilket kan jämföras med att medelturbinen idag är cirka 3 MW. Under 2017, som var ett år med en liten utbyggnad, var dock den genomsnittliga turbinstorleken lägre än året tidigare, 2,5 MW år 2017 jämfört med 2,9 MW 2016. Det kan förklaras

med att de få projekt som togs i drift under 2017 till största delen var lokaliserade till södra Sverige, där det generellt sett finns fler konflikter mellan vindkraften och annan markanvändning, bland annat med bostäder. Det gör att det kan vara svårare att få tillstånd för att uppföra stora turbiner.

Även storleken på turbinernas rotor och navhöjden har ökat kraftigt sedan 2005, vilket visas i Figur 10 och Figur 11. Högre torn leder till högre vindhastigheter och lägre turbulens vid navhöjd och ger dessutom möjlighet att installera större rotor. Större rotor fångar mer vind och levererar högre effekt till generatoren. 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 medelvind. Den genomsnittliga navhöjden har ökat från 72 meter 2007 till 108 meter 2016, samtidigt som rotordiametern har ökat från 66 meter till 113 meter under perioden 2007–2017.

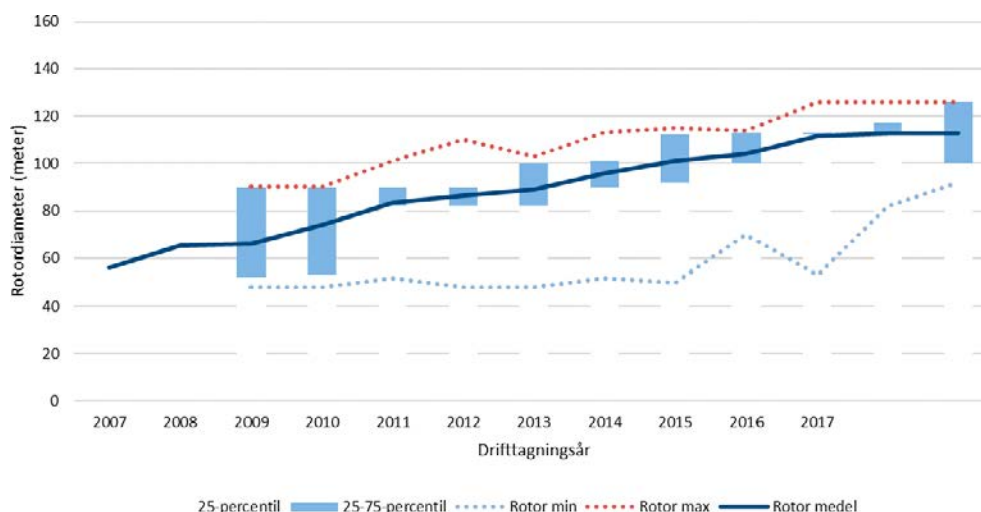
Motsvarande statistik från några andra medlemsländer i IEA Wind visas på IEA Wind:s hemsida.¹²



Figur 10. Utvecklingen av navhöjder i vindkraftsprojekt i Sverige 2005–2017.

Källa: Elcertifikatregistret och Vindbrukskollen 2018.

¹² <https://ieawind.connectedcommunity.org/task26/ourlibrary/task26data?CLK=f0d7524e-f635-48a1-a0fe-b1b36f68dde6>



Figur 11. Utvecklingen av rotorstorlekar i vindkraftsprojekt i Sverige 2005–2017.

Källa: Elcertifikatregistret och Vindbrukskollen 2018.

Den kraftiga ökningen av rotorstorlekarna har lett till att turbinernas svepta area¹³ har ökat i större utsträckning än turbinernas installerade effekt. Det innebär att den så kallade specifika effekten har minskat under perioden, från cirka 381 W/m² till cirka 300 W/m² under perioden 2007–2017. En minskad specifik effekt innebär att turbinernas kapacitetsfaktorer stiger (vid en jämförelse med i övrigt likvärdiga turbiner), eftersom att 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 vilket därmed ger fler fullasttimmar.

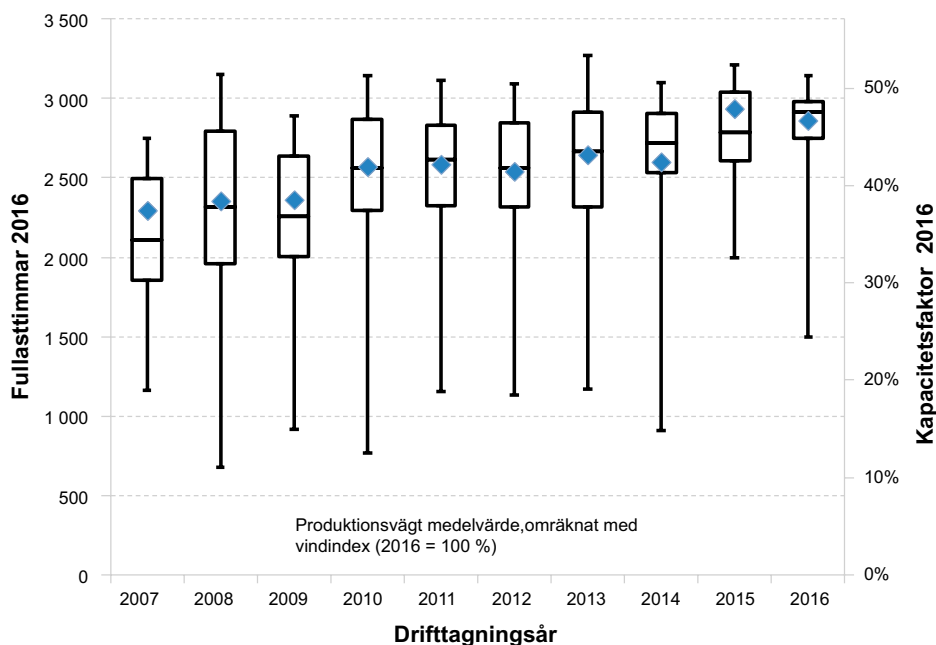
Utvecklingen mot ökade rotorstorlekar och minskad specifik effekt är en trend som sker i många länder där vindkraften byggs ut, däribland i USA, Danmark och Tyskland.

4.4 Fler fullasttimmar i nya turbiner

Utnyttjandegraden av vindkraftsturbiner är ett viktigt mått på turbinernas 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. Vanligen ligger kapacitetsfaktorn för vindkraft på mellan 20 och 40 procent.

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 2016 hade den ökat till 32,5 procent, eller 2900 fullasttimmar. Här bör dock påpekas att det i regel är en fördröjning på cirka två år från det att en park uppförs till dess att den planerade normalårsproduktionen uppnås. Detta beror dels på att byggprocessen för att uppföra en vindkraftspark normalt tar minst ett år och dels för att alla parker som uppförs under den senare delen av ett år inte når produktion motsvarande ett fullt kalenderår förrän året därpå. I Figur 12 visas utvecklingen av kapacitetsfaktorn och fullasttimmar år 2016 för vindkraftsprojekt som tagits i drift under perioden 2007–2016.

¹³ Den svepta arean motsvarar den cirkel som bildas av rotorbladen när bladen roterar i luften.



Figur 12. Utvecklingen av fullasttimmar och kapacitetsfaktorer för vindkraftsparker som tagits i drift under perioden 2007–2016.

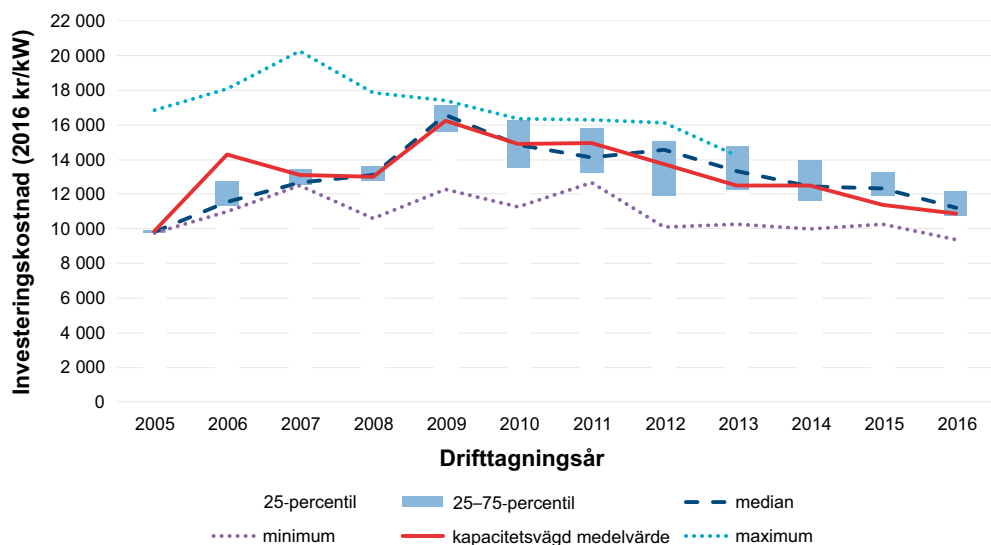
Källa: Elcertifikatregistret.

Anm: För åren 2015 och 2016 redovisas beräknad normalårsproduktion hämtad från ansökningar om elcertifikat. Data för åren 2007–2014 är baserade på produktionsdata

4.5 Investeringskostnaderna har sjunkit med 30 procent

Investeringskostnader och drifts- och underhållskostnader för svenska vindkraftsprojekt har tagits fram genom en konsultstudie som genomfördes 2017, där 250 vindkraftsparkers årsredovisningar har analyserats. Typiska investeringskostnader 2005 låg runt 10 000 kr/kW, (SEK 2016, reala kostnader). I takt med att utbyggnaden kom igång ökade spridningen av kostnader mellan olika projekt och dessutom steg den genomsnittliga investeringskostnaden till drygt 16 000 kr/kW till 2009. Detta beror på att priserna på vindkraftsturbinerna internationellt ökade fram till 2009, vilket i sin tur kan förklaras med utvecklingen mot att utnyttja allt större turbiner, ökade råvarupriser och arbetskraftskostnader och även ökade vinstmarginaler hos turbintillverkarna. Den ekonomiska krisen i världen bidrog sedan till att den pågående kostnadsökningen avstannade och att investeringskostnaderna sedan vände nedåt. Samma utveckling skedde i Sverige. Under perioden 2009–2016 sjönk investeringskostnaderna i Sverige med 30 procent. 2016 var den genomsnittliga effektvägda medelkostnaden 11 000 kr/kW. Förklaringen till att investeringskostnaderna idag ligger över 2005 års nivå är att 2016 års turbiner är så mycket större än de som byggdes 2005 (tre gånger så stor installerad effekt, dubbelt så stor rotor och 40 meter högre navhöjd). Mäts kostnaden i kronor per producerad kilowattimme blir bilden annorlunda, vilket visas i avsnitt 4.8 .

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.

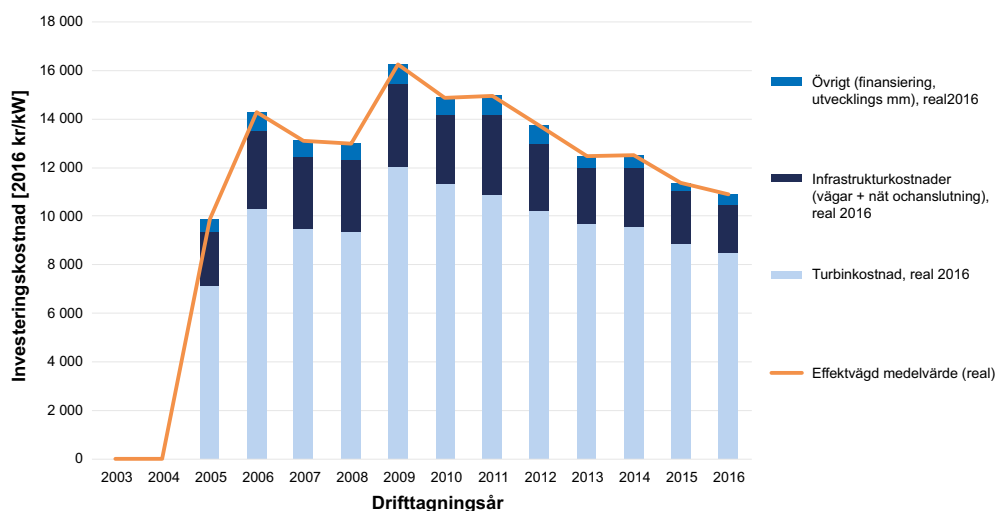


Figur 13. Investeringskostnader för vindkraftsprojekt som tagits i drift perioden 2005–2016, 2016 kr/kW.

Källa: Sweco 2017, Kostnader för vindkraft i Sverige 2003–2016.

Anm: Kostnaderna är omräknade till 2016 kr/kW med Världsbankens BNP-omräkningsfaktor.

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. I övriga kostnader ingår projektutvecklingskostnader, finansieringskostnader med mera. Fördelningen av investeringskostnaderna på de olika kostnadsposterna har varit relativt oförändrade vilket visas i Figur 14. En svag trend mot sjunkande andel infrastrukturkostnader från 23 till 18 procent under 2008–2016 kan dock utläsas, vilket har som följd att turbinkostnadernas andel har ökat i samma utsträckning.



Figur 14. Investeringskostnadernas fördelning på olika kostnadsposter under perioden 2005–2016, 2016 kr/kW.

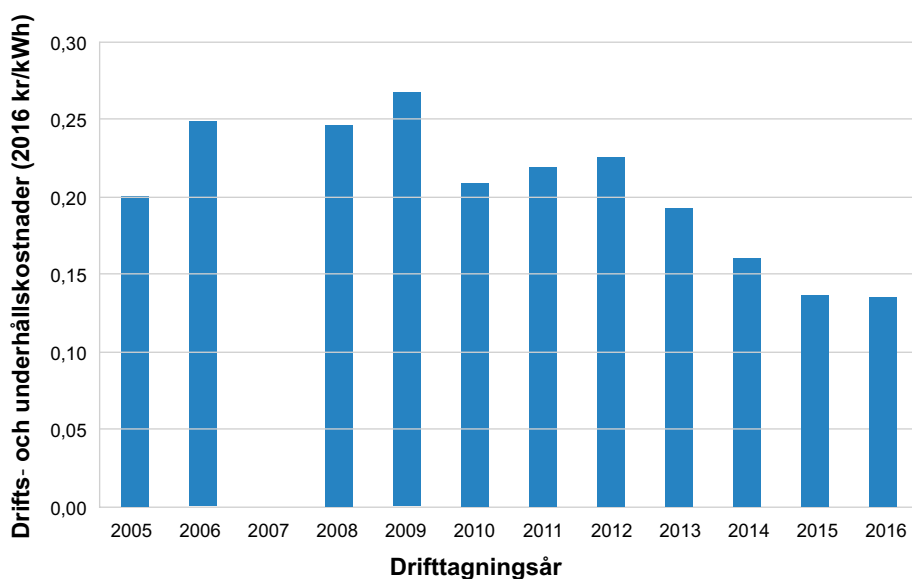
Källa: Sweco 2017, Kostnader för vindkraft i Sverige 2003–2016.

Anm: Kostnaderna är omräknade till 2016 kr/kW med Världsbankens BNP-omräkningsfaktor.

4.6 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. De drifts- och underhållskostnader som redovisas här omfattar arrende, underhåll och service, försäkringar, anslutningsavgift och fastighetsskatt. De är beräknade utifrån den genomsnittliga driftskostnaden för alla år efter det att respektive vindkraftspark togs i drift. Det innebär att kostnadsdata för parker som togs i drift under 2015 och 2016 endast baseras på kostnadsdata för ett eller ett par år, men de parker som installerades tidigare i perioden baseras på flera års kostnader.

Drifts- och underhållskostnaderna har varierat kraftigt mellan åren, vilket visas i Figur 15. 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 2016 minskade kostnaderna med omkring 35 procent. Den kapacitetsvägda genomsnittliga drifts- och underhållskostnaden uppgick till 0,135 kr/kWh 2016. Här ingår både fasta och rörliga drifts- och underhållskostnader, varav de rörliga kostnaderna står för en större del.



Figur 15. Drifts- och underhållskostnadernas utveckling under perioden 2005–2016, 2 016 kr/kWh.

Källa: Sweco 2017, Kostnader för vindkraft i Sverige 2003–2016.

Anm: Kostnadsdata för 2007 saknas. Kostnaderna är omräknade till 2016 kr/kWh med Världsbankens BNP-omräkningsfaktor.

4.7 Finansieringen av vindkraftsprojekt har förändrats

Eftersom vindkraft är ett kapitalintensivt kraftslag, med förhållandevis stora investeringskostnader men låga driftskostnader, är finansieringskostnaderna en viktig kostnads-post för vindkraftsprojekt. Det saknas publicerade data om finansieringskostnaderna för vindkraftsprojekt i Sverige. De finansieringskostnader som har använts i de

produktionskostnadsberäkningar som redovisas i avsnitt 4.8 är baserade på uppgifter från intervjuer med några marknadsaktörer som genomfördes under våren 2018 och Energimyndighetens egna bedömningar.

Det har skett stora förändringar när det gäller finansiering av svenska vindkraftsprojekt under den undersökta perioden. 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. Orsaken till det är att osäkerheten kring utvecklingen av både elpris och elcertifikatpriser – som gjort att både långgivare 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 års kontrakt 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.

Baserat på dessa förändringar har vi gjort bedömningen att kapitalkostnaden i form av WACC¹⁴ (nominell efter skatt) för vindkraftsinvesteringar har minskat från ca 8 procent 2008 till 5 procent 2016.

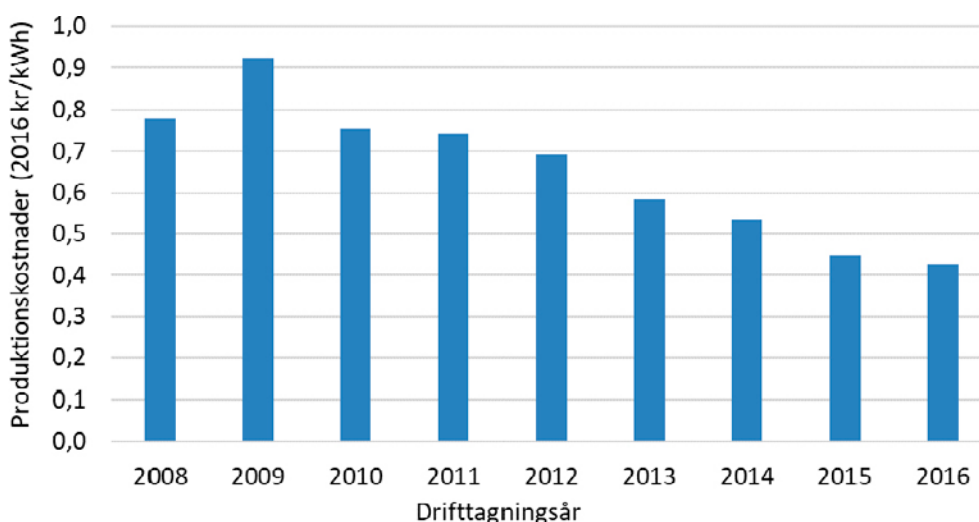
4.8 Produktionskostnaderna för vindkraft har nästan halverats sedan 2008

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 Wind:s beräkningsmodell använts¹⁵, där följande parametrar används: investeringskostnaden, drifts- och underhållskostnaden, projektets fullasttimmar, avskrivningen av investeringen enligt

¹⁴WACC betyder viktad kapitalkostnad (efter engelskans Weighted average cost of capital) och innebär att man väger in hur stora långgivarnas och aktieägarnas avkastningskrav är i förhållande till deras andel av det totala kapitalet.

¹⁵För beskrivning av beräkningarna, se IEA Wind Task 26 (Cost of wind energy) webbsida: <https://community.ieawind.org/task26/home>

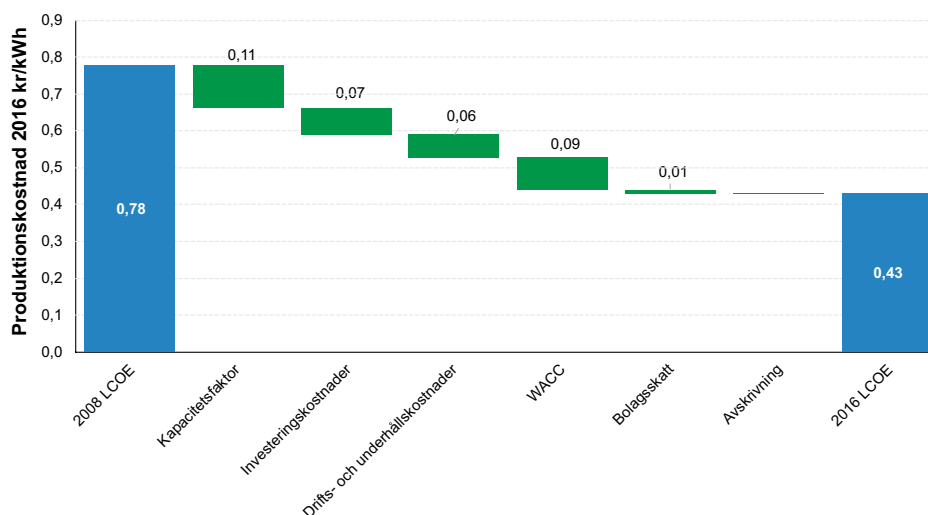
gällande regler, projektets ekonomiska livslängd och kalkylräntan för investeringen (beräknad med WACC). Resultatet av beräkningarna visas i Figur 16.



Figur 16. Utvecklingen av produktionskostnaderna för vindkraft under perioden 2008–2016, 2 016 kr/kWh.

Produktionskostnaderna för vindkraft har sjunkit med 44 procent sedan 2008, från 0,78 kr/kWh till 0,43 kr/kWh år 2016. I likhet med investerings- och drifts- och underhållskostnaderna ökade produktionskostnaderna mellan 2008 och 2009, för att sedan stegvis sjunka under resten av perioden.

För att få en ökad förståelse för kostnadsutvecklingen har en analys gjorts av vilka faktorer som bidragit mest till kostnadsutvecklingen, som visas i Figur 17. Analysen indikerar att ökad kapacitetsfaktor och 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 drifts- och underhållskostnader 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 17. Faktorer som bidraget till reduktionen av produktionskostnaderna för vindkraft under perioden 2008–2016.

4.9 Kostnadsutvecklingen till år 2020

Energimyndigheten har även gjort en översiktlig bedömning av produktionskostnadsutvecklingen till år 2020, baserat på den historiska utvecklingen som redovisats ovan. Med år 2020 menar vi här vindkraftsprojekt som tas i drift år 2020, vilket innebär att det gäller projekt som planeras och tas investeringsbeslut om idag, då ledtiden från planering och investering till drifttagning 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. Beräkningsparametrar som använts i beräkningen av produktionskostnaderna 2020 redovisas i Tabell 1.

Tabell 1. Beräkningsparametrar som använts i bedömningen 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.

En osäkerhet inför den fortsatta kostnadsutvecklingen bortom 2020 är hur länge storlek och energiavkastningen kan fortsätta öka snabbare än kostnaderna för ökad materialåtgång på grund av ökade turbinstorlekar.

Vidare läsning

Slopade anslutningskostnader för havsbaserad vindkraft – ER 2018:6

En svensk-norsk elcertifikatsmarknad – Årsrapport för 2017

IEA Wind Task 26 (Cost of wind energy) webbsida: <https://community.ieawind.org/task26/home>



Ett hållbart energisystem gynnar samhället

Energimyndigheten har helhetsbilden över tillförsel och användning av energi i samhället. Vi arbetar för ett hållbart energisystem som är tryggt, konkurrenskraftigt och har låg negativ påverkan på hälsa, miljö och klimat.

Det innebär att vi:

- tar fram och förmedlar kunskap om effektivare energianvändning till hushåll, företag och myndigheter,
- ger utvecklingsstöd till förnybara energikällor, smarta elnät och framtidens fordon och bränslen,
- ger möjligheter till tillväxt för svenskt näringsliv genom att stödja förverkligandet av innovationer och nya affärsidéer,
- deltar i internationella samarbeten, bland annat för att nå klimatmålen,
- hanterar styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter,
- tar fram nationella analyser och prognoser, samt ansvarar för Sveriges officiella statistik på energiområdet.



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99
E-post registrator@energimyndigheten.se
www.energimyndigheten.se