

# Produktionskostnads- bedömning för vindkraft i Sverige

*ER 2014:16*



Böcker och rapporter utgivna av Statens  
energimyndighet kan beställas via  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)  
Orderfax: 08-505 933 99  
e-post: [energimyndigheten@cm.se](mailto:energimyndigheten@cm.se)

© Statens energimyndighet

ER 2014:16

ISSN 1403-1892

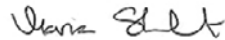
# Förord

Vindkraften har gått från att vara ett kraftslag av marginell betydelse till att bli det kraftslag som ökar i särklass mest i Sverige idag. Denna utveckling har lett till att det som sker inom vindkraftsområdet har betydelse för hela elsystemets utveckling, men också att förutsättningarna för vindkraften kraftigt har förändrats. Därför är det intressant att studera förutsättningarna för vindkraft i Sverige lite närmare, vilket vi gjort i denna rapport. Fokus i rapporten ligger på vindkraftens produktionskostnader, men vi har också gjort en bedömning av hur stor produktion vindkraften skulle kunna bidra med, givet vissa antaganden. Våra bedömningar utgår från projektdata som hämtats från projektdatabasen Vindbrukskollen, från diskussioner med aktörer i vindkraftbranschen och antaganden i andra vindkraftstudier.

Vår förhoppning är att resultatet i rapporten kommer att utgöra ett centralt underlag vid kommande långsiktsprognoiser och scenarioarbete kring energisystemets utveckling och även i övriga marknads- och styrmedelsanalyser som Energimyndigheten regelbundet genomför.



Paul Westin



Maria Stenkvist



# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>7</b>
1.1	Bakgrund och syfte med projektet .....	7
1.2	Avgränsningar .....	7
<b>2</b>	<b>Bakgrund</b>	<b>9</b>
2.1	Kraftigt ökad installerad kapacitet i världen .....	9
2.2	Vindkraftens produktionskostnader .....	10
2.3	Utveckling av de globala produktionskostnaderna för vindkraft.....	13
2.4	Vindkraft i Sverige .....	16
2.5	Potential för vindkraft i Sverige.....	21
<b>3</b>	<b>Metod</b>	<b>23</b>
3.1	Arbetsprocess .....	23
3.2	Vindbrukskollen som datakälla .....	24
3.3	Tekniska antaganden .....	24
3.4	Ekonomiska antaganden.....	28
3.5	Beräkningsmetod .....	30
<b>4</b>	<b>Resultat</b>	<b>33</b>
4.1	Kostnadskurva för svenska vindkraftprojekt .....	33
4.2	Känslighetsanalyser .....	34
4.3	Högsta och lägsta fallet.....	39
4.4	Räkneexempel för produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft	40
<b>5</b>	<b>Diskussion och slutsatser</b>	<b>43</b>
5.1	Lägre produktionskostnader för vindkraft än i tidigare studier .....	43
5.2	Sjunkande kostnader och projekt i goda vindlägen .....	44
5.3	Aktörer med tillgång till eget kapital och behov av lågriskinvesteringar .....	44
5.4	Skatteundantag gynnar producenter som använder egen el.....	45
5.5	Specifika investeringskostnaderna är av stor vikt.....	45
5.6	Drift och underhållskostnaderna har också sjunkit.....	45
5.7	Inte troligt att alla projekt kommer att förverkligas.....	45
5.8	Stor potential havsbaserad vindkraft till högre kostnader än på land... 46	
5.9	Kostnadsbedömningen bör uppdateras regelbundet .....	46

<b>6</b>	<b>Referenser</b>	<b>47</b>
	<b>Bilaga 1 Beskrivning av hur data i vindbrukskollen har använts i beräkningarna</b>	<b>49</b>
	Omfattning av projektdata .....	49
	Projektens status .....	50
	Antal verk per kvadratkilometer.....	50
	Medelvind.....	51
	<b>Bilaga 2 Havsbaserad vindkraft i Sverige</b>	<b>53</b>
	Befintlig havsbaserad vindkraft.....	53
	Planerade vindkraftparker .....	53

# Sammanfattning

Syftet med den här studien har varit att ta fram bättre kunskaper om produktionskostnaderna för vindkraft i Sverige. På så sätt skapas bättre förutsättningar för att skatta framtida utbyggnad, men också för att bedöma behovet av infrastruktur-anpassningar, stödbehov, kostnader för att uppnå mål för förnybar energi, klimatmål och att göra policyanalyser.

Denna studie visar att produktionskostnaden för att bygga ny landbaserad vindkraft i Sverige är lägre än vad som framkommit i tidigare studier. För en kostnad på 50 öre/kWh är det möjligt att bygga drygt 12 TWh ny vindkraft, givet de antaganden som använts i studien. För en kostnad på mellan 50 och 60 öre finns det ytterligare en ekonomisk potential på närmare 140 TWh per år.

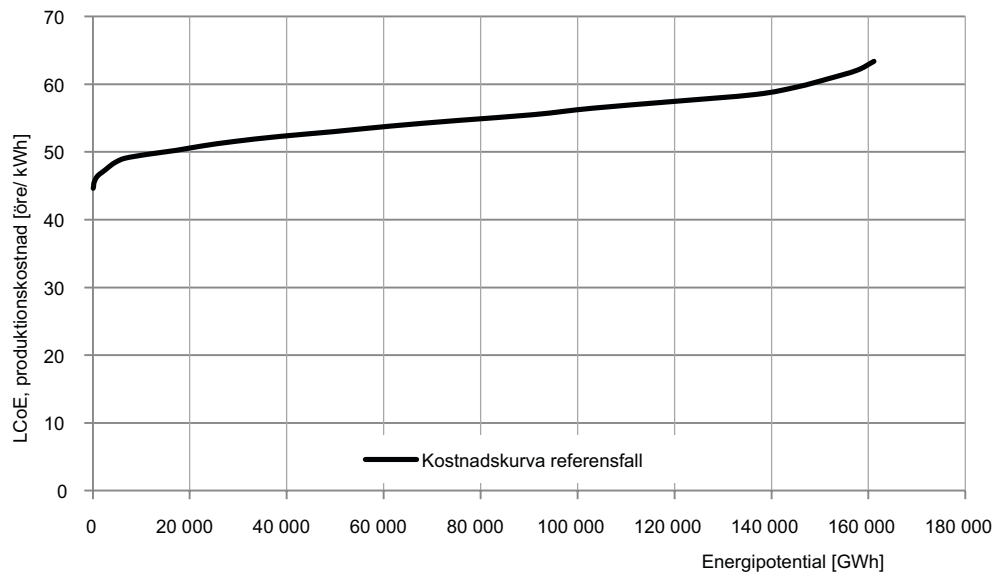
Förutom att produktionskostnaden ligger lägre än i tidigare studier, är kurvans lutning flack. Det ryms en stor mängd vindkraftprojekt i Sverige inom ett kostnadsintervall på 10 öre. Slutsatsen av det är att en liten ökning i pris på el och elcertifikat skulle kunna ge en stor utbyggnad av vindkraft, givet att andra förutsättningar är uppfyllda.

I vilken utsträckning vindkraften kommer att byggas ut i beror förstås även på en rad andra faktorer och fysiska förutsättningar, såsom möjligheterna att ansluta till elnätet, tillgång på kapital, hur miljötillstånden utvecklas och förutsättningar för övriga elproduktionsslag m.m. Dessa faktorer har inte beaktats i den här studien och den framtagna kostnadskurvan ska därför inte förväxlas med en utbyggnadsprognos.

Det finns flera förklaringar till att kostnadskurvan för nya vindkraftprojekt i Sverige ser ut som den gör idag. Det beror på dels att kostnaden för att producera el med vindkraft sjunkit kraftigt i hela världen under de senaste 15–20 åren. Det beror i sin tur på en utveckling mot effektivare vindkraftturbiner, ökad erfarenhet av projektutveckling och ökad konkurrens på vindkraftmarknaden. Det beror också på att det finns många projekt i goda vindlägen i Sverige. Det är dock viktigt att komma ihåg att produktionskostnaden varierar för alla projekt och beror på platsspecifika förhållanden.

Kostnadskurvan beskriver kostnaden för att etablera ny vindkraft i Sverige. Den visar därmed också den intäkt som krävs för att göra en vindkraftinvestering lönsam. Kostnadsläget är framräknat utifrån vindförhållanden och övriga antaganden som redovisas i metodkapitlet (kap 3).

Utgångspunkten i bedömningen har varit projektdata från databasen Vindbrukskollen, en databas som redovisar pågående vindkraftsprojekt i landet. Genom att komplettera projektdata med tekniska och ekonomiska parametrar från intervjuer, litteratur och databaser för marknadsinformation har både produktionskostnadsnivån och potentialen för ny vindkraft i Sverige kunnat bedömas.



Figur 1.1.1 Kostnadskurva för ny vindkraft i Sverige som visar produktionskostnaden (LCoE) uttryckt i öre/kWh.



# 1 Inledning

## 1.1 Bakgrund och syfte med projektet

Syftet med projektet har varit att ta fram bättre kunskap om förutsättningarna för vindkraft i Sverige. Det handlar främst om att bedöma inom vilka intervall kostnaderna för svensk vindkraftsutbyggnad ligger och vilken potentialen är.

Det finns flera användningsområden för denna kunskap. Att ha god kunskap om vindkraftens utveckling är centralt för Energimyndigheten, då vindkraften är det elproduktionsslag som har växt snabbast under det senaste åren och vars förutsättningar kraftigt har förändrats. Vindkraftens utveckling är därför av stor betydelse för energisystemets och elmarknadens utveckling i stort, t.ex. vad gäller behov av nätutbyggnad och reglerkraft. Det är även viktigt att känna till kostnadsnivåerna för att förstå prissättning på t.ex. elcertifikatmarknaden.

En bättre kostnadskurva kommer också att vara ny indata till scenarioarbeten, prognoser och elmarknadsanalyser, men också för bedömningar av stödbehov och policyanalyser. Det handlar också om att på ett bättre sätt kunna bistå såväl departement som andra myndigheter med relevant kunskap.

I Energimyndighetens långsiktsprognoiser och även i många analyser används sedan flera år en utbudskurva för vindkraft som baseras på en potentialbedömning från 2008 (Vindkraft i Sverige, Elforsk 08:22). Sedan denna studie genomfördes har underlagsmaterial av bättre kvalitet tagits fram, både vad gäller vinddata och data om vindkraftprojekt i Sverige. Under 2011 togs en ny nationell vindkartering fram som har fyra gånger bättre upplösning än den tidigare vindkarteringen som utnyttjades i potentialbedömningen från 2008. Vidare finns sedan augusti 2012 Vindbrukskollen, en databas som redovisar samtliga pågående vindkraftsprojekt i landet. Energimyndigheten har finansierat båda dessa projekt och finner det angeläget att denna information används. Med tillgång till denna information är det möjligt att genomföra en mer kvalificerad bedömning av produktionskostnaderna för vindkraftprojekt i Sverige.

## 1.2 Avgränsningar

Den här studien omfattar endast vindkraftprojekt i Sverige. Då den baseras på data om möjliga vindkraftprojekt från databasen vindbrukskollen har bedömningarna i rapporten samma begränsningar och svagheter som Vindbrukskollen har. Vindbrukskollen uppskattas omfatta 90 % av pågående vindkraftprojekt i Sverige. I bedömningarna av produktionskostnaderna har vi även använt data om medelvindhastigheter från vindkarteringen med MIUU 2011 <sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> MIUU-modellen har utvecklats av den f.d. meteorologiska institutionen Uppsala universitet, vilken numera så ingår i institutionen för geovetenskaper. MIUU 2011 har använts för den senaste nationella vindkarteringen som genomfördes 2011.



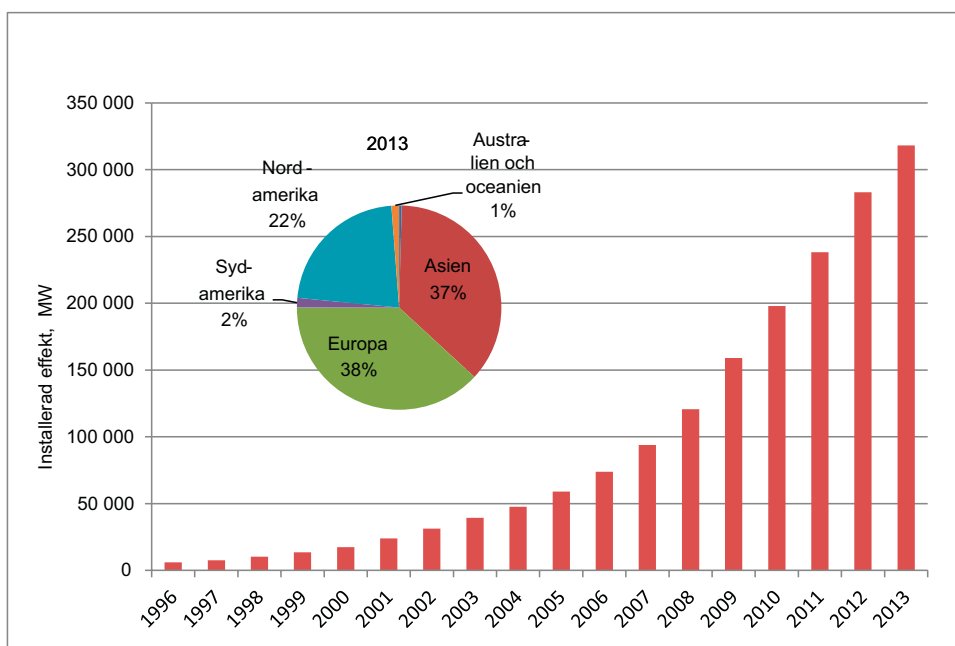
## 2 Bakgrund

Vindkraften har vuxit kraftigt i världen under det senaste decenniet. I dag finns vindkraft i över 80 av världens länder och den installerade kapaciteten har dubblats vart tredje år. En viktig orsak till vindkraftens expansion är att produktionskostnaderna har sjunkit kraftigt, så att de nu tillhör ett av de kraftslag som har lägst produktionskostnader.

För att ge en bakgrund till de antaganden och resonemang som förs i beräkningarna av produktionskostnaderna för vindkraft i Sverige i kapitel 3 i denna rapport, beskrivs här vilka faktorer som påverkar vindkraftens produktionskostnader och hur kostnadsutvecklingen har sett ut både internationellt och i Sverige. För att sätta potentialbedömningen i ett sammanhang redovisas även några andra bedömningar av potentialen för vindkraft i Sverige som gjorts under de senaste åren.

### 2.1 Kraftigt ökad installerad kapacitet i världen

Fram till 2008 stod Europa och då framför allt Danmark, Tyskland och Spanien, för merparten av den globala expansionen. Sedan 2008 har en stor del av den nya vindkraftskapaciteten installerats i Nordamerika och Kina.



Figur 2.1.1 Total installerad effekt i vindkraft i världen 1996–2013 samt fördelning av installerad kapacitet 2013. Källa: GWEC 2013.

I slutet av 2013 uppgick den globala installerade effekten till knappt 320 Gigawatt. Av denna stod Europa för knappt 40 %, Nordamerika för 22 % och Asien för 37, varav Kina stod för 30 %. När det gäller ny installerad kapacitet 2013 ökade den mest i Kina, följt av Tyskland och USA och med Sverige på en nionde plats.

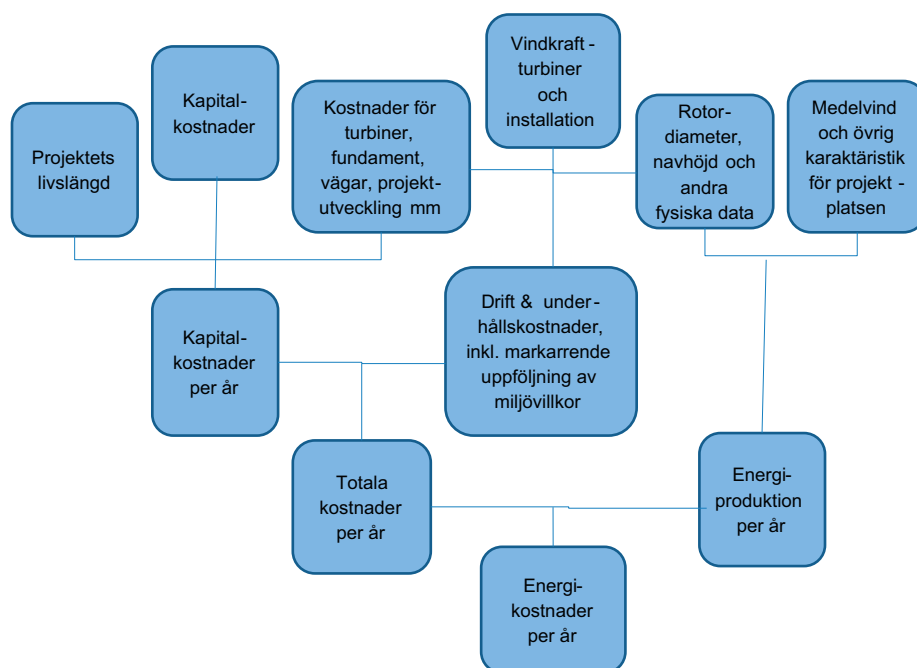
### 2.1.1 Liten andel havsbaserad vindkraft

Trots att det var drygt 20 år sedan den första vindkraftparken till havs byggdes i världen står den havsbaserade vindkraften ännu för en liten del av den totala installerade kapaciteten i världen.

År 2013 var den totala installerade effekten i havsbaserad vinkraft 6 252 MW, vilket motsvarar 2 % av den totala globala installerade kapaciteten i vindkraft. Mer än 90 % av denna installerade kapacitet finns i norra Europa, med Tyskland, Storbritannien och Danmark som ledande länder.

## 2.2 Vindkraftens produktionskostnader

Eftersom uppförande av vindkraftverk innebär stora investeringar består en stor del av produktionskostnaden av kapitalkostnader. Däremot är driftkostnaderna förhållandevis låga, då vindkraften inte har några bränslekostnader. De faktorer som påverkar produktionskostnaderna för ett vindkraftprojekt visas i figuren nedan.



Figur 2.2.1 Illustration av faktorer som påverkar vindkraftprojekts ekonomi. Källa: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind power, Irena June 2012.

De mest centrala parametrarna som bestämmer produktionskostnaderna är investeringskostnaderna, kapitalkostnaderna, vindresursen på platsen, och turbinernas tekniska egenskaper. Övriga faktorer som påverkar kostnaderna är drift- och underhållskostnader, kostnader för projektutvecklingen, infrastrukturkostnader och kostnader för att uppfylla miljötillståndets krav och säkra markåtkomst. Dessutom påverkar nättariffen, vilken varierar med anslutningsplats.

Merparten av investeringskostnaderna består av turbinkostnader, vars andel varierar mellan 64 % och 84 % för landbaserade vindkraftsprojekt i Europa<sup>2</sup>. Fördelningen mellan olika kostnadsposter för typiska land- och havsbaserade projekt visas i figuren nedan.

Turbinkostnadernas andel av de totala investeringskostnaderna är lägre för havsbaserad vindkraft jämfört med landbaserad. För havsbaserad vindkraft är turbinkostnadernas andel runt 50 %, medan den för landbaserad vindkraft är 65 %, vilket framgår av figurerna nedan. Skillnaden kan förklaras med att kostnaderna för fundament och installation av vindkraftverken är större till havs än på land.

**Tabell 2.2.1 Investeringskostnadernas fördelning på olika kostnadsposter för typiska landbaserad och havsbaserad vindkraftsprojekt. Källa: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind power, Irena June 2012.**

	Landbaserad Andel av investeringskostnad, %	Havsbaserad Andel av investeringskostnad, %
Turbinkostnader	65–84	30–50
Nätanslutningskostnader	9–14	15–30
Bygg- och anläggningskostnader	4–16	15–25
Övriga investeringskostnader	4–10	8–30

Turbinkostnadernas andel av den totala investeringskostnaden varierar också mellan olika länder. Enligt data från 2012 för några utvalda länder var turbinkostnadernas andel lägst i Kina med 38 % och högst i Sverige med 88 % år 2012<sup>3</sup>. I merparten av de undersökta länderna låg dock turbinkostnadernas andel mellan 60–70% av de totala kostnaderna<sup>4</sup>.

### 2.2.1 Drift- och underhållskostnader

Vilka kostnadsposter som räknas med i drift- och underhållskostnaderna för vindkraftverk kan variera mellan olika källor vilket gör det något vanskligt att redovisa utvecklingstrender för dessa kostnader. Normalt ingår alla kostnader som härrörs till underhåll av ett vindkraftverk som är i drift, men även andra kostnader som uppstår i driftskedet som försäkringar, markarrende, skatter och administrativa

<sup>2</sup> EWEA 2009

<sup>3</sup> 2013 JRC wind status report, Technology, market and economic aspects of wind in Europe, 2014

<sup>4</sup> 2013 JRC wind status report, Technology, market and economic aspects of wind in Europe, 2014

kostnader bör räknas med i dessa kostnader. Drift och underhållskostnaderna kan därför variera mellan 11 % och 30 % av de totala produktionskostnaderna för vindkraft<sup>5</sup>. I tabellen nedan redovisas drift och underhållskostnader vid full service för landbaserad vindkraft. Uppgifterna är hämtade från serviceavtal för nya vindkraftparker som Bloombergs New Energy Finance (BNEF) har samlat in. Enligt dessa data har kostnaderna sjunkit med 30 % under perioden 2008–2013. Det finns flera förklaringar till att kostnaderna har sjunkit. Dels har konkurrens ökat på eftermarknaden, och dels finns skalfördelar. En annan aspekt är att de stora företag som har investerat i vindkraftparker på senare tid har en bättre förhandlingsposition vid överenskommelser som drift- och underhållsavtal än vad tidigare mindre aktörer hade. En ytterligare orsak är att turbinerna har en högre tillgänglighet idag som ett resultat av turbintillverkarnas satsningar på produkt- och processutveckling, vilket resulterar i minskat behov av service<sup>6</sup>.

**Tabell 2.2.2 Drifts- och underhållskostnader för landbaserade vindkraftparker globalt 2008–2013. Källa BNEF 2013 och 2014.**

År	BNEF 2013 Globalt Euro/kW/år	BNEF 2014 Globalt Euro/kW/år	BNEF 2014 25 % kapacitetsfaktor Euro/MWh
2008		29,82	13,33
2009		28,6	13,06
2010	22,82	24,2	11,05
2011	20,12	26,8	12,24
2012	19,37	17,3	7,90
2013	18,56	20,8	9,50

Det finns färre uppgifter om drifts- och underhållskostnaderna för havsbaserad vindkraft, vilket bland annat beror på att antalet vindkraftparker och företag som arbetar med drift- och underhåll till havs är färre. Kostnaderna är högre än för landbaserad vindkraft på grund att det är mer kostsamt att bedriva service av vindkraft till havs. I en studie av vindkraftens produktionskostnader, utförd av IRENA (International Renewable Energy Agency) uppskattas de ligga inom kostnadsintervallet 17–35 öre/kWh globalt<sup>7</sup>.

<sup>5</sup> Renewable Energy Technologies: Cost analysis series, Wind Power, Irena, June 2012

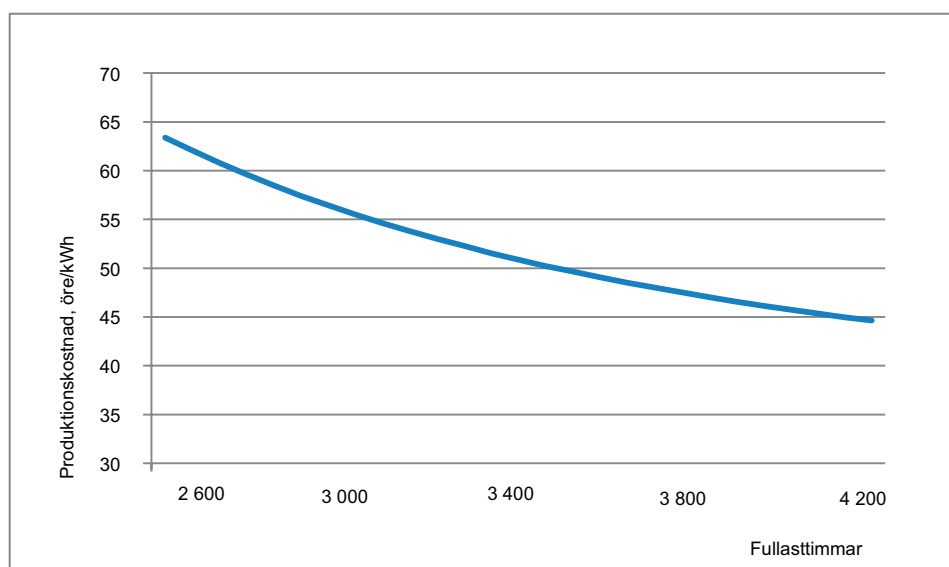
<sup>6</sup> 2013 JRC wind status report, Technology, market and economic aspect of wind energy in Europe, JRC 2014

<sup>7</sup> Renewable Energy Technologies: Cost analysis Series, Wind Power, Irena 2012

### 2.2.2 Fullasttimmar

Den viktigaste faktorn för kostnadsbilden för ett vindkraftsprojekt är vindförhållanden. För att visa hur kostnadsbilden påverkas av vindförhållanden visas i Figur 2.2.2 nedan produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft i Sverige som en funktion av antal fullasttimmar. Antalet fullasttimmar beror till stor del på vindförhållanden på den aktuella platsen men också på turbinens tekniska egenskaper. Utvecklingen mot allt större turbiner, med högre torn och större rotorerna har lett till att antalet fullasttimmar har kunnat öka. Denna utveckling beskrivs vidare i kapitel 2.3 och i 2.4.2.

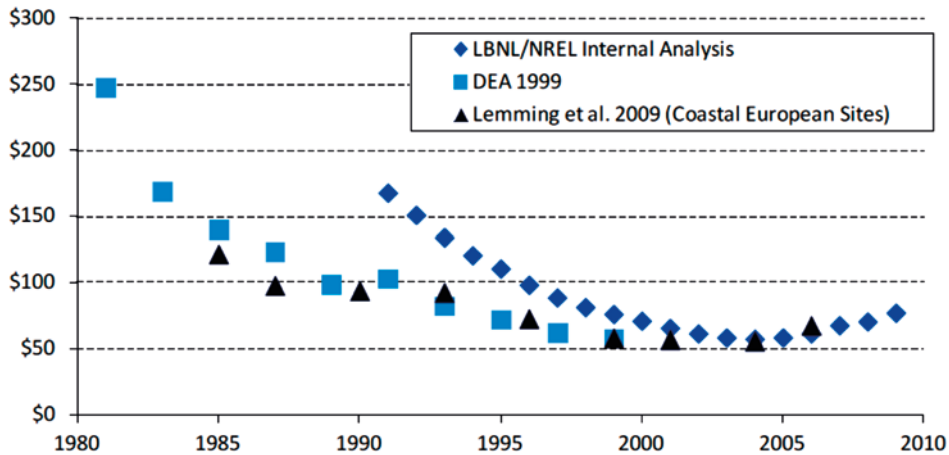
Då antalet fullasttimmar ökar från 2 600 till 3 000 minskar produktionskostnaderna med 7 öre, från 63 till 56 öre/kWh. Vid 3 500 fullasttimmar sjunker produktionskostnaderna ytterligare till 50 öre/kWh. För att uppnå 3 500 fullasttimmar krävs dock goda vindförhållanden med medelvindar på minst 7,8 m/s (se vidare 3.3.6).



Figur 2.2.2 Beräknad produktionskostnader för vindkraft i Sverige, som en funktion av antalet fullasttimmar. Källa: Egna beräkningar. Anm: I beräkningarna utgår från antagande om en klass II turbin 3,2 MW, de totala investeringskostnaderna sätts till 12 000 kr/kW, drift och underhållskostnaderna 15 öre/kWh och kalkylräntan är 8 % och livslängden 20 år.

## 2.3 Utveckling av de globala produktionskostnaderna för vindkraft

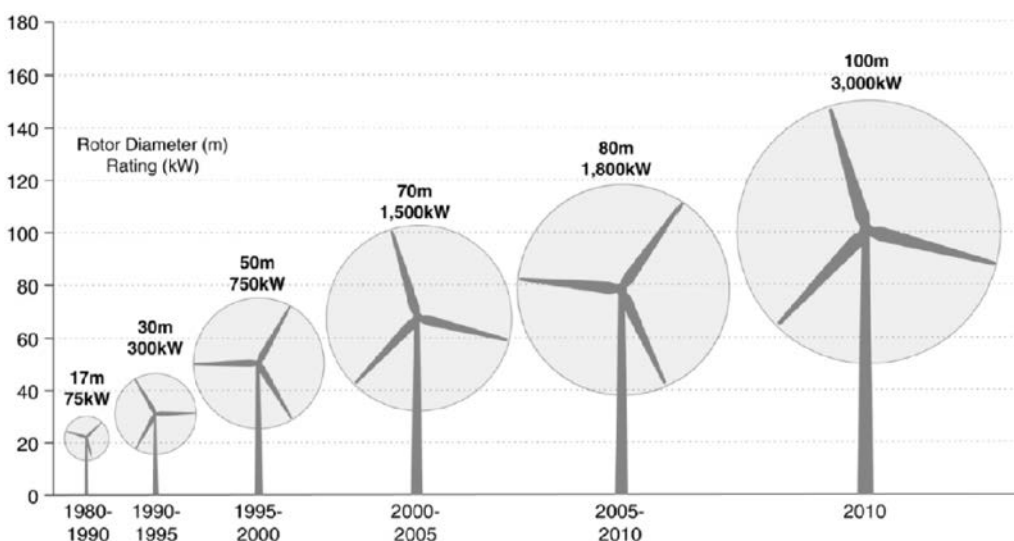
Från 1980-talet och fram till i början av 2000-talet har vindkraftens investeringskostnader sjunkit kraftigt. Det har resulterat i en dramatisk reduktion av produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft under denna period. Data från tre olika utvärderingar av produktionskostnadernas historiska utveckling (Lawrence Berkley National Laboratory och National Renewable Energy Laboratory, Lemming et al, (2009) och DEA (1999)) visar att produktionskostnaderna minskade med mer än en faktor tre under perioden, från mer än 150 USD/MWh i början av 1980-talet till ungefär 50 USD/MWh vid 2000-talets början, vilket visas i Figur 2.3.1.



Figur 2.3.1 Uppskattade produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft mellan 1980 och 2009 i USA och Europa, exklusive styrmedel, 2010 USD/MWh. Källa: IEA Wind Task 26, The past and Future Cost of Wind Energy, IEA 2012.

Förklaringen till denna kostnadsutveckling är att den tekniska utvecklingen har gjort det möjligt att utveckla större turbiner till en lägre kostnad. Utvecklingen ledde även till sjunkande kostnader hos komponenttillverkare och projektörer. Vindkraften präglas dessutom fortfarande av skalfördelar i och med att utbytet till större turbiner hittills lett till att effektiviteten ökat mer än kostnaderna. Mellan 1980 och 2000-talets början ökade turbinstorlekarna från 75 kW till mer än 1 000 kW i installerad effekt, vidare ökade rotordiameterna från 17 till 70 meter och verken höjd från 20 till 65 meter, vilket visas i Figur 2.3.2.

Större turbiner gör det möjligt att utnyttja vindresurserna mer effektivt. Med högre torn kommer rotorerna på höjder där turbulensen är mindre och medelvindhastigheter är högre. Större rotordiametrar gör att verken kan producera mer elenergi jämfört med en mindre rotor.



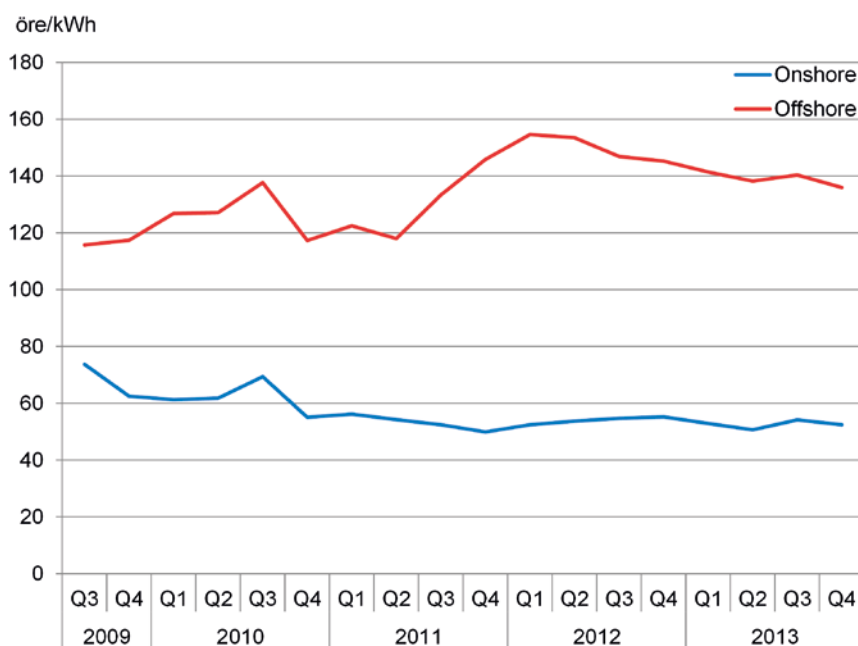
Figur 2.3.2 Några typiska turbinutformningar under perioden 1980 till 2010. Källa NREL.



I början av 2000-talet bröts trenden med sjunkande kostnader och produktionskostnaderna började istället stiga. Detta trendbrott berodde på att priserna på vindturbiner börjat öka, vilket i sin tur kan förklaras med flera faktorer. Både råvarupriser och kostnader för arbetskraft steg under perioden och dessutom ökade vinsterna hos turbintillverkarna. Även trenden mot att utnyttja allt större turbiner bidrog till att turbinskostnaderna ökade.

Från och med omkring år 2009 vände sedan turbinpriserna nedåt igen, vilket resulterade i att produktionskostnaderna för vindkraft åter började sjunka. Under perioden 2009–2013 sjönk produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft med 30 % uttryckt i svenska kronor. Bidragande orsaker till att kostnaderna åter började sjunka var överkapacitet hos turbintillverkarna, sjunkande råvarupriser på grund av den finansiella krisen och ökad konkurrens. Den genomsnittliga globala produktionskostnadsnivån för landbaserad vindkraft låg enligt dessa uppgifter på omkring 55 öre/kWh.

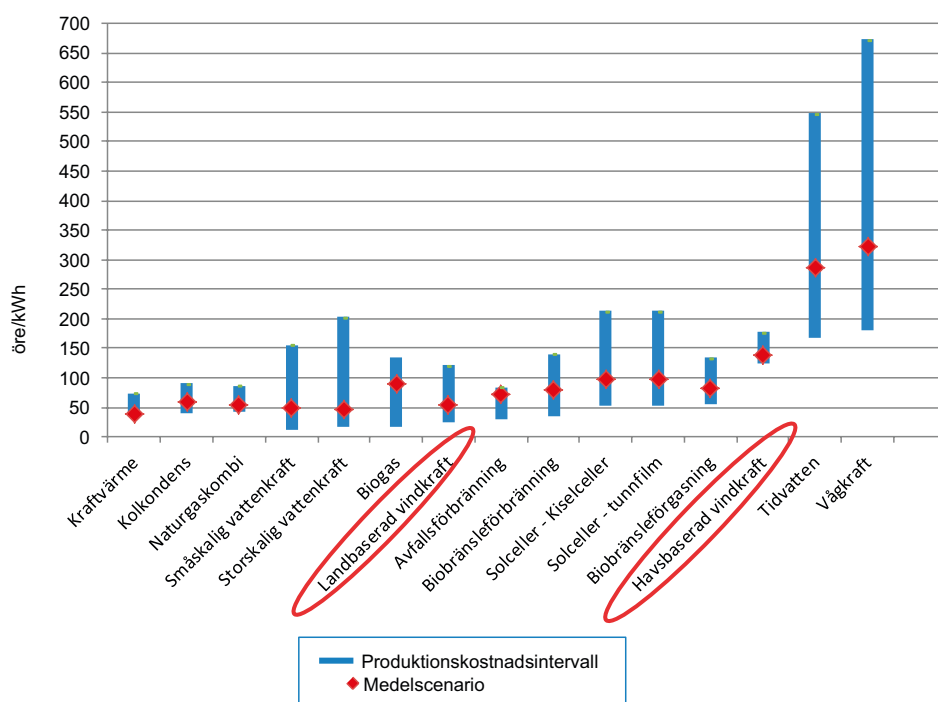
Utvecklingen för havsbaserad vindkraft ser annorlunda ut än för landbaserad vindkraft. Produktionskostnaderna har under perioden 2009–2013 ökat med 17 % räknat i svenska kronor, medan produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft minskat med 30 %. Ökningen kan främst förklaras av att investeringskostnaderna för vindkraftprojekt har ökat, vilket i sin tur beror på att många parker idag byggs på större avstånd från land än tidigare. Ett större avstånd till land innebär ökade kostnader i alla led från turbiner och fundament till elanslutning och drift och underhållskostnader. Den genomsnittliga globala produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft uppgår till 137 öre/kWh, således mer än dubbelt så hög som den för landbaserad vindkraft. Utvecklingen för produktionskostnaderna för både land och havsbaserad vindkraft under perioden 2009–2013 visas i Figur 2.3.3.



Figur 2.3.3 Utveckling av produktionskostnader för vindkraft i världen 2009–2013, öre/kWh, löpande priser. Källa: BNEF 2014.

### 2.3.1 Jämförelse med andra kraftproduktionslag

Utvecklingen mot allt större och effektivare vindkraftturbiner, materialutveckling och ökad erfarenhet av projektutveckling tillsammans med en ökad konkurrens på vindkraftmarknaden har lett till att vindkraftens produktionskostnader kunnat sjunka kraftigt. Landbaserad vindkraft är idag ett av de kraftslag som har lägst produktionskostnader, vilket visas i Figur 2.3.4 nedan. Den genomsnittliga produktionskostnadsnivån i världen för landbaserad vindkraft ligger på omkring 55 öre/kWh och kostnadsintervallet sträcker sig från 24 till 121 öre/kWh. Det är en lägre genomsnittskostnad än kolkondensanläggningar och ungefär på samma nivå som naturgaskombianläggningar globalt. Havsbaserad vindkraft är dock ännu ett förhållandevis dyrt kraftslag. Den genomsnittliga kostnadsnivån ligger omkring 137 öre/kWh, mer än dubbelt så högt som för landbaserad vindkraft.



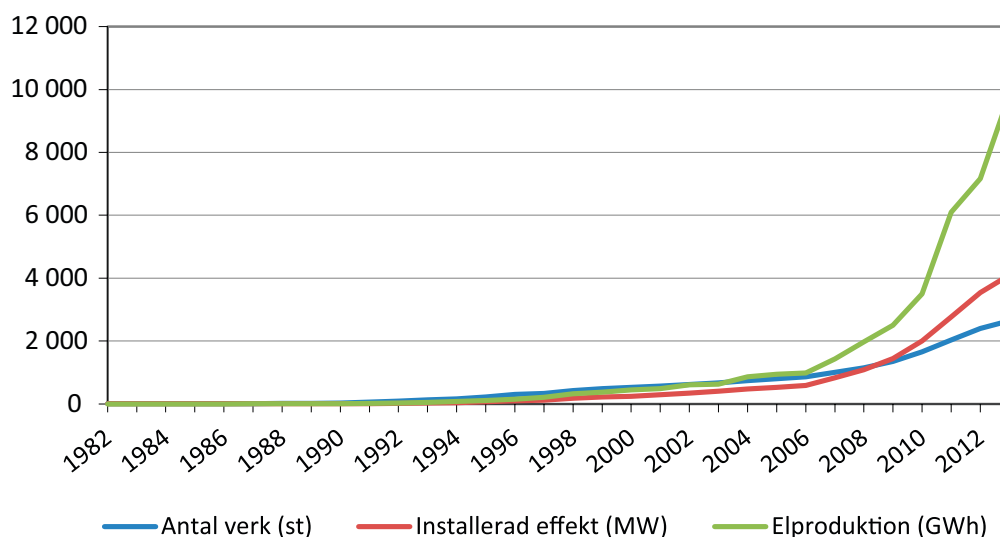
Figur 2.3.4 Produktionskostnader vid utbyggnad för olika kraftslag, uttryckta som kostnadsintervall och med ett medelscenario för varje kraftslag. Källa: BNEF januari 2014. Anm. Kostnadsintervallen är uppbyggda av projektdata från typiska projekt på några regionala nyckelmarknader. Medelscenariot består av en blandning av indata från konkurrenskraftiga projekt på mogna marknader.

## 2.4 Vindkraft i Sverige

Efter många år med låg utbyggnadstakt tog vindkraftsutbyggnaden i Sverige fart runt år 2007, vilket visas i figuren Figur 2.4.1. Sedan 2007 har den installerade effekten gått från drygt 1 000 MW installerad effekt till att i slutet av år 2013 uppgå till drygt 4 000 MW. Totalt producerade vindkraften knappt 10 TWh 2013, vilket motsvarar 7 % av Sveriges elproduktion<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Mer om vindkraftens produktion, utbyggnad och systemeffekter finns i Vindkraftstatistik 2013, ES2014:02.

Den havsbaserade vindkraften står ännu för en marginell del av vindkraftutbyggnaden i Sverige. Det finns idag sex havsbaserade vindkraftparker som år 2013 producerade 555 GWh. Av denna produktion stod Vattenfalls vindkraftpark Lillegrund i Öresund för drygt 320 GWh. Den senast byggda vindkraftparken är E.ONs park Kårehamn utanför Ölands nordliga kust, som togs i drift 2013. En utförligare beskrivning av befintliga och planerade vindkraftparker till havs redovisas i bilaga 2.



Figur 2.4.1 Utvecklingen av installerad effekt och antal vindkraftverk i Sverige 1982–2013. Källa: Vindkraftstatistik 2013, Energimyndigheten 2014.

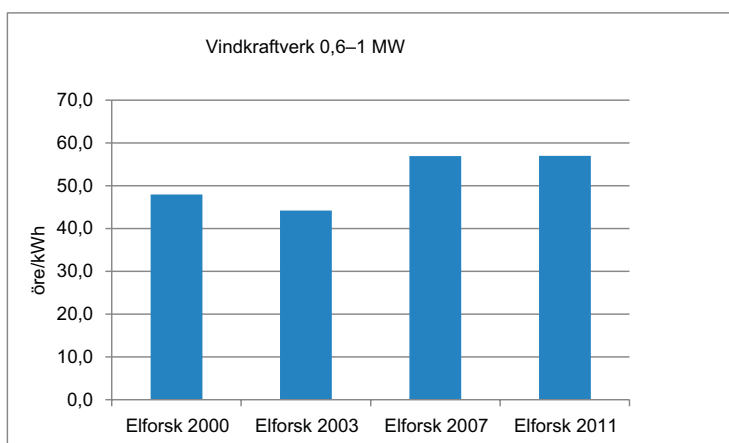
### 2.4.1 Turbinstorlek och kapacitetsfaktor

Enligt Vindstat, driftstatistiken för vindkraft, vilken omfattar cirka 60 % av alla vindkraftverk i Sverige, har antalet verk som är större än 2 megawatt ökat kraftigt på den svenska marknaden under de sju senaste åren. Under 2013 var medeleffekten för de verk som togs i drift under året 2,285 megawatt. Den vanligaste rotordiametern uppgick till mellan 80 till 95 meter. Den genomsnittliga kapacitetsfaktorn var 25,3 % och tillgängligheten 95 % under året. Kapacitetsfaktorn uttrycker hur många fullasttimmar som vindkraftverket har gått av årets samtliga timmar. Trenden i Sverige skiljer sig inte från trenden på den globala vindkraftsmarknaden. Kapacitetsfaktorn ökar allteftersom tekniken utvecklas och allt högre torn och bättre utvalda platser gör att turbinerna kan placeras i lägen där vindförhållanden är bättre. En förbättrad och utvecklad driftteknik bidrar också till ökad effektivitet.

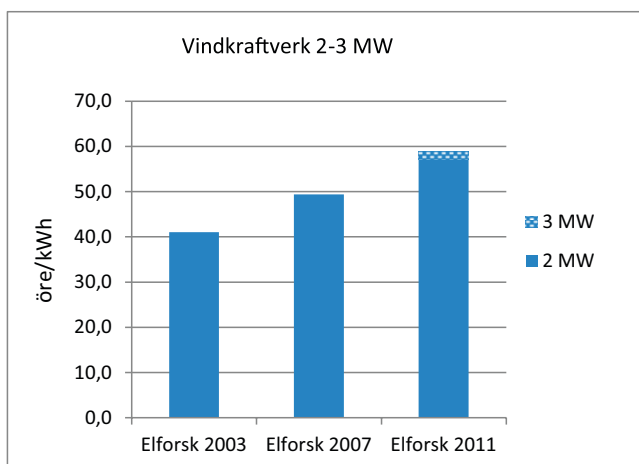
### 2.4.2 Utveckling av produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft i Sverige

Det finns inga officiella data som visar hur kostnadsutvecklingen för vindkraft har sett ut i Sverige. Produktionskostnaderna för vindkraft har dock uppskattats vid flera tillfällen i Elforsks rapportserie ”El från nya anläggningar”, vilken analyserar produktionskostnaderna för alla typer av nya elproduktionsanläggningar.

Enligt uppskattningarna i dessa rapporter har det inte skett några produktionskostnadsminskningar i svensk vindkraft under år 2000 till 2011, snarare har kostnaderna ökat. En förklaring till det är troligen att man i 2011 års rapport använde kostnadsdata från 2010 och att trenden med sjunkande kostnader internationellt då ännu inte hade nått Sverige. I Figur 2.4.2 och Figur 2.4.3 visas uppskattade produktionskostnader för små respektive medelstora vindkraftverk på land i Sverige enligt Elforsks rapporter El från nya anläggningar.



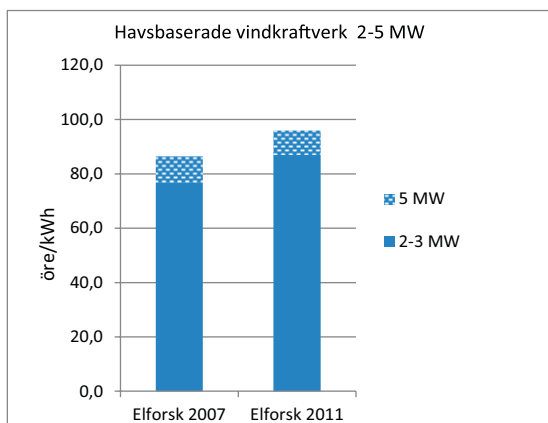
Figur 2.4.2 Produktionskostnader för mindre vindkraftverk (0,6–1 MW) på land enligt Elforsks rapportserie El från nya anläggningar åren 2000, 2003, 2007 och 2011, 2010 års priser. Källa: Elforsk.



Figur 2.4.3 Produktionskostnader för medelstora vindkraftverk (2–3 MW) på land enligt Elforsks rapportserie El från nya anläggningar åren 2003, 2007 och 2011, 2010 års priser. Källa: Elforsk.

Enligt den senaste Elforskrapporten låg produktionskostnaderna för mindre vindkraftverk på land på 57 öre/kWh, medan kostnaderna för medelstora anläggningar låg i intervallet 57–59 öre/kWh år 2010.

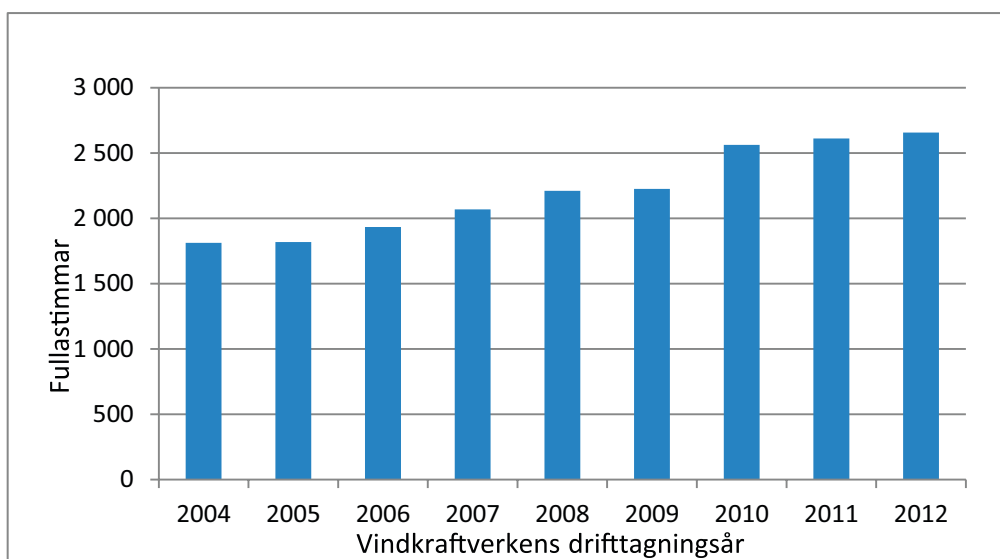
När det gäller havsbaserad vindkraft uppskattades produktionskostnadsnivån i Sverige ligga inom intervallet 87–96 öre/kWh.



Figur 2.4.4 Produktionskostnader för havsbasead vindkraft i Sverige (2–5 MW) enligt Elforsks rapportserie El från nya anläggningar åren 2007 och 2011, 2010 års priser. Källa: Elforsk.

Enligt branschorganisationen Svensk Vindenergi<sup>9</sup> har produktionskostnaderna för landbasead vindkraft i Sverige sjunkit sedan 2010. Det beror på att turbinpriserna har sjunkit samtidigt som turbinerna har blivit effektivare. Dessutom har kronan stärkts i förhållande till andra valutor, vilket gjort importen av vindkraftverken billigare.

Turbinernas ökade effektivitet kan visas med ett nyckeltal kallat fullasttimmar. Begreppet utgår från energiproduktion och generatorns märkeffekt och anger det antal drifttimmar på full effekt som krävs för att nå den faktiska produktionen. Fullasttimmarna har ökat under hela 2000-talet. Vindkraftverk som togs i drift 2004 hade i genomsnitt 2 400 fullasttimmar, medan verk som togs i drift 2012 hade 2 700 fullasttimmar, vilket visas i figuren nedan.

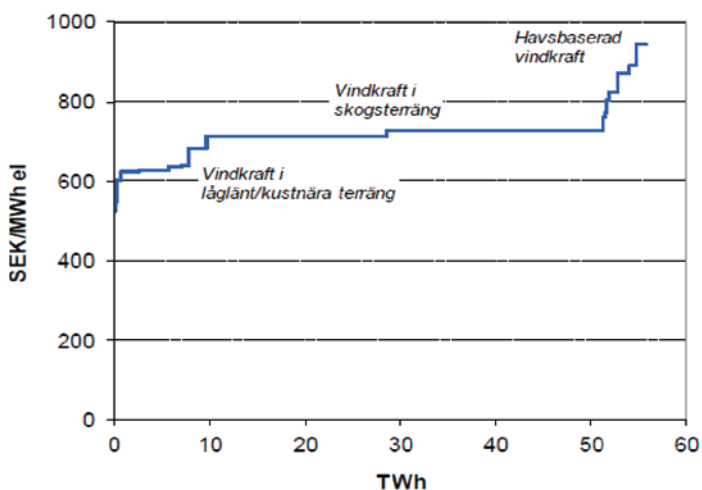


Figur 2.4.5 Genomsnittligt antal fullasttimmar för vindkraftverk, fördelat på vindkraftverkens drifttagningsår. Källa: Ceasarregistret, Energimyndigheten 2014.

<sup>9</sup> Enligt en presentation gjord på Nätverket för vindbruks årliga konferens på Balingsholm 3 okt 2012.

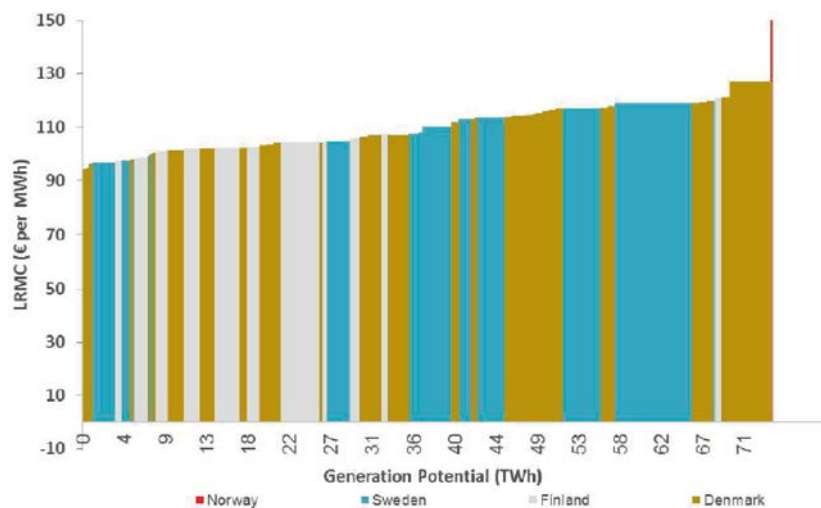
### 2.4.3 Kostnadsintervall i MARKAL-NORDIC-modellen

Energimyndigheten har i de senaste långsiktsprognoerna och i flera andra marknadsanalyser använt MARKAL-NORDIC-modellens utbudskurva för vindkraft i Sverige. Enligt denna utbudskurva uppgår produktionskostnaderna för vindkraftprojekt i Sverige till mellan 60–80 öre/kWh. Kurvan baseras på Elforsks studie ”Vindkraft i framtiden” (2008). Produktionskostnadsnivån som används i MARKAL-NORDIC modellen har dock höjts jämfört med 2008 års studie.



Figur 2.4.6 Utbudskurva för ny vindkraft i Sverige för modellår 2016 och framåt. Källa: Beräkningar med Markal-Nordic inför Långsiktsprogno 2012, Profu 2013.

En uppskattning av produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft har också gjorts i en rapport som konsultföretaget Thema Consulting Group gjorde för Nordiska ministerrådets arbetsgrupp för förnybar energi<sup>10</sup> 2013. I rapporten uppskattades kostnaden och trolig elproduktion för enskilda projekt avseende havsbaserad vindkraft. Kostnaden för svensk havsbaserad vindkraft är enligt figuren nedan mellan 95 och 120 €/MWh vilket motsvarar cirka 85–110 öre/kWh.



Figur 2.4.7 Långsiktig marginalkostnad, LRMC eller LCoE för nordiska projekt för havsbaserad vindkraft. Källa: Thema Consulting Group.

<sup>10</sup> Thema Consulting Group (2013). Offshore wind farms as joint projects, ISBN nr 978-82-93150-39-8, Thema Report 2013-12

#### 2.4.4 Högre turbinpriser i Norden än i övriga Europa

Enligt Bloombergs New Energy Finance, som sedan 2009 samlar in marknadsdata på turbinpriser i hela världen utifrån leveransavtal, är turbinpriserna i Norden högre än i andra delar av Europa. Det genomsnittliga turbinpriset för leveranser under första halvåret 2013 var 9,51 miljoner SEK/MW i Norden jämfört med 7,51 miljoner SEK/MW i Frankrike, 8,0 miljoner SEK/MW i centrala och östra Europa och 6,92 miljoner SEK/MW i Storbritannien<sup>11</sup>. Eftersom turbinpriserna står för mellan 50–65% av de totala kostnaderna för vindkraftsprojekt, har dessa stor betydelse för de totala produktionskostnaderna.

I en marknadsanalys från mars 2014 uppskattar Bloombergs New Energy Finance de genomsnittliga produktionskostnaderna för vindkraft i Sverige till 57 öre/kWh<sup>12</sup>.

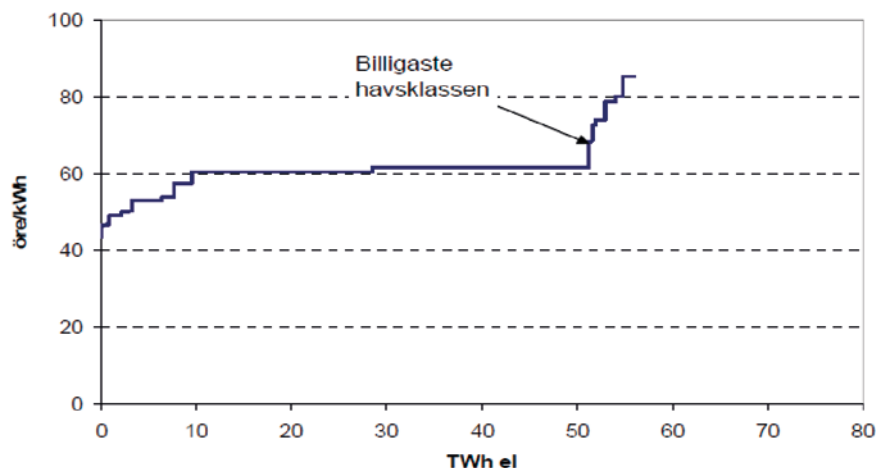
### 2.5 Potential för vindkraft i Sverige

Vid bedömningar av potentialer är det viktigt att definiera vilken typ av potential som avses, eftersom begreppet potential kan definieras på flera olika sätt. Boyle (2004) delar upp potentialen i fyra delar som fritt översatt är *tillgängliga resurser*, *teknisk potential*, *praktisk genomförbar potential* samt *ekonomisk potential*. *Tillgängliga resurser* är själva energikällans energiinnehåll. Den *tekniska potentialen* tar hänsyn till hur mycket av den tillgängliga resursen som verkligen kan utnyttjas med tillgänglig mogen teknik. Hänsyn tas också till att det inte går att bygga på vägar, i sjöar eller exempelvis en nationalpark. Nästa steg är den *praktiskt genomförbara potentialen* som även tittar på begränsningar i elnätet och eventuella problem med intermitterent produktion. Även social acceptans, begränsade resurser och möjligheten att få tillstånd beaktas. Begränsningar i resurser eller tillståndsprocesser kan medföra att det inte går att bygga mer än ett visst antal TWh per år. Potentialen är oftast uppritad på en kostnadskurva. Härifrån kan den *ekonomiska potentialen* härledas genom antaganden om olika elpriser och stödnivåer.

Den potentialbedömning som det ofta refereras till är Elforsks rapport ”Vindkraft i framtiden” (2008). I denna studie har potentialen för vindkraft uppskattats, baserat på en GIS-analys, där bland annat hänsyn har tagits till ytor där det inte går att bygga eller där det finns konflikter av olika slag. Beräkningarna visar en total teknisk vindkraftpotential på 510 TWh per år på land och 46 TWh per år till havs. I studien anges dock att den beräknade tekniska potentialen bör betraktas som teoretisk, eftersom den bygger på ett antagande om möjlig installerad effekt per kvadratkilometer som visat sig vara för allt för hög. För att ta fram en mer praktisk potential gjordes även en känslighetsanalys i studien, där potentialen skalades ned till att endast omfatta 10 % av den ursprungliga tekniska potentialen i referensfallet, det vill säga 50 TWh landbaserad vindkraft och cirka 5 TWh havsbaserad vindkraft. Potentialen visas i figuren nedan.

<sup>11</sup> Wind Turbine Price Index, BNEF nov 2013, Omräknat från Euro, 1 Euro = 8,34 SEK (mars 2013)

<sup>12</sup> Sweden Fans More Wind with REC over supply, BNEF feb 2014, omräknat från Euro, 1 Euro = 8,86 SEK (feb 2014)



Figur 2.5.1 Produktionskostnad och potential för vindkraft. Figur från "Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv", ER 2010:18. Kostnaderna är inte uppdaterade för dagens turbiner. Källa: Vindkraft i framtiden, Elforsk 2008.

I flera av Energimyndighetens analyser under de senaste åren har den begränsade potentialen från Elforsk rapport 2008 använts, bland annat i Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv (ER 2010:18) och i Långsiktsprognos 2012 (ER 2013:03).

Ett annat sätt att uppskatta möjlig produktion från vindkraft är att undersöka tillståndsansökningar och tillståndsbeslut för vindkraftprojekt. På så sätt tas hänsyn till vad som är praktiskt genomförbart. En sådan bedömning genomfördes i samband med Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015<sup>13</sup>, vilket visas i tabellen nedan.

**Tabell 2.5.1 Potential för vindkraft i Sverige baserat på de projekt som finns i någon fas av tillståndprocessen. Källa: Energimyndigheten 2014**

	Möjlig produktion
<b>Landbaserad vindkraft</b>	
– Under prövning	71
– Tillståndsgiven	17,0
– Okänd status	7,8
<b>Havsbaserad vindkraft</b>	
– Under prövning	17,6
– Tillståndsgiven	8,5
<b>Totalt</b>	<b>121,9</b>

Enligt denna bedömning uppskattas de redan tillståndsgivna landbaserade vindkraftsprojekten till ungefär 17 TWh och omfattningen på projekt under prövning bedöms vara ungefär 70 TWh. Vidare skulle det kunna produceras knappt 9 TWh i de havsbaserade vindkraftparker som har fått tillstånd och ytterligare 18 TWh i de projekt som är under prövning<sup>14</sup>. Den totala potentialen för både landbaserad och havsbaserad vindkraft uppskattades till 122 TWh.

<sup>13</sup> Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015; Energimyndigheten ER 2014:04

<sup>14</sup> Uppgiften om möjlig produktion i havsbaserade vindkraftparker under prövning har justerats från 18 till 18–23 TWh i bilaga 3 p.g.a. nya uppgifter framkommit om möjlig produktion i projektet Södra Midsjöbankarna.



## 3 Metod

Beräkningarna av potentialen i den här rapporten utgår från projektdata i vindbrukskollen. Fördelen med detta angreppssätt är att det gör det möjligt att ta fram en potential som utgår från verkliga projekt. Detta eftersom Vindbrukskollen omfattar de flesta projekt (ca 90 %) som är i någon fas av tillståndprocessen (tillstånd eller anmälan enligt miljöbalken eller bygglov), vilket innebär att projektörerna bedömt dessa projekt som möjliga att utveckla. Det faktum att alla projekt inte kommer att få tillstånd eller byggas beaktas i en känslighetsanalys som redovisas i 4.2.7.

### 3.1 Arbetsprocess

Uppgifter om aktuella projekt hämtades in från databasen Vindbrukskollen. Projektdata har länkats till vinddata för att på så sätt kompletteras med information som krävs för att göra skattningar av tillgången på projekt i olika områden och vindlägen.

Utöver befintliga data har tekniska och ekonomiska beräkningsantaganden ansatts. Antaganden har gjorts baserade på bästa tillgängliga data. Bland annat har intervjuer genomförts med flertalet marknadsaktörer i olika led av värdekedjan, så som projektutvecklare, projektförsäljare, finanseringskonsulter, riskkapitalägare, banker. Vidare har marknadsinformation köpts in från Bloombergs New Energy Finance (BNEF). Antaganden har sedan granskats internt i diskussioner med projektets styrgrupp och arbetsgrupp samt externt vid en workshop som arrangerades i april 2014<sup>15</sup>.

Utifrån ovan nämnda data och antaganden har den sammanlagda ytan för tillgängliga projekt sammanställts och sorterats utifrån medelvind. Därefter har en möjlig framtida effekt och energiproduktion beräknats. Beräkningsmodellen, som har utformats av Energimyndigheten, använder en effektkurva och en sannolik vindhastighetsfördelning för att beräkna möjlig energiproduktion vid olika vindlägen.

För att beskriva en kostnadskurva för vindkraften i Sverige behöver även ekonomiska beräkningar och antaganden göras. Utifrån dessa beräkningar och antaganden har sedan produktionskostnaden, motsvarande det engelska begreppet "LCoE, levelized cost of energy", beräknats. De ekonomiska beräkningar och antaganden som gjorts utgår från intervjuer med branschen och diskussioner med referensgrupperna.

Det bör också sägas att nyckelantaganden i möjligaste mån har harmoniserats med Elforsks pågående projekt "El från nya anläggningar". Känsligheten i antaganden visas i ett antal känslighetsanalyser efter resultatet.

---

<sup>15</sup> På workshopen deltog Elforsk, Svensk Kraftmäklare, Svensk Vindenergi och Profu.

## **3.2 Vindbrukskollen som datakälla**

I Vindbrukskollen finns 3 371 projekt (mars 2014). Av dessa var 3 344 landbaserad och 27 havsbaserade projekt. I potentialbedömningen ingår endast de landbaserade projekten, vilket motsvarar 90 % av den sammanlagda projektarean. Projekten har även sorterats utifrån ärendestatusen, som visar hur långt projekten kommit i tillståndsprocessen. Endast de projekt där ansökan behandlas och de som fått tillstånd har tagits med i potentialberäkningarna, medan projekt där verken redan har uppförts, ansökan har återtagits och de som fått avslag har sorterats bort. Detta har inneburit att 1 382 projekt ingår i analysen, motsvarande 78 % av den sammanlagda projektarean. En mer detaljerad beskrivning av vindbrukskollens data redovisas i bilaga 2.

## **3.3 Tekniska antaganden**

### **3.3.1 Vindkartering**

I studien används vinddata från MIUU vindkartering 2011 på 120 meters höjd. Den karteringen har sammantaget bedömts vara mest relevant för de analyser som valts att göra. Utifrån vindkarteringens upplösning har sedan ett viktat medelvärde för varje projekt beräknats och projekten tilldelats en medelvind.

I vindkrafteringen finns avvikelser men de har inte bedömts vara systematiska. Däremot kan stora projekt komma att få en förhållandevis låg medelvind eftersom ett stort område innefattar både lågvinds- och högvindsytor. Exempelvis innefattar ett stort område med ett antal kullar eller bergstoppar även lågvindsområden i form av dalar och mellanliggande ytor.

### **3.3.2 Infrastruktur**

I den här studien görs ingen anpassning av kostnader utifrån läge och relation till befintlig infrastruktur. Eftersom antalet projekt i analysen är så stort och eftersom projekten är från en verklig projektdatabas antas infrastrukturkostnaderna variera slumpmässigt. Andra potentialbedömningar har ibland utgått från en storskalig geografisk analys vilket gör den infrastrukturkostnadsparametern viktigare.

### **3.3.3 Effekttäthet**

Varje yta kan antas rymma ett visst antal vindkraftverk. Antagandet ska här betraktas både som det antal verk som ryms på en km<sup>2</sup> och som den effekt som är möjlig att utvinna ur varje del markarea utan att vindresursen på platsen minskar okontrollerat. Notera att antaganden om effekttäthet står för sig själv och inte ska förväxlas med antaganden om turbintyp.

Antagandet är känsligt för beräkningen. Vindkraft leder till att den lokala vindresursen förändras och ger upphov till s.k. vakeffekter och förluster i parkverkningsgrad på grund av lä. Det finns olika ansatser för att studera minskningen i en vindresurs p.g.a. utnyttjandet av den. Samtidigt beror förlusterna i en begränsad park främst på vindkraftparkens utformning och det är sannolikt att marknads-

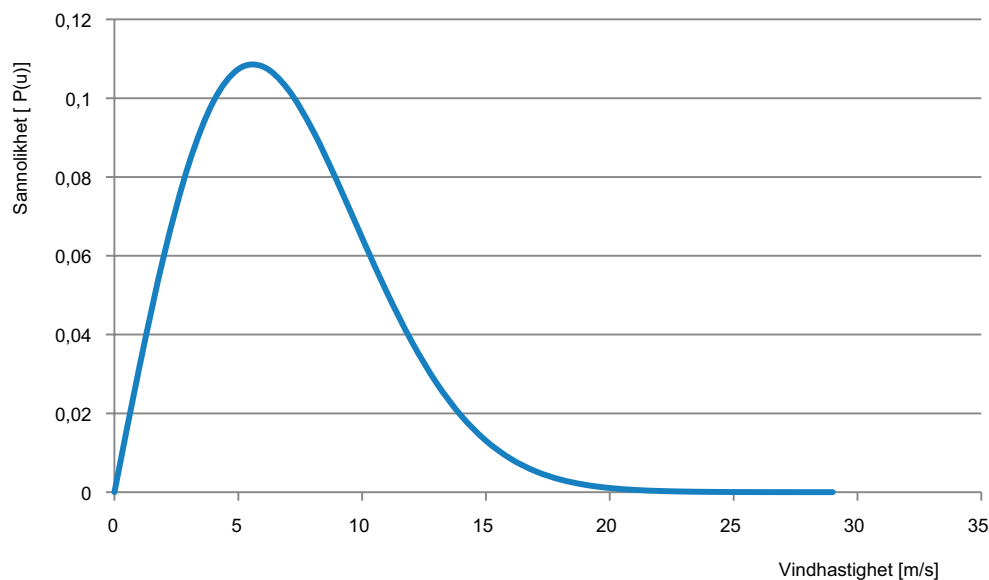
aktörerna kommer att välja sådan utformning som ger hög avkastning. Detta avvägande påverkar då tillgänglig effekt och energi snarare än kostnaden för en producerad kilowattimme.

För att ta hänsyn till båda dessa omständigheter definieras i detta projekt effekten utifrån det data som finns i vindbrukskollen angående installerad effekt per yta och ett antagande om att en turbin motsvarar 2 MW.

Antal verk per km<sup>2</sup> har skattats genom att beräkna medelvärde och medianvärde för antal verk per km<sup>2</sup> för projekten i vindbrukskollen. Medelvärdet är 3,6 verk/km<sup>2</sup>. Beräkningen beskrivs utförligare i bilaga 1. Således blir antagandet för effekttätheten  $3,6 \times 2 \text{ MW} = 7,2 \text{ MW/km}^2$ .<sup>16</sup>

### 3.3.4 Vindresursberäkning och tillgänglighet

Utifrån medelvinden beräknas vindresursen som antal timmar en viss vindstyrka inträffar på navhöjd utifrån en Rayleighfördelning, d.v.s. en Weibulfördelning<sup>17</sup> där formparametern satts till ”2”.



Figur 3.3.1 Rayleighfördelning för medelvinden 7 m/s.

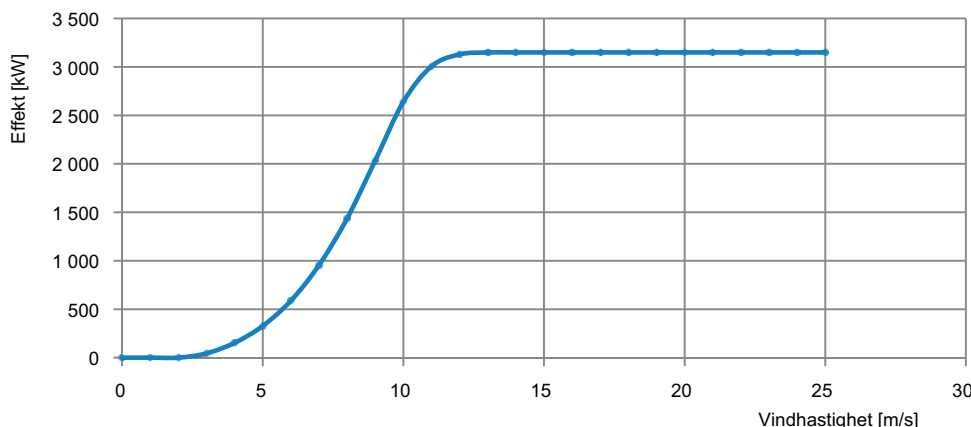
<sup>16</sup> Som referens kan anges att rapporten ”Vindkraft i framtiden” använder en effekttäthet på 12,1–5,2 MW/km<sup>2</sup> för projekt med en area på 10–100 km<sup>2</sup>.

<sup>17</sup> För att beräkna vindens energihåll på en plats måste hänsyn tas till vindhastigheternas olika frekvensfördelning. Det görs med en sannolikhetsfördelning som heter Weibulfördelning. Rayleighfördelningen är en specialvariant av Weibulfördelningen som definieras av att den parameter som kallas formfaktor antas vara 2. Detta är ett brukligt antagande när platsen inte är specificerad och ger den mjuka bulligheten i början av kurvan.

### 3.3.5 Effektkurva och turbintyp

Navhöjden antas vara densamma som höjden för vindkarteringen, 120 meter. Effektkurvan har tagits fram utgående från ett genomsnitt av några typiska IEC klass II-turbiner aktuella idag för den svenska marknaden<sup>18</sup>. Karakteristiska mått för en sådan turbin är navhöjd på 120 m, rotordiameter på 110–115 m och generatoreffekt på 3,2 MW.

Den genomsnittliga effektkurvan ser ut som följer.



Figur 3.3.2 Genomsnittlig effektkurva som använts i potentialberäkningarna. Källa: egen bearbetning av data från Siemens, Vestas och Gamesa.

För att även beräkna en framtida potential har en klass III-turbin använts. Detta för att fånga en sannolik teknikutveckling som går mot ännu större turbiner, en lägre effekttäthet<sup>19</sup> (power density) och ett ökande antal fullasttimmar. Denna potential redovisas endast som en känslighetsanalys i kapitel 4.2.6, varför inte effektkurvan ses tillräckligt relevant för att redovisas. Framtidsturbinens fullasttimmar redovisas dock i figur nedan.

### 3.3.6 Fullasttimmar

Fullasttimmarna speglar elproduktionen för en viss effekt och har beräknats som produkten av vindresursen och effektkurvan. Ju högre medelvind desto fler fullasttimmar. Antagandet är känsligt i flera aspekter:

- Det är osannolikt att en klass II-turbin byggs i de allra bästa vindlägena. Användandet av fullasttimmar beräknade från samma effektkurva oavsett medelvind motiveras med antagandet att det projektet i det bästa vindläget har andra produktionsfördelar som modellen inte fångar, t.ex. lägre investeringskostnader då navhöjden kan vara lägre. Resonemanget är grovt, men bedöms ändå leda till rätt effekter i beräkningsmodellen: De projekt där det blåser bäst har, allt annat lika, den billigaste vindresursen.

<sup>18</sup> Källa: Uppgifter från Siemens, Vestas och Gamesa. IEC Klass II står för ”International electrotechnical commission” och anger tekniskt standard för vindkraftverk som baseras på många olika parametrar såsom medelvind, turbulens, terrängens lutning, luftens densitet. Klass I, som är den högsta klassen, omfattar turbiner som är utformade för att tåla medelvindar upp till 10 m/s och klass II-turbiner upp till 8,5 m/s.

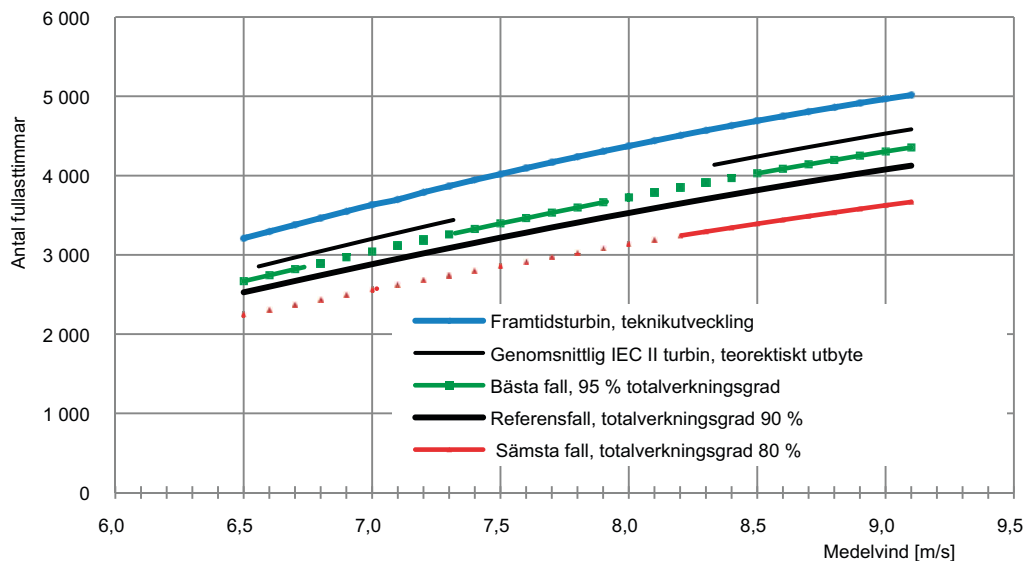
<sup>19</sup> Effekttäthetuttrycker installerad effekt per yta och mäts i W/m<sup>2</sup>.

- Effektkurvorna är utprovade enligt gängse standard<sup>20</sup> men vid verklig drift kan en viss avvikelse från det teoretiska elkraftutbytet förväntas. Avvikelserna kan bero på vindprofilen för projektet, turbulensintensiteten, avvikelser i tillgänglighet och styr- och reglerfunktioner samt elektriska förluster i vindkraftverk och parkinternt nät innan utmatningspunkt. Detta har här hanterats så att det teoretiska utbytet, antalet fullasttimmar, justerats ner med 10 % i referensfallet enligt redovisning i kapitel 3.3.7 nedan.

För att fånga effekterna av olika projekteringsfall visas en känslighetsanalys av olika parkverkningsgrader. Notera särskilt att kurvorna i verklig projektering inte är giltiga utanför sitt certifieringsintervall. För den översta kurvan är detta i dagsläget 7,5 m/s och för de fyra undre kurvorna är det 8,5 som är max årsmedelvind givet att andra villkor är uppfyllda.

Det innebär att ett antal ekvivalenta fullasttimmar överstigande 4 000 h/år i dagsläget är mycket osannolikt. Enligt tidigare resonemang finns det dock en poäng i att, för denna analys, låta kurvorna vara giltiga utanför certifieringsintervallet då projekt med bättre vind antas mer fördelaktiga av andra anledningar.

Detta antas inte påverka produktionskostnaden i någon större utsträckning. Det leder till att produktionen i de högre vindkategorierna (under 8,5 m/s för klass II, respektive under 7,5 m/s för klass III) överskattas något då turbiner med en annan effektkurva (klass I) krävs. Detta är dock en faktor som antas vara försumbar.



Figur 3.3.3 Fullasttimmar som funktion av medelvind. Kurvorna visar hur antalet fullasttimmar varierar med vindhastigheten för olika turbiner och totalverkningsgrader.

### 3.3.7 Tillgänglighet och förluster

Den teoretiska effektkurvan är utprovad under mycket kontrollerade förhållanden och med få förluster. Den kommer därför aldrig att vara helt representativ i ett verkligt fall. I det här arbetet antas skillnaden mellan effektkurvan och faktisk produktion vara 3 %.

<sup>20</sup> IEC 61400-12-1

Effekttäthet är en annan parameter som ger upphov till förluster eftersom allt nyttjande av vindens energi minskar denna för omgivande verk. Minskningen i tillgänglig energi påverkas av många faktorer och bland annat av hur tätt turbiner byggs. I referensfallet antas förlusterna p.g.a. given effekttäthet, ofta kallat parkverkningsgradsförluster, vara 5 %.

För att fånga avvikelser från teoretisk produktion på grund av t.ex. stillestånd används begreppet tillgänglighet. Ett stillestånd kan till exempel bero på störning eller service. Här antas förluster pga. stillestånd vara 2 %.

Totalt ger detta 10 % förluster i referensfallet. I bästa fallet antas 5 % förluster och i sämsta fallet antas 20 % förluster.

Produktionsberäkningar utförs således genom att ansätta 90 procent av fullast-timmarna för en given vindhastighet.

### **3.4 Ekonomiska antagaganden**

#### **3.4.1 Kostnad för turbinen**

Kostnaden för att bygga vindkraft uttrycks som en specifik kostnad [Mkr/MW]. Kostnaden har skattats dels genom data i BNEFs projektdatabas och dels genom intervjuer med branschen. Notera att turbintypen är viktig för kostnaden. Antagandet om sjunkande specifik kostnad är bara relevant om vi antar att allt annat är lika. I den här studien antar vi en turbin i teknisk framkant, vilken ger ett högt utbyte per investerad krona men inte nödvändigtvis en lägre kostnad per installerad effektenhet.

I den här studien antar vi 9 Mkr/MW för referensturbinen. Detta blir 12 Mkr/MW inklusive infrastrukturkostnader.

#### **3.4.2 Infrastrukturkostnad**

Kostnader för infrastruktur och anläggning benämns ofta för de engelska begreppen ”balance of plant” och ”civil works” i andra studier. I BNEFs projektdatabas finns inga uppgifter för detta och uppgifterna från de marknadsaktörer som intervjuats pekar på stora variationer som är svåra att fånga på ett bra sätt i beräkningarna.

Närhet till väg eller elnät är delvis relevanta som beräkningsgrund men det är snarare avståndet till ett elnät med ledig kapacitet och vägarnas klass som avgör kostnaderna. Kostnaden för infrastruktur skattas till 25 % av totalkostnaden, d.v.s. 3 Mkr per installerad MW. Infrastrukturkostnaderna antas variera slumpmässigt över alla projekt. Totala specifika investeringskostnaden blir 12 Mkr/MW.

#### **3.4.3 Kalkylränta utifrån WACC**

Kalkylräntan som används för att beräkna kapitalkostnaden utgår från en ett viktat medelvärde för nominella räntor i ett antaget finansieringsupplägg och benämns WACC, weighted average capital cost. Här används beteckningen ( $r_{WACC}$ )

Ett viktat medelvärde beräknas generellt med formeln:

$$r_1 \cdot \frac{q_{r1}}{q_{r1} + q_{r2}} + r_2 \cdot \frac{q_{r2}}{q_{r1} + q_{r2}} = r_{WACC}$$

I vårt fall motsvaras  $r_1$  av räntan på riskkapitalet eller det egna kapitalet och den första kvoten  $\frac{q_{r1}}{q_{r1} + q_{r2}}$  motsvarar riskkapitalet eller det egna kapitalets andel.  $r_2$  motsvaras av bankräntan och den andra kvoten  $\frac{q_{r2}}{q_{r1} + q_{r2}}$  motsvarar bankkreditens andel i finansieringen. Således får den ränta som används på största delen av kapitalet störst genomslag, vilket illustreras i Tabell 3.4.1 nedan.

Utifrån kalkylräntans viktade medelvärde  $r_{WACC}$ , avkastningstiden och totalinvesteringen definieras en årlig ”driftkostnad för kapitalet” som benämns CRF ( $r_{CRF}$ ), capital recovery factor.

$$\frac{r_{WACC}}{(1 - (1 + r_{WACC})^{-t})} = r_{CRF}$$

CRF är ett mått på hur mycket krediterna inklusive avskrivningen kostar årligen. Är CRF 10 % kommer vi på 20 år att ha betalat 200 % av investeringen eftersom kapitalkostnaden nominellt då är lika stor som investeringen.

I tabellen nedan visas de beräkningar för  $r_{WACC}$  och  $r_{CRF}$  som används i referensscenariot respektive känslighetsfallen ”låg kapitalkostnad” och ”hög kapitalkostnad”. Tabellen visar hur de ingående parametrarna påverkar kapitalets årskostnad.

**Tabell 3.4.1 Parametrar som påverkar de årliga kapitalkostnaderna.**

Ränta riskkapital eget kapital	Andel eget kapital	Bankränta $r_2$	Andel bank- kredit	WACC $r_{WACC}$	CRF $r_{CRF}$	Ekonomisk livslängd [år]
$r_1$						
14 %	50 %	6,00 %	50 %	10,0 %	11,7 %	20
12 %	35 %	5,80 %	65 %	8,0 %	10,2 %	20
6,0 %	100 %	5,50 %	0 %	6,0 %	8,7 %	20

De olika kapitaluppläggen i matrisen ovan skall ses som representativa för olika typer av finansiering utan att för den skull betyda att det går att förutsäga kostnaderna för en enskild finansiering. Samtliga räntor är nominella.

$r_{WACC} = 10\%$  utgår från antagandet om en projektfinansiering där avkastningskravet på eget kapital (se kolumnen Ränta på eget kapital) är högt och andelen bankfinansiering är lågt.

$r_{WACC} = 8\%$  utgår från antagandet om en finansiering av en part med stora egna tillgångar som kan sättas i säkerhet för krediterna. Här är avkastningskravet på eget kapital något lägre och andelen banklån högre.

$r_{WACC} = 6\%$  utgår från ett upplägg med en part som äger hela riskkapitalet och som kräver låg avkastning på eget kapital. Här är ingen extern kreditgivare delaktig och aktörens avkastningskrav sätter ensamt nivån på kalkylräntan.

Den kalkylränta som här används för att beräkna driftkostnaden, eller den årliga kostnaden, på kapital är alltså 8 % i referensfallet. I känslighetsanalyserna används även 6 % respektive 10 % kalkylränta.

### 3.4.4 Drift och underhållskostnader

Drift och underhållskostnaderna är en del av eftermarknaden och en allt viktigare del för vindkrafttillverkarna. Bloomberg har kontrakt tecknade för drift- och underhållsavtal. Det kan konstateras att spridningen är stor vilket bekräftas av branschen.

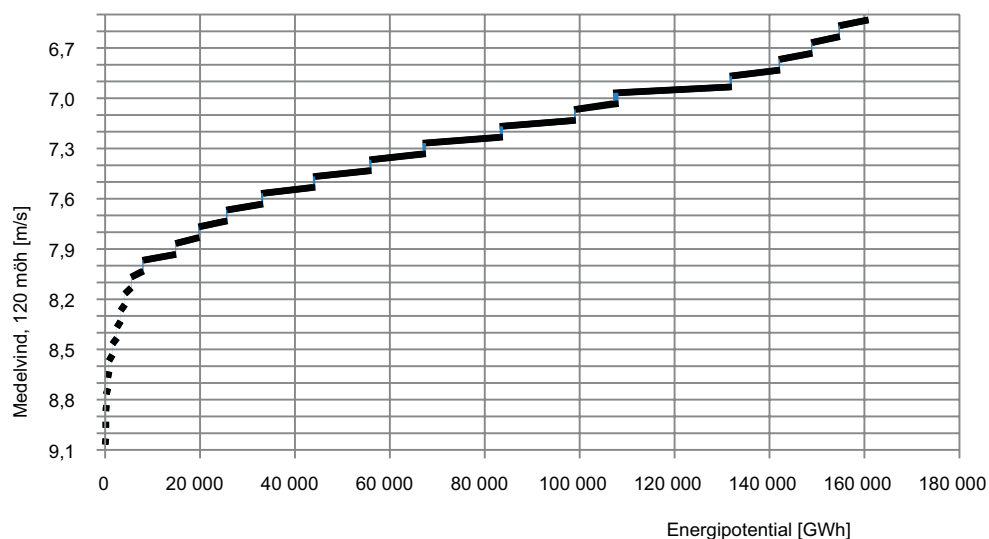
I denna studie antar vi drift- och underhållskostnader på 15 öre/kWh, efter avstämning med aktörer i vindkraftbranschen.

## 3.5 Beräkningsmetod

Projektet har sorterats och summerats utifrån vindhastighet. På så sätt fås en kurva som visar hur stor total yta med en viss medelvindhastighet som finns registrerad i Vindbrukskollens databas<sup>21</sup>.

Den totala projektarean per medelvind har sedan med ovan nämnda tekniska antaganden omvandlas till en total installerbar effekt per medelvindsklass.

För att räkna om installerad effekt till energiproduktion har kurvan för fullasttimmar vid olika vindhastigheter använts, som redovisas i kapitel 3.3.6. På så sätt har potentialen för installerad effekt per medelvind omvandlats till energipotentialen per medelvind. I figur 3.5.1 visas detta aggregerat.



Figur 3.5.1 Energipotential, aggregerad, vid utbyggnad vid en viss medelvind.

<sup>21</sup> Data har korrigerats för extrema värden. Projekt med medelvind under 6,8 m/s har antagits vara felaktiga och lagts in i ”mitten” av kurvan istället.



För att få fram en utbudskurva används energipotentialen per medelvind och istället för medelvind beräknas en specifik kostnad, representativ för varje medelvind. Produktionskostnaden LCoE kan sedan anges i öre/kWh.

Produktionskostnaden LCoE beräknas som kvoten mellan totala kostnader och total produktionsvolym:  $\frac{Cost C_{Tot}}{Prod E_{Tot}}$  där totalkostnaden definieras som summan av kapitalkostnad (CAPEX) och driftkostnad (OPEX):

$$Cost C_{Tot} = CAPEX + OPEX$$

Produktionen definieras som produkten av maxeffekt och antal fullasttimmar:

$$Prod E_{Tot} = Effekt P_{Inst} \cdot T_{fullasttimmar}$$

Kapitalkostnaden, CAPEX, beräknas med hjälp av faktorn CRF och totalinvesteringen  $Inv_{tot}$ . CRF härleds från kalkylräntan och den ekonomiska livslängden vilket specificeras under ekonomiska antaganden.

Driftkostnaden, OPEX, beräknas som produktionen  $E_{Tot} = P \cdot T$  gånger den rörliga kostnaden för produktionen  $DoU$  [ $\frac{\text{öre}}{\text{kWh}}$ ]. Om det finns en fast kostnad har denna slagits ut på förväntad produktion. Slutligen kan beräkningen formuleras:

$$\frac{CRF \cdot Inv_{tot} + DoU \cdot P \cdot T}{P \cdot T}$$

Och förenklas:

$$\frac{CRF \cdot Inv_{tot}}{Effekt P_{Inst} \cdot T_{fullasttimmar}} + DoU$$

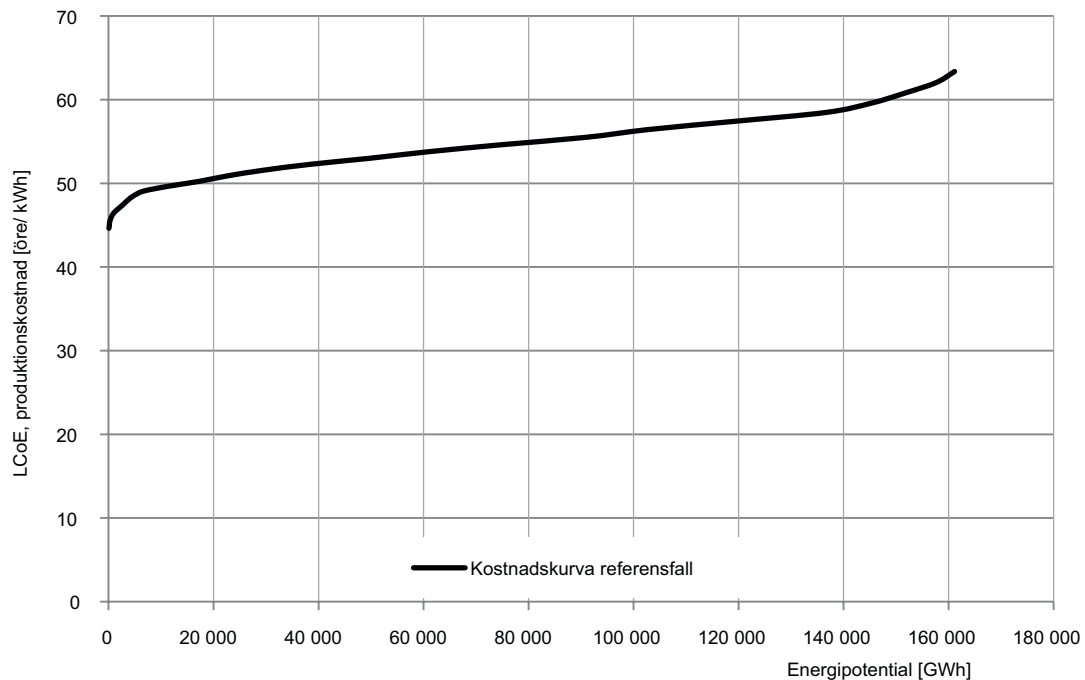


## 4 Resultat

### 4.1 Kostnadskurva för svenska vindkraftprojekt

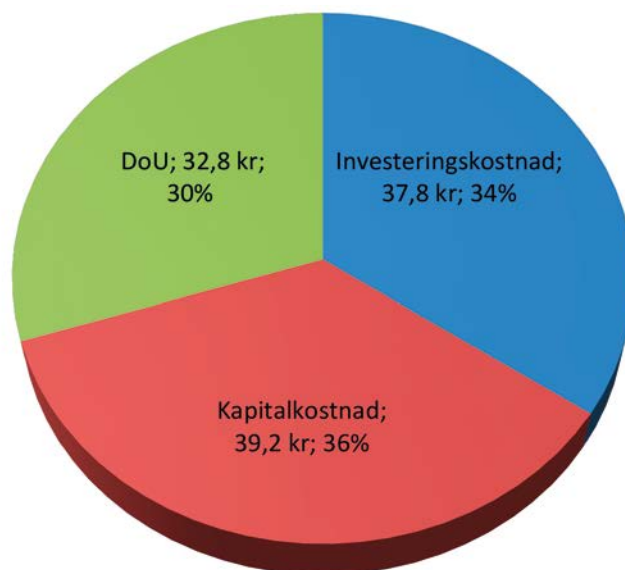
Kostnadskurvan i referensfallet nedan visar den energipotential som motsvaras av en given produktionskostnad. I det här fallet är produktionskostnaden definierad som LCoE, Levelized cost of energy.

Resultatet visar att produktionskostnaden ligger under 50 öre för ca 12 TWh och ungefär 140 TWh motsvarar en kostnadsnivå på mellan 50 och 60 öre/kWh. Det är således en stor mängd vindkraftprojekt i Sverige som ryms inom ett kostnadsintervall på cirka 10 öre/kWh.



Figur 4.1.1 Kostnadskurva för svenska vindkraftsprojekt.

Fördelningen av de totala produktionskostnaderna i referensfallet visas i Figur 4.1.2. Investeringskostnaderna och kapitalkostnaderna står vardera för drygt en tredjedel av de totala kostnaderna, medan drift och underhållskostnaderna står för knappt en tredjedel.



Figur 4.1.2 Fördelning av de totala kostnaderna för vindkraftprojektet i referensfallet. Investering på 12 Mkr/MW på en 3,15 MW-turbin, kalkylränta 8 % och ekonomisk livslängd 20 år. Drift och underhållskostnad skattas till 15 öre/kWh för en produktion motsvarande 3 400 fullasttimmar om året under 20 år.

Vindförhållanden och därmed antalet fullasttimmar har stor betydelse för kostnadsbilden. I figur 3.3.1 visas hur antalet fullasttimmar varierar med vindhastigheten för olika antaganden om parkverkningsgrad, givet en viss effektkurva och vindfördelning.

## 4.2 Känslighetsanalyser

För att visa hur referensfallet beror på de enskilda antaganden som gjorts i bedömningarna visas här känslighetsanalyser för de viktigaste parametrarna.

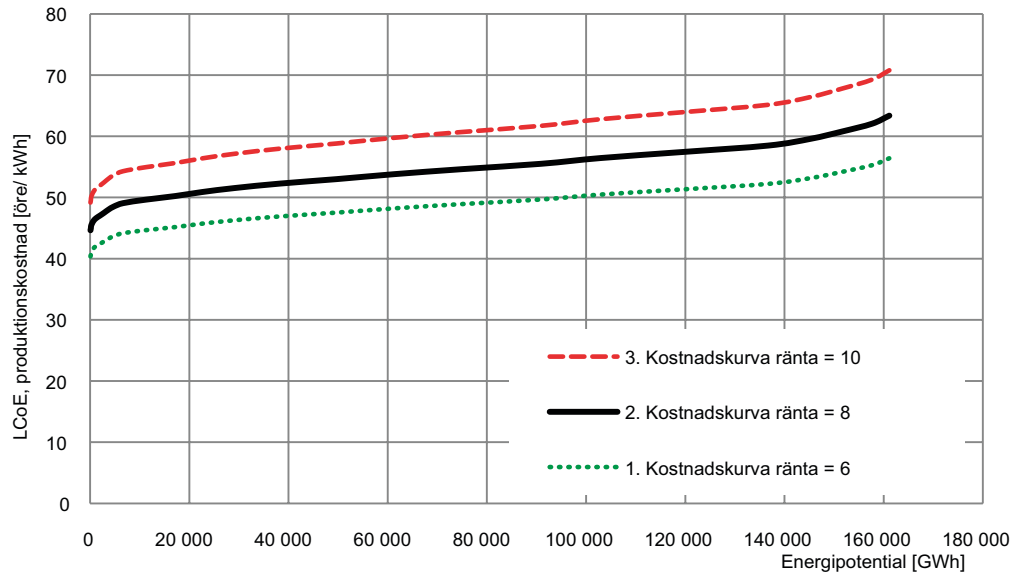
### 4.2.1 Känslighet utifrån kapitalkostnad

Vilket antagande om ränta som väljs för att beräkna kapitalkostnad påverkar utbudskurvan i relativt stor utsträckning. En skillnad på 2 % i kalkylräntan ger en kostnadsförändring på 5 öre/ kWh.

Kapitalkostnaden ser olika ut för olika aktörer med olika avkastningskrav och möjligheter till bankfinansiering. Några viktiga aktörer som investerar i vindkraft idag i Sverige är stora kraftbolag, skogsbolag som äger stora arealer skogsmarker, industrier och fastighetsbolag som använder den producerade elen själva. Dessa aktörer har möjlighet att låna pengar till en betydligt lägre kostnad än exempelvis de vindkraftbolag och andra mindre aktörer, t.ex. jordbrukare. Utvecklingen beror på att finansieringsförutsättningarna har förändrats under de senaste åren, som en följd av de sjunkande elpriserna och turbulensen på kreditmarknaden. Vid projektfinansiering, som är en vanlig finansieringsform för vindkraftsprojekt, kan idag krävas 50 % eget kapital, jämfört med 25–30 % eller ännu lägre tidigare <sup>22</sup>.

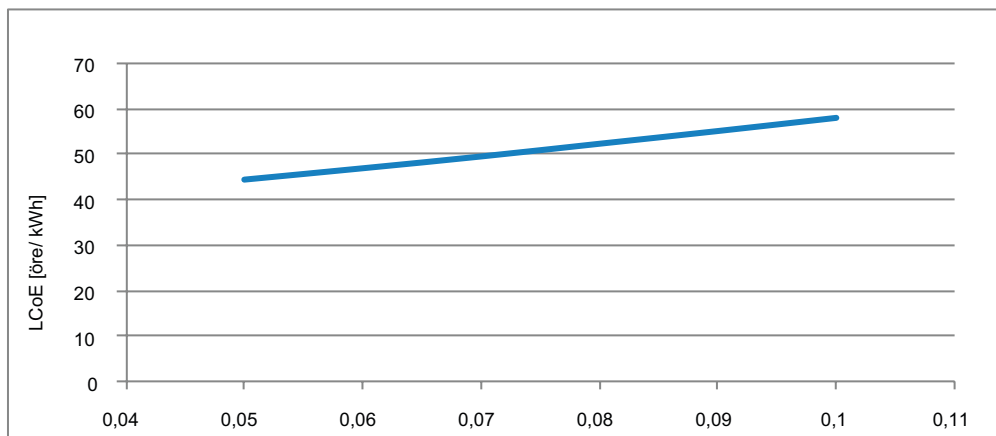
<sup>22</sup> Intervju med SEB, Carin Fröjd och Per Syrjamaki 2014-05-20

Detta påverkar vilka aktörer som väljer att investera i vindkraft idag i Sverige. Idag investerar ”nya” aktörer med stort eget kapital, förhållandevis låga avkastningskrav och lång placeringstid samt hög riskaversion i vindkraft på den svenska marknaden<sup>23</sup>. Dessa aktörer är t.ex. pensionsfonder och försäkringsbolag.



Figur 4.2.1 Produktionskostnaden för olika antaganden om kalkylränta. Detta styr tillsammans med den ekonomiska livslängden de skattade kapitalkostnaderna.

Idag saknar Energimyndigheten kunskap om hur mycket investeringsvilligt kapital som finns till vilken kostnad. Det har heller inte ingått i den här studien att utreda denna fråga. För att utveckla den framtagna metoden för potential- och produkt-kostnadsbedömningar för svensk vindkraft, vore det lämpligt att studera denna fråga närmare vid kommande uppdateringar av kostnadskurvan.



Figur 4.2.2 Grafen visar hur produktionskostnaden LCoE [kr/kWh] varierar för olika räntor (allt annat lika). Övriga parametrar är ekonomisk livslängd 20 år, specifik investeringskostnad 12 Mkr/MW, drift och underhållskostnad 15 öre/kWh och medelvinden 7,6 m/s på navhöjd vilket ger 3 280 fullasttimmar på 3,15 MW installerad effekt för vår referensturbין med referensfallets förluster.

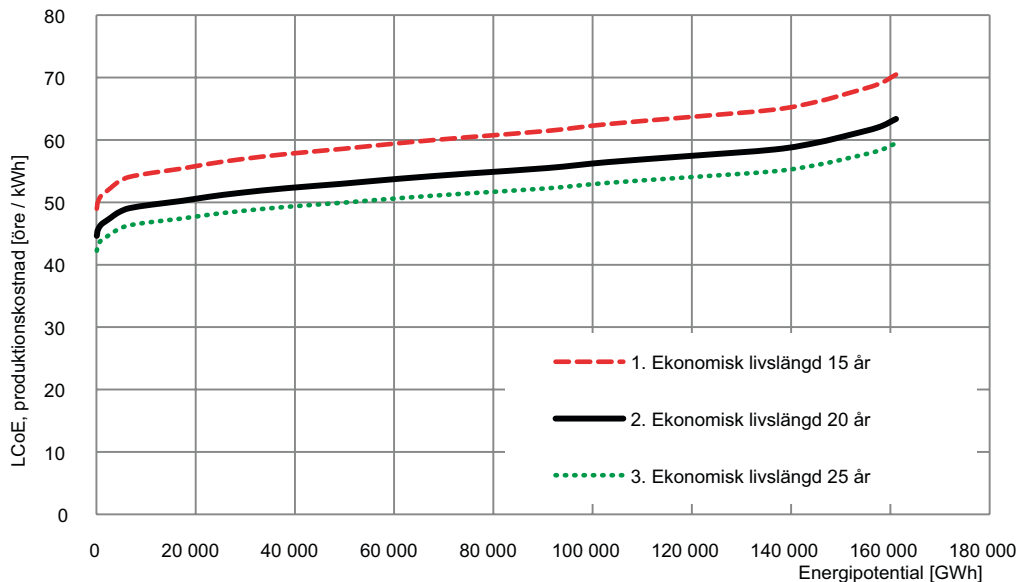
<sup>23</sup> Enligt intervjuer med flera aktörer på den svenska vindkraftsmarknaden.

Antagandet om en kalkylränta på 8 % i referensfallet har bekräftats av marknadsaktörer som en rimlig genomsnittlig nivå för investeringar i vindkraft i Sverige idag.

#### 4.2.2 Känslighet utifrån ekonomisk livslängd

Synen på den ekonomiska livslängden varierar mellan olika aktörer. Banker räknar med 15 års livslängd för vindkraftprojekt, eftersom projekten tilldelas elcertifikat under femton år. Vissa aktörer räknar med att den ekonomiska livslängden är 25 år mot bakgrund av att den tekniska livslängden för vindkraftverk bedöms vara 25 år. I referensfallet har den ekonomiska livslängden antagits vara 20 år, eftersom detta antagande stämmer bäst överens med genomgångna internationella studier och de aktörer som har intervjuats i denna rapport.

Analysen visar att produktionskostnaden ändras mer vid en minskning av livslängden än vid en ökning. Om livslängden ökas kan kapitalkostnaden fördelas på flera år, varför kapitalkostnaden sjunker.



Figur 4.2.3 Produktionskostnaden för olika antaganden om ekonomisk livslängd. Detta styr tillsammans med antagandet om kalkylränta de antagna kapitalkostnaderna.

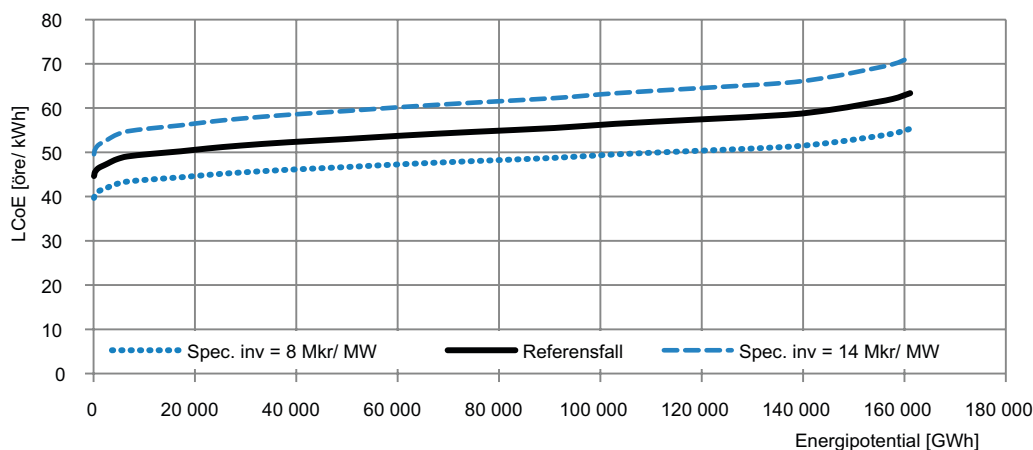
#### 4.2.3 Känslighet beroende på drift- och underhållskostnad

Drift och underhållskostnaden har samma enhet som marginakostnaden, kr/kWh vilket gör det lätt att skatta denna kostnadsposts påverkan på totalpriset. Därför redovisas ingen kostnadskurva med olika antaganden för dessa kostnader. Värt att påpeka är dock att eftersom driftkostnaden står för en knapp tredjedel av de totala produktionskostnaderna, se Figur 4.1.2, har antaganden om drift- och underhållskostnaderna stor betydelse för den totala kostnadsbilden.

#### 4.2.4 Känslighet utifrån specifik investeringskostnad

Då vindkraftmarknaden i allt högre utsträckning börjat utsättas för konkurrens från lågkostnadsländer som Kina och Indien kan det vara intressant att analysera känsligheten för sjunkande specifik kostnad. En ökande specifik kostnad kan vara aktuell för projekt som bär höga infrastrukturkostnader eller för andra teknikval med högre specifik kostnad, t.ex. lägre effekttäthet.

I Figur 4.2.4 visas en graf över hur kostnaden varierar med olika antaganden om specifika investeringskostnader. En miljon kronor i skillnad per installerad megawatt ger en skillnad på 3 öre för produktionskostnaden LCoE på siter med 7,8 m/s i medelvind. På siter med högre medelvind blir skillnaden mindre och för siter med lägre medelvind blir skillnaderna större. Nedan visas ett högkostnadsfall, referensfallet och ett lågkostnadsfall.



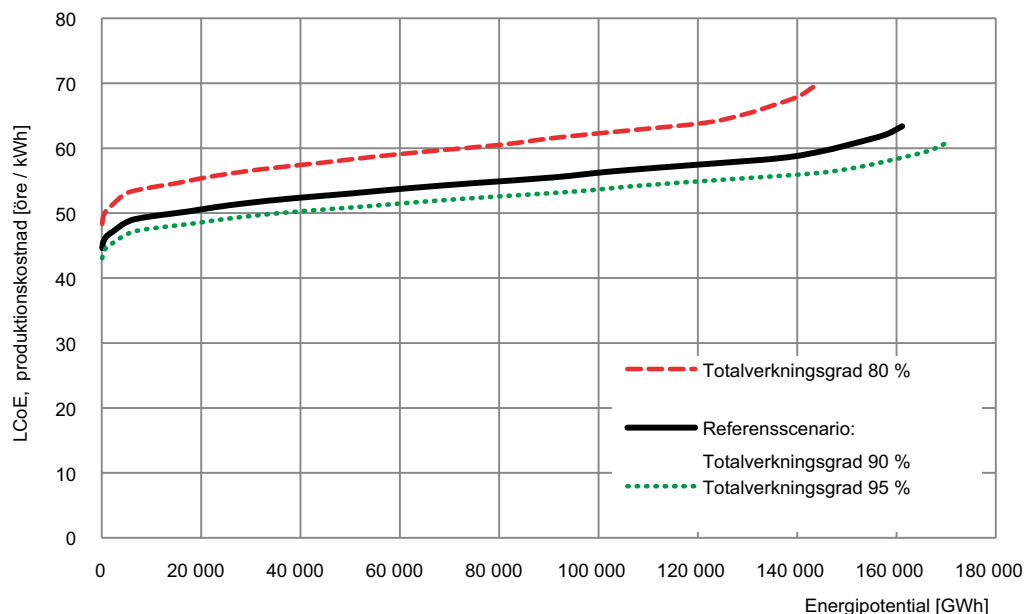
Figur 4.2.4 Känslighetsanalys med avseende på specifik investeringskostnad.

#### 4.2.5 Känslighet p.g.a. olika projektverkningsgrad

Vindresursen är lokal och utgår ifrån ostörd vind. När vindkraften byggs ut exploateras den fria vinden och möjligheterna att utvinna energi i andra områden förändras. Rimligtvis påverkas närliggande områden mest men vid stora utbyggnader är det svårare att förutsäga påverkan. Rimligtvis innebär allt resursutnyttjande att resursen minskar både lokalt och globalt. Det finns flertalet studier på ämnet och antagandet om totalverkningsgrad samspelar i hög grad med antagandet om effekttäthet.

Det finns klassiska dimensioneringstumregler vid projektutveckling som utgår från ett rekommenderat antal rotordiametrar mellan turbinerna. I slutändan handlar det om att vinden ska kunna laddas av omgivande ”fri” vind från en turbin till en annan.

Därför är det relevant att studera hur parkverkningsgraden påverkar produktionskostnaden. Värt att notera är här att även den totala potentialen påverkas av antagandet. Parametern ger således förändringar i både x- och y-led. En förändring i parkverkningsgrad med 1 % leder i referensfallet till en förändring av kostnaden i samma storleksordning. Även här gäller att skillnaden blir mindre för bra vindlägen och större för sämre.



Figur 4.2.5 Produktionskostnaden för olika antaganden om projektportföljens verkningsgrad. Antagandet om projektens verkningsgrad påverkar drifekonomin men även den tillgängliga potentialen.

#### 4.2.6 Teknisk utveckling

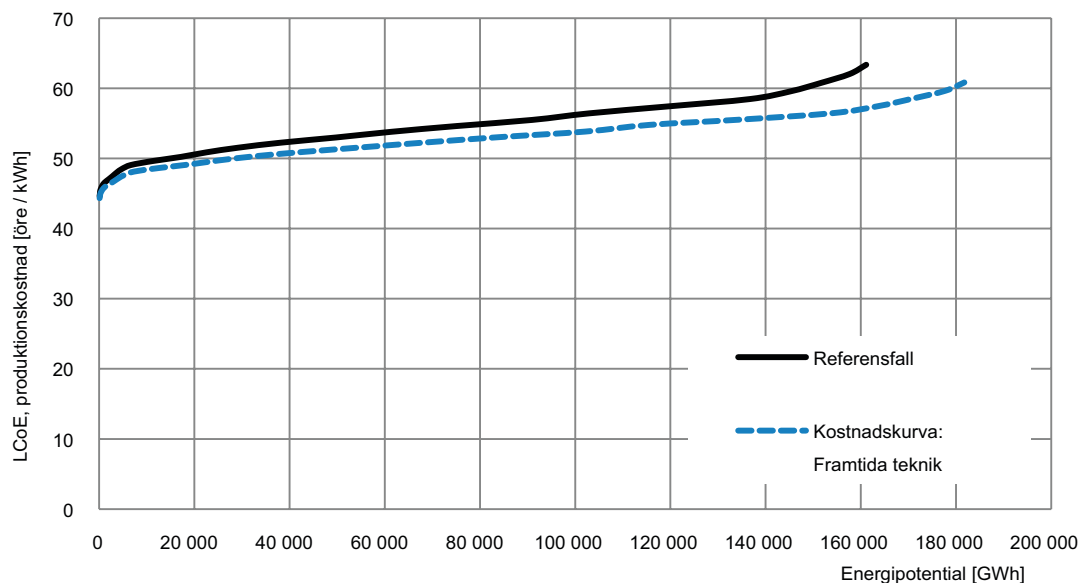
I teknikutvecklingsscenario antas en effektkurva för en stor klass III-turbin med dagens prestanda. Denna får representera framtida turbiner med högre energiutbyte per installerad effekt.

I känslighetsfallet, som ska belysa just teknikskiftet, antas den specifika kostnaden stiga till 13 Mkr per megawatt. Detta eftersom turbinens tillväxt i storlek i högre grad antas ske i torn och rotor än i generatorm.

Trots högre specifik investeringskostnad blir produktionskostnaden lägre, tack vare den större produktionen. Även potentialen blir större tack vare större energiutbyte per installerad megawatt. I övrigt är alla antaganden identiska med referensfallet.

Som nämnts tidigare i kapitel 3 är effektkurvorna för respektive turbin inte giltiga utanför 7,5 m/s respektive 8,5 m/s eftersom klassificeringen av turbiner utgår från bland annat medelvind. Motiveringen till att använda effektkurvan utanför dimensioneringsintervallet är att bättre vindlägen har kostnadsfördelar som inte fångas i denna modell. Detta faktum antas således inte påverka produktionskostnaden i någon större utsträckning men leder till att potentialen i de lägre kostnadskategorierna (under 8,5 m/s för klass II, respektive under 7,5 m/s för klass III) överskattas något. Det bedöms dock på det stora hela vara försumbart för resultatet eftersom det skulle kunna kompenseras genom andra fördelar i de bästa vindlägena.





Figur 4.2.6 Kostnadskurva för referensfallet jämte kostnadskurvan för framtida teknik. Trots högre specifik investeringskostnad p.g.a. sjunkande effekt densitet (större turbin på given generator) ligger den framtida kostnadskurvan både lägre och sträcker sig längre än referensfallets. I övrigt är antaganden samma.

#### 4.2.7 Endast en del av potentialen kan byggas

Ett annat möjligt alternativ som kan vara intressant att analysera är att bara en del av potentialen kommer att realiseras. I tabellen nedan har potentialen beräknats utifrån antaganden om att 25, 50, 75 och 100 % av projekten som finns i Vindbrukskollen kommer att byggas eller ges miljö tillstånd.

Antagandet om att endast en del av projekten kommer att genomföras påverkar inte kostnadsbilden utan endast storleken på utbudet på x-axeln.

**Tabell 4.2.1 Potentialens storlek om endast delar av projekten genomförs.**

	Produktion TWh
100 %	162
75 %	121
50 %	81
25 %	40

### 4.3 Högsta och lägsta fallet

För att visa inom vilka intervall kostnadskurvan kan tänkas variera beroende på de antaganden som görs i beräkningarna har även ett lägsta och ett högsta fall tagits fram.

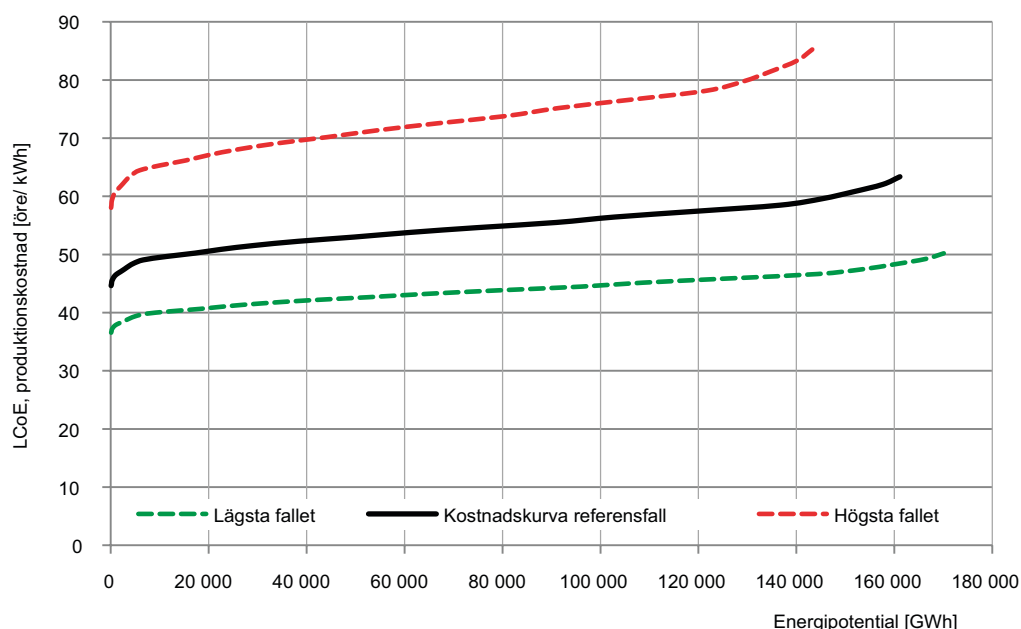
**Lägsta fallet**, redovisat som en streckad grön linje i figuren nedan, består av de för kostnadsnivån mest gynnsamma antagandena. I detta fall antas kalkylräntan vara 6 % och den ekonomiska livslängden 25 år. Specifik investering är samma som i referensfallet liksom antagen turbin typ men produktionsantagandet utgår från ett antagande om 95 % parkverkningsgrad.

Resultatet i lägsta fallet blir att potentialen blir något större än i referensfallet, 180 TWh, och att hela potentialen kan produceras för en kostnad som understiger 50 öre/kWh,

I **högsta fallet**, redovisat som en streckad röd linje i figuren nedan, antas kalkylräntan vara 10 % och den ekonomiska livslängden 15 år. Specifik investering förändras inte gentemot referensscenariot och inte heller antagen turbin typ men produktionsantagandet skiljer sig genom ett antagande om 80 % parkverkningsgrad.

I högsta fallet blir potentialen i stället något mindre än i referensfallet och produktionskostnaderna betydligt högre. Potentialen uppgår till drygt 140 TWh och produktionskostnaderna ligger i kostnadsintervallet 60–85 öre/kWh.

Skillnaden i kostnaderna mellan det lägsta och högsta fallet är som minst 23 öre/kWh och som mest 37 öre/kWh. Den största skillnaden uppstår i de projekt som har sämst vindlägen.



Figur 4.3.1 Känslighetsanalys utifrån lägsta och högsta fallet, d.v.s. utfall vid antagande om de mest respektive minst gynnsamma förutsättningarna för kostnadsnivån.

#### 4.4 Räkneexempel för produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft

I kostnadskurvan som redovisas ovan ingår inte den havsbaserade vindkraften. Det beror på att projekt databasen Vindbrukskollen innehåller för få projekt (27 stycken jämfört med drygt 3 000 landbaserade projekt) för att det ska vara möjligt att göra en rättvisande utbudskurva för detta segment.

Den havsbaserade vindkraften är dock intressant av flera skäl. Om några av de planerade projekten i Sverige, vilka sammanlagt skulle kunna bidra med 30 TWh,

skulle komma till stånd skulle det innebära att stora volymer elproduktion tillkommer i elområde 4. (Mer detaljerad information om projekten redovisas i bilaga 2.)

Det är positivt ur ett systemperspektiv, eftersom det kan minska behovet av att föra över el från norra Sverige till elkonsumenterna i södra Sverige. Det är också generellt sett mindre konflikter med andra intressen i många av de områden där man planerar för havsbaserade vindkraftsparker. Därför är det intressant att göra en grov uppskattning av kostnadsnivån för dessa projekt. Därför redovisas här ett räkneexempel för kostnadsnivån för havsbaserad vindkraft i Sverige, utifrån tekniska och ekonomiska antaganden som bedömts vara rimliga idag, utifrån avstämningar med branschen och tillgänglig marknadsdata. I kommande uppdateringar av denna produktionskostnadsbedömning kommer en utförligare analys göras av produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft i Sverige.

Åtta av de tolv planerade vindkraftparkerna ligger på ett avstånd av 1–2 kilometer från kusten, vilket är ett förhållandevis kort avstånd jämfört med de flesta vindkraftparkerna i Nordsjön. Det indikerar att kostnaderna kommer vara lägre än för parker i Nordsjön, bland annat vad gäller elanslutningskostnaderna. Vidare lämpar sig bottenförhållandena i Östersjön väl för gravitationsfundament, på grund av att de är fasta och att vattendjupet är lämpligt. Det gör att kostnaderna för fundament kan bli lägre än i Nordsjön. Kostnaderna kan dock variera kraftigt mellan olika platser, beroende på de specifika förhållanden som råder på den aktuella platsen. Eftersom fundamentkostnaderna står för så stor del av de totala kostnaderna för havsbaserad vindkraft kan detta påverka de totala produktionskostnaderna påtagligt.

När det gäller val av turbin är vindförhållanden något sämre i Östersjön än i Nordsjön, men betydligt bättre än på land. Ett typiskt projekt i Östersjön har en årsmedelvind på 8 m/s. Sådana vindförhållanden ger utrymme för att välja mellan många olika turbinmodeller. Det kan t.ex. vara möjligt att använda turbin typer som är utvecklade för landförhållanden, vilket gör att turbinkostnaderna kan bli lägre än för ett typiskt Nordsjöprojekt. I de planerade parkerna i Sverige har inte turbinstorleken bestämts ännu, men enligt uppgifter i de berörda parkernas tillståndsansökningar är det troligt att 3,6–6 megawatt turbiner kommer att väljas. När det gäller storleken på parkerna kommer den att variera kraftigt, från några mindre parker som omfattar 15–25 vindkraftverk, till ett stort som planeras för 500–700 verk. Det finns också fyra medelstora parker som planeras att bestå av omkring 100 verk.

Drift- och underhållskostnaderna är starkt beroende på avståndet till land, bland annat på grund av att drifts och underhållstekniker har betydligt lättare att ta sig ut till en anläggning som ligger nära land. Östersjön har bättre väderförutsättningar än Nordsjön generellt sett för drift och underhåll, tack vare lägre våghöjder och färre stormar. Därför är denna kostnadspost relativt sett lägre vindkraftsprojekt i Östersjön jämfört med andra havsbaserade vindkraftsparker.

Då det innebär större risk att investera i havsbaserad vindkraft än i landbaserad sätts kalkylräntan i beräkningarna till 10 %. Den specifika totala investeringskostnad antas efter avstämning med branschen uppgå till 23 300 kr/kW och drift- och underhållskostnaderna 20 öre/kWh. Antal fullasttimmar antas vara 3 700 och tillgängligheten 95 % och parkverkningsgraden 95 %.

**Tabell 4.4.1 Antagande i räkneexempel för produktionskostnader för havsbaserad vindkraft.**

Parameter	Antagande
Kalkylränta	10 %
Livslängd	20 år
Specifik kostnad	23 300 kr/kW
Drift- och underhållskostnad	20 öre/kWh
Antal fullasttimmar	3 700 h/år
Tillgänglighet	95 %
Parkverkningsgrad	95 %

Med ovanstående antaganden hamnar produktionskostnaden för havsbaserad vindkraft i räkneexemplet på ca 100 öre/kWh för de svenska projekten. Det är betydligt lägre än den genomsnittliga kostnadsnivån för vindkraftparker globalt som ligger mellan 120–140 öre/kWh enligt flera källor<sup>24</sup>, men samtidigt dubbelt så hög som produktionskostnaderna för landbaserad vindkraft i Sverige. Värt att påpeka är att det är troligt att några av de planerade projekten har så pass gynnsamma förutsättningar vad gäller bottenförhållanden, elanslutning och/eller avstånd till land som gör att kostnadsnivån för dessa projekt ligger lägre än den framräknade genomsnittliga nivån.

Med de förutsättningar som råder idag på elmarknaden, då intäkter från elproduktion uppgår till knappt 45 öre/kWh (maj 2014), är det inte troligt att den havsbaserade vindkraften kommer att byggas ut i Sverige. För att potentialen på omkring 30 TWh ska komma till stånd krävs således att förutsättningarna förändras påtagligt, antingen genom dramatiskt sjunkande kostnader eller påtagligt ökade intäkter. För att få se en kostnadsutveckling liknande den som skett för den landbaserade vindkraften krävs dock att utbyggnaden för den havsbaserade vindkraften tar fart.

<sup>24</sup> Levelised cost of energy, BNEF jan 2014, Havsbaserad vindkraft i Östersjön, H. Malmberg 2012

## 5 Diskussion och slutsatser

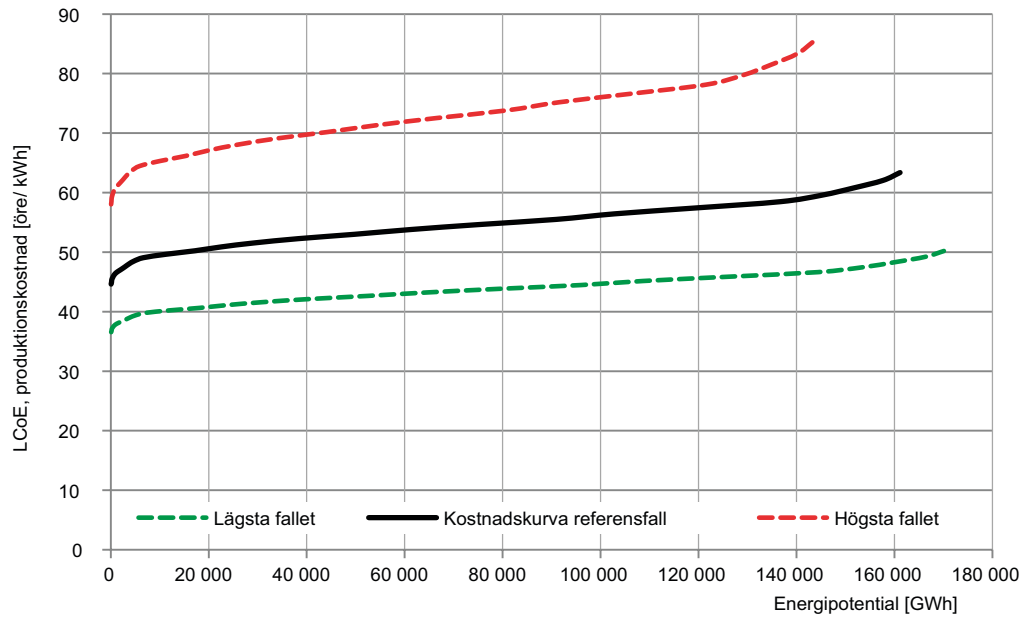
### 5.1 Lägre produktionskostnader för vindkraft än i tidigare studier

Kostnadskurvan som tagits fram i denna studie visar att det finns många vindkraftsprojekt i Sverige som kan byggas till en lägre kostnader än vad som framkommit i tidigare studier. Vid en intäkt från elproduktionen på omkring 50 öre per kWh (som omfattar el, elcertifikat samt eventuellt ursprungsgarantier) är det möjligt att bygga omkring 12 TWh ny vindkraft, givet de antagande som använts i denna studie. Här bör det dock påpekas att den effektkurva som använts i beräkningarna inte är giltig för de allra bästa projekten som har de bästa vindförhållanden och därmed med de lägsta kostnaderna (för utförligare beskrivning, se kap 3.3.6). Detta kan innebära att produktionen från de bästa projekten har överskattats något, men detta har ändå bedömts vara försumbart.

Vid en intäktsnivå från elproduktionen som motsvarar cirka 56 öre per kWh finns det en potential som skulle kunna producera 100 TWh. För att få kostnadstäckning för alla de projekt som ingår i denna studie, motsvarande 160 TWh, krävs en intäkt på 63 öre per kWh. Det ryms således en så stor mängd vindkraftsprojekt i Sverige inom ett litet kostnadsintervall. Slutsatsen av det är att en mindre ökning av elpris och elcertifikat skulle kunna resultera i en stor utbyggnad av vindkraft, givet att andra förutsättningar är uppfyllda.

Det framräknade kostnadsläget påverkas i olika grad av de antaganden som görs i beräkningarna, vilket framgår av de känslighetsanalyser som redovisas i kapitel 4. För att visa inom vilka intervall kostnadskurvan skulle kunna variera beroende på antagandena har därför även ett lägsta och högsta fall tagits fram som redovisar de för kostnadsnivån mest respektive minst gynnsamma antagandena. Bedömningen är dock att sannolikheten för att kostnadsnivån skulle motsvara det lägsta eller högsta fallet är liten och att kostnadskurvan i referensfallet är den som är den mest rimlig.

Det är viktigt att beakta att den framtagna kostnadskurvan visar den energiproduktion från vindkraft som skulle kunna realiserats givet ett antagande om en viss intäkt och givet att allt annat är lika. Kurvan gäller kumulativt för varje givet kostnadsläge. Den ska dock inte förväxlas med en utbyggnadsprognos. Kostnadsläget är framräknat utifrån vindläget och övriga antaganden som redovisas i metodkapitlet i kap. 3. För att göra en utbyggnadsprognos måste en rad andra faktorer beaktas. Detta görs i myndighetens prognosarbete och denna kostnadskurva kommer att ingå i nästa långsiktsprediktion som Energimyndigheten kommer att presentera under hösten 2014.



Figur 5.1.1 Kostnadskurva för vindkraftprojekt i Sverige inklusive lägsta och högsta fallet, d.v.s. utfall vid antagande om de mest respektive minst gynnsamma förhållandena.

## 5.2 Sjunkande kostnader och projekt i goda vindlägen

Förklaringen till att kostnaderna är lägre är att produktionskostnaderna för vindkraft har sjunkit kraftigt i hela världen under de senaste 15–20 åren. Det beror i sin tur på en utveckling mot effektivare vindkraftturbiner, ökad erfarenhet av projektutveckling och ökad konkurrens på vindkraftmarknaden. De låga kostnaderna beror också på att det finns många projekt i Sverige som har goda vindlägen, vilket är en avgörande faktor för kostnadsnivån för vindkraftprojekt.

Tillgången till projekt med goda vindlägen är också en förklaring till att utbyggnadstakten fortfarande är hög i Sverige, trots att intäkterna från elproduktionen idag (juni 2014) endast är omkring 45 öre per kWh, alltså betydligt lägre än kostnaderna för många av projekten som ingår i denna kostnadskurva.

En ytterligare förklaring kan vara att det finns aktörer som har en långsiktig investeringshorisont och har förhoppningar om att intäkterna kommer att öka om några år.

## 5.3 Aktörer med tillgång till eget kapital och behov av lågriskinvesteringar

En annan viktig förklaring är kapitalkostnaden och kreditmarknaden. Kapitalkostnaden står för en dryg tredjedel av de totala kostnaderna för ett vindkraftprojekt i Sverige. Det finns idag flera typer aktörer på marknaden som har gott om eget kapital och behov av investeringar som har låg risk. Dessa aktörer har ibland en investeringshorisont på 25 år, till skillnad från bankerna som ger betydligt kortare krediter. Det finns även de som finansierar på andra sätt än projektfinansiering och kan låna pengar till projekten till låg kostnad. För dessa aktörer är det rimligt att räkna med en lägre kalkylränta än vad som gjorts i referensfallet, vilket således innebär lägre ännu lägre kostnadsnivåer än vad som nämnts ovan (se Figur 4.2.1).

## **5.4 Skatteundantag gynnar producenter som använder egen el**

Ytterligare en bidragande orsak till att utbyggnaden av vindkraft fortsätter kan vara det skatteundantag från energiskatten på el (29 öre/kWh) som gäller för de som producerar vindkraftel och använder elen själva, vilket bland annat kommuner, kommunala fastighetsbolag och andra fastighetsbolag har utnyttjat. Det finns dock inga data idag som gör att det är möjligt att bedöma i vilken omfattningen skatteundantaget utnyttjats för investeringar i vindkraft. Därför är det svårt att bedöma i vilken utsträckning skatteundantaget har haft på utbyggnadstakten. Det pågår för närvarande en översyn av regelverket.

## **5.5 Specifika investeringskostnaderna är av stor vikt**

Känslighetsanalyserna i kapitel 4 visar att de specifika investeringskostnaderna är en av de viktigaste påverkansfaktorerna för kostnadsnivån, vilket inte är förvånansvärt då de står för drygt en tredjedel av de totala kostnaderna för ett vindkraftprojekt i Sverige (se Figur 4.1.2). Slutsatsen av detta är att om lågpristurbiner skulle få ett genomslag på den europeiska marknaden är det troligt att produktionskostnaderna sjunker ytterligare, vilket visas i Figur 4.2.4. För närvarande förväntas dock inte de specifika investeringskostnaderna för landsbaserad vindkraft sjunka i någon större utsträckning, många marknadsaktörer förutspår till och med att de kan öka på grund av utvecklingen mot större, högre och effektivare turbiner.

## **5.6 Drift och underhållskostnaderna har också sjunkit**

Även utvecklingen av drift- och underhållskostnaderna är viktiga för de totala kostnaderna för vindkraftprojekt, då denna kostnadspost står för knappt en tredjedel av de totala kostnaderna (se Figur 4.1.2). Eftersom vad som räknas in i drift- och underhållskostnaderna kan variera mellan olika källor är det vanskligt att redovisa statistik som visar utvecklingen. Enligt internationell statistik har kostnaderna minskat med 30 % under perioden 2008–2013. Många aktörer i Sverige vittnar om att kostnadsnivån varierar kraftigt mellan olika projekt, bland annat beroende på vad avtalet omfattar och hur många år det gäller.

## **5.7 Inte troligt att alla projekt kommer att förverkligas**

Det är också viktigt att lyfta fram att det är inte troligt att alla de projekt som ingår i studien kommer att förverkligas. Dels innehåller många tillståndsgivna projekt begränsningar av maximal höjd för vindkraftverken, vilket gör att projekten är ointressanta att utveckla med de senaste turbinerna. Dels är det inte troligt att alla projekt kommer att få miljötillstånd, bland annat på grund av konflikter med motstående intressen. Förutom detta kan fysiska förutsättningar ha förändrats under projektets gång. Elnätskapacitet och annan infrastruktur styr i hög utsträckning utbyggnaden av vindkraften i Sverige. Vidare kan det tänkas finnas konkurrens mellan olika projekt, speciellt när data i denna studie innefattar alla kända projekt.

När närliggande projekt ska realiseras är det en nyckelfråga hur produktionen samverkar och i vilken grad den lokala vindresursen påverkas.

Värt att påpeka är att kostnadsnivån dock inte påverkas av i vilken utsträckning projekten kommer att förverkligas, det påverkar bara energipotentialens storlek.

## **5.8 Stor potential havsbaserad vindkraft till högre kostnader än på land**

När det gäller den havsbaserade vindkraften finns en teknisk potential i närtid på drygt 30 TWh. En utbyggnad av havsbaserad vindkraft är intressant av flera skäl, bland annat för att den skulle kunna resultera i att stora volymer ny elproduktion tillkommer i elområde 4, eftersom flera av de planerade projekten ligger i södra Sverige, vilket är positivt ur ett systemperspektiv. Utifrån räkneexemplet uppskattas de genomsnittliga produktionskostnaderna för projekten Sverige ligga på omkring 100 öre per kWh, vilket är påtagligt lägre nivå än de globala produktionskostnaderna för havsbaserad vindkraft som ligger i intervallet 120–140 öre per kWh. Men eftersom produktionskostnaden är dubbelt så hög som för den landbaserade vindkraften bedöms det inte troligt att dessa projekt kommer komma till stånd, om inte de ekonomiska förutsättningarna påtagligt förändras. Om de ekonomiska villkoren förändras ökar antagligen intresset för projektutveckling vilket på sikt skulle öka den tekniska potentialen. För att få se en kostnadsutveckling liknande den för landbaserad vindkraft krävs en ökad utbyggnadstakt av havsbaserad vindkraft.

## **5.9 Kostnadsbedömningen bör uppdateras regelbundet**

Det är viktigt att beakta att den här bedömningen av kostnader och potential utgår från nuläget på vindkraftsmarknaden i Sverige. Det gäller såväl teknikutveckling som kostnader och möjliga projekt. I referensscenariot ingår inga uppskattningar av framtida kostnadsreduktioner. För att ändå spegla möjlig utveckling under de närmaste åren har en känslighetsanalys gjorts med avseende på teknikutveckling, som visar förutsättningarna om effektivare turbiner installeras.

Tanken bakom det här angreppssättet har varit att ta fram en metod inom detta projekt som gör det möjligt att uppdatera kostnadsbedömningen regelbundet. På så sätt är det möjligt att ta hänsyn till den pågående teknik- och kostnadsutveckling på vindkraftsmarknaden på ett bra sätt. Ett lämpligt intervall för uppdatering är vartannat år. Regelbundna uppdateringar är även viktigt för att hämta in nya data om vindkraftprojekten från Vindbrukskollen. Detta för att alla projekt som kommer att byggas under den närmaste tiden ska sorteras bort från potentialen och för att det är troligt att en hel del av de tillstånd som finns idag kommer att förfalla på grund av att de inte har tagits i anspråk i tid. Det sistnämnda kan förklaras med att intäkterna från elproduktionen har minskat påtagligt jämfört med de förhållanden som rådde då många av de idag tillståndsgivna projekten ansökte om tillstånd, vilket gör att vissa tillstånd inte längre är intressanta att utveckla.



## 6 Referenser

- BNEF 2013, Wind Turbine Index H2, 2013
- BNEF, H1 2014 Levelised Cost of Electricity Update, jan 2014
- BNEF 2013; Operational and maintenance price index, issue I, 2013
- BNEF 2014; Operational and maintenance price index, issue III, 2014
- Elforsk, Vindkraft i framtiden, Elforsk 2008
- Elforsk, El från nya anläggningar, 2003, 2007 och 2011
- Energimyndigheten, Kontrollstation för elcertifikatsystemet 2015; ER 2014:04
- Energimyndigheten, ”Samarbetsmekanismer enligt EU:s förnybartdirektiv”, ER 2010:18
- Energimyndigheten, Vindkraftstatistik 2013, ES 2014:02
- EWEA, The economics of Wind Energy, 2009
- GWEC 2013, [www.gwec.net](http://www.gwec.net), ”Global statistics”
- IEA, IEA Wind Task 26, The past and Future Cost of Wind Energy, 2012.
- IRENA, Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Wind power, juni 2012.
- JRC, 2013 JRC wind status report, Technology, market and economic aspects of wind in Europe, 2014
- Malmberg H., Havsbaserad vindkraft i Östersjön 2012
- Profu, Beräkningar med Markal-Nordic inför Långsiktsprogno 2012, 2013
- Thema Consulting Group (2013), Offshore wind farms as joint projects, ISBN nr 978-82-93150-39-8, Thema Report 2013-12



# Bilaga 1 Beskrivning av hur data i vindbrukskollen har använts i beräkningarna

Vindbrukskollen har finansierats av Energimyndigheten genom Nätverket för vindbruk och har byggts upp och drivs av länsstyrelsen i Västra Götaland. Befintliga projekt har samlats in från kommuner och länsstyrelser. Nya projekt matas in av projektörer på uppmaning av respektive länsstyrelse och kommun. Länsstyrelsen i Västra Götaland uppskattar att vindbrukskollen omfattar ca 90 % av alla vindkraftprojekt i Sverige.

Urvalet av projekt är stort och databasen visar vindkraftbranschen eget val av projektområden varför vindbrukskollen kan ses som en god källa för data om svenska vindkraftprojekt på aggregerad nivå.

## Omfattning av projektdata

I vindbrukskollen fanns, per mars år 2014, 3 371 projekt. Projekten kan anges i punktform, som placeringen av ett eller flera vindkraftverk, eller i ytform, genom att en polygon ritas som ska motsvara det tänkta projektområdet. Ibland anges både en yta och ett antal positioner för tilltänkta verk.

Till ytan anges direkt vissa data såsom projektnamn. Till ytan kopplas sedan attribut som area och medelvind. Om det bara finns punktdata genereras en area enligt buffertprincipen. Till punkterna, vilka representerar vindkraftverken kopplas data som gäller status i tillståndsprocessen och tekniska specifikationer. Ytor som registrerats utan tillhörande verk saknar således sådana uppgifter.

### 6.1.1 Endast landbaserade projekt i utbudskurvan

I beräkningarna av potentialen har endast landbaserade projekt tagits med, eftersom det finns för få havsbaserade projekt för att det ska vara möjligt att göra en rättvisande utbudskurva. Fördelningen mellan landbaserade eller havsbaserade vindkraftprojekt i vindbruksskollen redovisas i tabellen nedan. Det finns även ett mindre antal projekt som har kategori ”0”, som efter genomgång visats sig vara landbaserade projekt.

**Tabell Antal vindkraftprojekt i Vindbrukskollen fördelade på land- och vattenområden.**

Radetiketter	Antal	Summa area [km <sup>2</sup> ]	Procent av area
0	37	86	1 %
Land	3 307	9 324	90 %
Vatten	27	958	9 %
<b>Totalsumma</b>	<b>3 371</b>	<b>10 368</b>	

## Projektens status

Ett urval har även gjorts baserat på projektens status. Alla projekt som har status avvecklat och befintligt har sorterats bort. Vidare har projektens sorterats utifrån ”ärendestatus, som visar i vilken fas de är i tillståndprocessen. I tabellen nedan redovisas ärendestatusen för alla landbaserade projekt förutom de som har statusen ”avvecklat”. Statusen för de 7 % av arean som har statusen ”noll” har av olika skäl inte kunnat bestämmas.

**Tabell Ärendestatus för urvalet landbaserade projekt som ingår i Vindbrukskollen, exklusive projekt som har avvecklats.**

Radetiketter	Antal av Ärendestatus	Summa area [km <sup>2</sup> ]	Procent av area
0	367	645	7 %
Avslag	289	330	4 %
Behandlas	956	6 470	69 %
Beslut	426	859	9 %
Uppfört	1 093	739	8 %
Återkallad	212	367	4 %
Totalsumma	3 343	9 409	

I potentialberäkningarna har endast projekt med status ”Beslut” och ”Behandlas” använts. Detta innebär att 78 % av arean kommer att ingå i analysen.

## Antal verk per kvadratkilometer

För att bestämma potentialen i antal verk utifrån yta valdes samtliga projekt med turbiner större än eller lika med 1 MW eller ”0” angivet på ”antagen effekt. Detta gav 2 231 poster av 3 150. För dessa valdes de projekt som angett både ”Area” (2 221 av 2 231 poster) och ”Antal verk” (2 106 av 2 231 poster) varav ett nyckeltal ”verk per km<sup>2</sup>” beräknades. Detta nyckeltal spände från 0,0149 till 363 616. Medelvärdet låg på 184,5 och medianvärdet 3,9 vilket kan motivera att frisera siffrorna lite.

När alla värden större än 9 verk/ km<sup>2</sup> och alla värden mindre än 1 verk/ km<sup>2</sup> togs bort blev 1 915 poster kvar och medelvärdet 3,6. Medianvärdet var fortfarande 3,9.

*Slutsats: Fortsättningsvis används medelvärdet 3,6 verk/km<sup>2</sup> vid beräkningar som kräver nyckeltalet antal verk per yta. Detta motiveras med att det är mer restriktivt än medianvärdet.*

## Medelvind

Värden på medelvind är hämtade från MIUU 120 meter och spänner för databasens projekt från 4,9 m/s (VindIn:s projekt i Suorva) till 9,1 m/s (O2s projekt Glötesvålen som är under uppförande). 4,9 och 9,1 är således våra extremvärden och visar hur svårt det är att fånga verkligheten i en modellberäkning. Suorva, i dalgången mellan Sarek och Stora Sjöfallet har kanske inte bra vindar enligt MIUU, men det verk som redan är uppfört har mycket goda produktionsresultat. Glötesvålen är sannolikt ett fantastiskt vindläge men de verk som just uppförs ges en totalhöjd på 125 m, att jämföra med modellens värde som är taget från 120 m.

*Slutsats: Medelvärdet för alla områden med verk större än 1 MW och "0" är 7,7 m/s. Därför används det på de få projekt som saknar angiven medelvind samt de projekt som ligger under 5 m/s<sup>25</sup> då dessa antas karterats felaktigt.*

---

<sup>25</sup> I den "korrigerade" potentialbedömningen har detta tillämpats på projekt med medelvind < 6,8.



# Bilaga 2 Havsbaserad vindkraft i Sverige

I denna bilaga redovisas samtliga befintliga och planerade vindkraftparker till havs i Sverige.

## Befintlig havsbaserad vindkraft

Det finns idag sex havsbaserade vindkraftparker som år 2013 producerade 555 GWh. Av denna produktion stod Vattenfalls vindkraftpark Lillgrund i Öresund för drygt 320 GWh. Den senaste byggda vindkraftparken är E:Ons park Kårehamn utanför Ölands nordliga kust, vilken kom i drift 2013.

**Tabell Befintliga havsbaserade vindkraftparker i Sverige**

Namn på park	Drifftagningsår	Antal verk	Installerad effekt, MW	Produktion 2013 GWh
Lillgrund	2008	48	110,4	323
Bockstigen	1998	5	2,8	5
Utgrundet 1	2000	7	10,4	33
Vindpark Väneren	2010	10	30	0
Yttre Stengrund	2001	5	10	14
Kårehamn	2013	16	48	180 <sup>1)</sup>
<b>Totalt</b>		<b>91</b>	<b>211,6</b>	<b>555</b>

1) Beräknad årsproduktion

Källa: www.vindstat.nu maj 2014

## Planerade vindkraftparker

Det finns sju havsbaserade vindkraftparker som har fått tillstånd enligt miljöbalken för att uppföras, men som inte har byggts. Den främsta förklaringen till det är att det inte bedömts vara tillräckligt lönsamt, då ersättningen i form av elpris och elcertifikatpris inte täcker produktionskostnaderna. Sammanlagt omfattar dessa parker en installerad effekt på 2 400 MW och de skulle kunna producera 8,8 TWh per år.

Utöver dessa finns det ytterligare fem vindkraftparker för vilka en ansökan om tillstånd enligt miljöbalken har lämnats in till tillståndsmyndigheten. Flertalet av dessa inväntar ett tillstånd under 2014. Dessa parker motsvarar tillsammans en installerad effekt på 3 600–6 500 MW och de skulle kunna producera mellan 18–23 TWh om alla byggdes.

De flesta av dessa tillstånd för att uppföra havsbaserade vindkraftparker gäller under en period av sju år, med undantag av Taggen vindkraftpark som gäller under tio år. Det innebär att flera av tillstånden löper ut före år 2020. Det är inte givet att dessa tillstånd förlängs.

**Tabell Vindkraftparker till havs som har tillstånd eller har ansökt om tillstånd enligt miljöbalken.**

Namn på park	Antal verk	Installerad effekt, MW	Beräknad årlig produktion, GWh	Tillstånd giltighetstid
<b>Parker som har tillstånd enligt miljöbalken</b>				
Stora Middelgrund	108	864	3 000	2014
Kriegers Flak	128	640	2 000	2013 <sup>1)</sup>
Storgrundet	70	265	800	2018
Utgrunden II	24	86	275	2016
Trolleboda	30	150	500	2016
Taggen vindpark	60–83	300	1 000	2022
Vindkraftparken vid Stenkalles grund, Vänern <sup>1)</sup>	20	70	200	2020
<b>Totalt</b>	<b>440–463</b>	<b>2 375</b>	<b>8 755</b>	
<b>Parker som ansöker om tillstånd enligt miljöbalken</b>				
Blekinge Offshore	500–700	1 500–2 800	8 000	
Finngrundet	185	1 100	5 500	
Kattegatt Offshore	50	180–300	770	
Södra Midsjöbankarna <sup>2)</sup>	100–300	700–2 100	3 000–8 000	
Vindplats Göteborg	15	54–90	200	
<b>Totalt</b>	<b>870–1 270</b>	<b>3 604–6 460</b>	<b>17 670–22 670</b>	

1) Har ansökt om förlängning i december 2012.

2) När det gäller Södra Midsjöbankarna är storleken på parken beroende av vilka elanslutningsmöjligheter som kommer att finnas, vilket är oklart idag. Därför är samtliga uppgifter om parken i tabellen osäkra i dagsläget.

Källa: Energimyndigheten (2013). Praktiskt genomförande av gemensamma projekt för havsbaserad vindkraft.



### **Ett hållbart energisystem gynnar samhället**

Energimyndigheten arbetar för ett hållbart energisystem, som förenar ekologisk hållbarhet, konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

Vi utvecklar och förmedlar kunskap om effektivare energi-användning och andra energifrågor till hushåll, företag och myndigheter.

Förnybara energikällor får utvecklingsstöd, liksom smarta elnät och framtidens fordon och bränslen. Svenskt näringsliv får möjligheter till tillväxt genom att förverkliga sina innovationer och nya affärsidéer.

Vi deltar i internationella samarbeten för att nå klimatmålen, och hanterar olika styrmedel som elcertifikatsystemet och handeln med utsläppsrätter. Vi tar dessutom fram nationella analyser och prognoser, samt Sveriges officiella statistik på energiområdet.

Alla rapporter från Energimyndigheten finns tillgängliga på myndighetens webbplats [www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se).



Energimyndigheten, Box 310, 631 04 Eskilstuna  
Telefon 016-544 20 00, Fax 016-544 20 99  
E-post [registrator@energimyndigheten.se](mailto:registrator@energimyndigheten.se)  
[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)